

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

ІНЖЕНЕРНИЙ НАВЧАЛЬНО-НАУКОВИЙ ІНСТИТУТ ім. ПОТЕБНІ Ю.М.

Електричної інженерії та кіберфізичних систем

(повна назва кафедри)

**Кваліфікаційна робота**

перший (бакалаврський) рівень

(рівень вищої освіти)

на тему Зниження рівня споживання електричної енергії технологічним обладнанням ПАТ «Марганецький рудоремонтний завод»

Виконав: студент 3 курсу, групи 6.1419-з

спеціальності 141 Електроенергетика,

електротехніка та електромеханіка

(код і назва спеціальності)

спеціалізації

(код і назва спеціалізації)

освітньої програми Електроенергетика,

електротехніка та електромеханіка

(назва освітньої програми)

Швайковський Я. С.

(ініціали та прізвище)

Керівник д.т.н., доц. Коваленко В.Л.

(посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)

Рецензент Артемчук В.В.

(посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)

Запоріжжя

2024

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ**  
**ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ**

Інженерний навчально-науковий інститут ім. Потебні Ю.М. \_\_\_\_\_  
Кафедра електричної інженерії та кіберфізичних систем \_\_\_\_\_  
Рівень вищої освіти перший (бакалаврський) рівень \_\_\_\_\_  
Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка \_\_\_\_\_  
(код та назва)  
Спеціалізація \_\_\_\_\_  
(код та назва)  
Освітня програма Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

Завідувач кафедри  
д.т.н., доц. Зинь В.Л. Коваленко  
« 11 » 06 2024 року

**З А В Д А Н Н Я**  
**НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТОВІ**

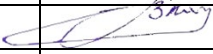


\_\_\_\_\_  
Швайковському Ярославу Сергійовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

- 1 Тема роботи **Зниження рівня споживання електричної енергії технологічним обладнанням ПАТ «Марганецький рудоремонтний завод»**  
керівник роботи Коваленко Віктор Леонідович, д.т.н., доцент  
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)
- затверджені наказом ЗНУ від « 26 » грудня 2023 року № 2212 - с
- 2 Строк подання студентом роботи **11 червня 2024 р.**
- 3 Вихідні дані до роботи: **63% споживає електропривод в частині металообробки, вентиляції і кондиціонування, насосного обладнання; 23,1 % технологічне обладнання, таке як кранове обладнання, електрозварювання та ін; 21,3 % - системи освітлення.**
- 4 Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) **1) Аналіз можливостей впровадження заходів з економії електричної енергії на ПАТ «Марганецький рудоремонтний завод» 2) Впровадження заходів щодо підвищення ефективності електроспоживання ПАТ «Марганецький рудоремонтний завод» 3) Техніко-економічне обґрунтування впровадження енергозберігаючих заходів.**
- 5 Перелік графічного матеріалу **1) Аналіз електроспоживання ПАТ «Марганецький рудоремонтний завод» 2) Схема однолінійна 3) Генеральний план 4) Модернізація підстанції 5) Модернізація металорізального**

верстата 6) Техніко-економічні показники підвищення ефективності електроспоживання цеху.

6 Консультанти розділів роботи

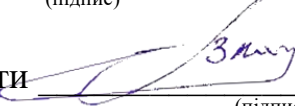
| Розділ   | Прізвище, ініціали та посада консультанта | Підпис, дата   |                  |
|----------|---|--|------------------|
|          |   | завдання видав   | завдання прийняв |
| Розділ 1 | Коваленко В. Л. д.т.н. доцент             |  |                  |
| Розділ 2 | Коваленко В. Л. д.т.н. доцент             |  |                  |
| Розділ 3 | Коваленко В. Л. д.т.н. доцент             |  |                  |

7 Дата видачі завдання 01.02.2024 р.


**КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН**

| № з/п | Назва етапів кваліфікаційної роботи  | Строк виконання етапів роботи | Примітка |
|-------|--|-------------------------------|----------|
| 1     | Аналіз можливостей впровадження заходів з економії електричної енергії на ПАТ «Марганецький рудоремонтний завод» | 01.03.2024                    |          |
| 2     | Впровадження заходів щодо підвищення ефективності електроспоживання ПАТ «Марганецький рудоремонтний завод»       | 01.04.2024                    |          |
| 3     | Техніко-економічне обґрунтування впровадження енергозберігаючих заходів  | 10.05.2024                    |          |

Студент  Швайковський Я. С.  
(підпис) (ініціали та прізвище)

Керівник роботи  В.Л. Коваленко  
(підпис) (ініціали та прізвище)

**Нормоконтроль пройдено**

Нормоконтролер  С.В. Башлій  
(підпис) (ініціали та прізвище)

## РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка містить: 82 сторінки, 6 рисунків, 13 таблиць, 16 джерел.

Темою дипломної роботи є «Зниження рівня споживання електричної енергії технологічним обладнанням ПАТ «Марганецький рудоремонтний завод».

Об'єкт дослідження - підприємство ПАТ «Марганецький рудоремонтний завод», що використовує достатньо значну кількість енергетичних ресурсів. Предметом роботи є підвищення рівня енергоефективності вищезазначеного підприємства, визначення технічної та економічної доцільності впровадження енергоефективних технологій.

Метою дипломної роботи є підвищення рівня енергоефективності ПАТ «Марганецький рудоремонтний завод», визначення технічної та економічної доцільності впровадження енергоефективних технологій.

В загальній частині розраховані втрати потужності та електроенергії, що дозволило запропонувати декілька заходів з енергозбереження: заміна двигунів фрезерного станка моделі 6A54, перехід на більш ефективні джерела світла, компенсація реактивної потужності. Також запропоновано реконструювати трансформаторну підстанцію з оптимізацією роботи трансформаторів.

Економічна частина містить економічний аналіз ефективності енергозберігаючих проектів. Розраховано такі показники як: чиста теперішня вартість, внутрішня норма рентабельності та термін окупності запропонованих заходів.

ЕЛЕКТРОУСТАНОВКА, ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ,  
ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ, АСИНХРОННИЙ ДВИГУН, КОМПЕНСАЦІЯ  
РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ, ТЕРМІН ОКУПНОСТІ

# ЗМІСТ

|   |    |
|---|----|
| Вступ.....  | 7  |
| 1 Аналіз можливостей впровадження заходів з економії електричної енергії на ПАТ «Марганецький рудоремонтний завод»..... | 10 |
| 1.1 Характеристика об'єкта та особливості енергопостачання підприємства .....   | 10 |
| 1.2 Кліматичні умови району розташування об'єкта .....  | 11 |
| 1.3 Аналіз електроспоживання підприємства.....  | 11 |
| 1.4 Заходи з енергозбереження, що передбачаються .....  | 16 |
| 1.4.1 Обґрунтування доцільності застосування компенсації реактивної потужності.....                                     | 16 |
| 1.4.2 Реконструкція системи електропостачання та вибір технологічного обладнання .....                                  | 19 |
| 1.4.2. Обґрунтування доцільності застосування компенсації реактивної потужності .....                                   | 20 |
| 1.4.3 Технічні рішення по підстанції 35/6кВ.....  | 23 |
| 1.4.4 Автоматизована система контролю та обліку енергоспоживання .....  | 28 |
| 1.4.5 Перехід на більш ефективні джерела світла.....  | 32 |
| 2 Впровадження заходів щодо підвищення ефективності електроспоживання ПАТ «Марганецький рудоремонтний завод».....       | 34 |
| 2.1 Компенсація реактивної потужності.....  | 34 |
| 2.1.1 Розрахунок втрат потужності в трансформаторах.....  | 34 |
| 2.1.2 Розрахунок втрат потужності в лініях.....   | 35 |
| 2.1.3 Вибір типу і потужності компенсуючих пристроїв.....   | 41 |
| 2.2 Заміна двигунів фрезерного станка моделі 6А54.....  | 51 |
| 2.3 Перехід на більш ефективні джерела світла.....  | 52 |
| 2.4 Реконструкція трансформаторної підстанції та  |    |

|  |    |
|--|----|
| вибір технологічного обладнання .....  | 59 |
| 3 Техніко-економічне обґрунтування впровадження енергозберігаючих заходів.....         | 66 |
| 3.1 Розрахунок економічного ефекту від впровадження енергозберігаючих заходів.....     | 66 |
| 3.1.1 Заміна двигунів фрезерного станка моделі 6A54.....                               | 66 |
| 3.1.2 Модернізація системи освітлення .....  | 65 |
| 3.1.3 Розрахунок економічного ефекту від компенсації реактивної потужності.....        | 68 |
| 3.1.4 Економічна ефективність реконструкції трансформаторної підстанції .....          | 74 |
| 3.2 Загальні техніко-економічні показники впровадження енергозберігаючих заходів ..... | 76 |
| Висновки.....  | 80 |
| Перелік посилань.....  | 81 |

## ВСТУП

У більшості країн світу енергозбереження вважається одним із ключових пріоритетів енергетичної політики, а питання підвищення ефективності використання паливно-енергетичних ресурсів у всіх секторах економіки стає все більш актуальним. Тому основним завданням українського уряду є забезпечення належного рівня енергоефективності національної економіки як запоруки її незалежності від інших країн.

При впровадженні енергозберігаючих заходів на промисловому підприємстві основною стратегічною метою є підвищення енергоефективності. Таким чином, потенціал енергозбереження підприємства можна визначити як систему взаємопов'язаних поточних і перспективних, внутрішніх і зовнішніх можливостей, а також мобілізаційних здібностей керівництва і персоналу для перетворення доступних ресурсів з метою підвищення енергоефективності виробництва.

Сьогодні питання економії енергетичних ресурсів є актуальним для кожного представника сучасного суспільства. Запаси енергоресурсів в Україні поступово виснажуються, а їх видобуток стає дедалі складнішим і небезпечнішим. Використання нетрадиційних джерел енергії ще не набуло широкого поширення в країні. Таким чином, єдиним виходом є економія енергоресурсів. На світовому рівні спостерігається стійка тенденція до збільшення виробництва і споживання енергії, особливо електричної. Навіть з урахуванням значних структурних змін у промисловості та переходу на енергозберігаючі технології, потреби в тепло- та електроенергії в найближчі десятиліття лише зростатимуть.

Отже, головне завдання на шляху підвищення енергоефективності української економіки полягає в збереженні інтелектуального і творчого потенціалу нації та забезпеченні ринкового попиту на нього.

Сучасний стан економіки надає чимало можливостей для раціонального використання енергоресурсів. Однак на мікрорівні недостатньо уваги приділяється впровадженню енергозберігаючих технологій. Процес впровадження енергозберігаючих заходів на підприємствах ускладнюється через брак фінансових ресурсів, зростання тарифів на енергоресурси, дефіцит кваліфікованого персоналу та відсутність мотивації у промислових підприємств для зниження витрат на електроенергію. Отже, управління інноваційним розвитком систем енергозбереження та впровадження енергозберігаючих заходів стає можливим лише за умов створення ефективного економіко-організаційного механізму господарювання, що базується на використанні інноваційного потенціалу енергозбереження підприємства.

Основний потенціал енергозбереження полягає в економії енергії в процесі її споживання, особливо електричної енергії. Важливим напрямком енергозбереження для об'єктів, розглянутих у дипломному проекті, є зменшення втрат в проміжних ланках обладнання, споживачах електроенергії та електромережах, де втрати можуть досягати 30%.

У дипломному проекті здійснюється аналіз електроспоживання підприємства, на основі якого пропонуються заходи з енергозбереження. Особлива увага приділяється питанням охорони праці на виробництві.

Реалізація заходів, розглянутих у дипломному проекті, є цілком реальною і, за попередніми оцінками, дозволить суттєво знизити щорічне споживання електроенергії підприємством. Водночас, це може значно знизити собівартість продукції. У рамках реалізації політики енергозбереження ключовим напрямом є вдосконалення механізмів фінансування енергозберігаючих заходів, зокрема, заохочення самофінансування підприємствами. За відсутності реальних джерел фінансування заходів з енергозбереження доцільно створювати фонди енергозбереження на підприємствах, наповнення яких відбуватиметься за рахунок пільгового оподаткування приросту прибутку, отриманого в результаті таких заходів.



Впровадження енергозберігаючих заходів не тільки зменшує кількість спожитої підприємством електроенергії, але й знижує собівартість продукції.

# 1 АНАЛІЗ МОЖЛИВОСТЕЙ ВПРОВАДЖЕННЯ ЗАХОДІВ З ЕКОНОМІЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ НА ПАТ «МАРГАНЕЦЬКИЙ РУДОРЕМОНТНИЙ ЗАВОД»

## 1.1 Характеристика об'єкта та особливості енергопостачання підприємства

Публічне Акціонерне Товариство «Марганецький рудоремонтний завод» - одне з провідних українських промислових підприємств. Основна сфера діяльності заводу це - виготовлення запчастин до дробильно-розмеленого комплексам вітчизняних та імпорتنих виробників. Також один із напрямів діяльності - це виготовлення запчастин для дорожньої техніки, запчастин для будівельної техніки і запчастин для гірничо-шахтного устаткування. Пропонує своїм замовникам великий каталог запасних частин до промислового і технологічного устаткування імпорتنих і вітчизняних виробників. Багатий досвід у виробництві запасних частин і великий асортимент виготовляються запчастин для промислового обладнання допоможе задовольнити будь-які потреби клієнтів.

Також завод пропонує готові технічні рішення по модернізації виробництва і конструкцій. Виготовляє і модернізує деталі для поліпшення технології виробництва, які застосовуються в області:

- виробництво кам'яних дорожньо-будівельних матеріалів;
- комплекси для гірничо-збагачувальних підприємств;
- виробництво цементів та матеріалів на їх основі;
- вапнякові та крейдяні родовища;
- комплекси з переробки вапнякових і крейдяних руд;
- феросплавні, металургійні та інші підприємства.

## 1.2 Кліматичні умови району розташування об'єкта

Кліматичні умови в районі розташування гравітаційної збагачувальної заводу визначені за регіональними картками нормативних ожеледних та вітрових навантажень на території області, наведених у ПУЕ-2006 глава 2.5. У розрахунках прийнято: 3 район по ожеледі і 3 район за вітром. Територія, по якій проходить траса повітряної лінії 35кВ (далі - ВЛ-35кВ), відноситься до 2 району пляски проводів (інтенсивна пляска проводів). Швидкісний напір вітру при ожеледі - 250Па. Температури повітря: середньорічна - плюс 8°C, найвища - плюс 38°C, найнижча - мінус 36°C. Середньорічна тривалість гроз - до 80 годин.

По трасі ПЛ-35кВ переважають ґрунти, що складаються з лісовидних суглинків і супісків. Ґрунтові води по трасі ПЛ-35кВ зустрінуті на глибині 0,6 ÷ 5,2 м, на майданчику заводу - на глибині 6,2 ÷ 6,8 м.

## 1.3 Аналіз електроспоживання підприємства

Електропостачання заводу виконано на напрузі 35кВ від підстанції 330/150/35кВ. Для електропостачання заводу передбачається спорудження комплектної двох трансформаторної підстанції 35/6кВ типу КТБР (М) 35-4Н з двома масляними трансформаторами типу ТДНС-10000/35-У1, 10000кВА, 35/6кВ. Підключається проектована трансформаторна підстанція до чарунки 35кВ № 347 підстанції 330/150/35кВ «ВДГМК».

Для підключення ПЛ-35кВ до чарунки № 347 передбачається її реконструкція в повному обсязі, з установкою вакуумного вимикача 35кВ типу ВР35НС з електромагнітним приводом, трансформаторами струму типу ТФЗМ-35Б-ІІУ1, роз'єднувачами типу РД(З) - 35/1000 з ручними приводами,

обмежувачами перенапруги з нелінійною характеристикою і полімерною ізоляцією типу ОПН-П-35/40, заміною ошиновки, а також реконструкцією релейного захисту та автоматики, що відповідає сучасним нормам мікропроцесорного пристрою виробництва ф. «Siemens» з підключенням до існуючих пристроїв телемеханіки та установкою цифрового реєстратора аварійних подій.

Електропостачання споживачів заводу на напрузі 6 кВ від підстанції 35/6кВ виконується кабельними лініями по радіальній схемі.

Споживачами електричної енергії, які підключаються до підстанції, є існуючі підприємства, а також існуючі та проєктовані електроустановки та електроприймачі ПАТ «Марганецький рудоремонтний завод».

Основними споживачами електричної енергії даних підприємств є електроприймачі, які отримують живлення на напругу 0,4 кВ. До таких електроприймачів відносяться: електродвигуни вентиляторів і насосів, підйомно-транспортне обладнання, внутрішнє і зовнішнє освітлення і кондиціонери. Електроприймачі 0,4 кВ в свою чергу отримують живлення від понижуючих розподільних підстанцій 6 / 0, 4кВ. Так само електроприймачами, які отримують живлення на напрузі 6 кВ є двигуни земснарядів.

Електроприймачі заводу відносяться до споживачів зі спокійним графіком навантаження. Підключення устаткування передбачається до трифазної мережі 6кВ і 380/220В, 50Гц. Однофазна навантаження рівномірно розподіляється по фазах. Робота електроприймачів не викликає погіршення параметрів мережі та відповідає ГОСТ 13109-97 "Норми якості електричної енергії в системах електропостачання загального призначення».

Від тимчасових комутаційних перенапруг передбачена установка обмежувачів перенапруги на фідері живильної підстанції ПС-330/150/35кВ «ВДГМК», на ВРП-35кВ понижувальної ПС-35/6кВ, а також на всіх приєднаннях ЗРУ-6кВ гравітаційної збагачувальної заводу.

Загальне розрахункове максимальне навантаження по проєкту становить 4276,5 кВт. У перспективі, коли буде виконано весь комплекс робіт з

переводу існуючих виробництв ПАТ «Марганецький рудоремонтний завод» на споруджувану за цим проектом підстанцію 35/6кВ розрахункове навантаження складе 12776,5 кВт. Виходячи з цього перспективного навантаження, обрана потужність трансформаторів підстанції. Після перекладу навантажень завантаження трансформаторів складе не більше 70%.

Електричні навантаження наведено в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 - Електричні навантаження з урахуванням перспективи розвитку

| № п/п | Тип енергетичного обладнання  | Потужність Р, кВт | Частка, % |
|-------|-------------------------------|-------------------|-----------|
|       | Всього                        | 3242              | 100       |
|       | Технологічне обладнання       | 748               | 23,1      |
|       | Кранове обладнання            | 278               | 8,6       |
|       | Електричні засоби монтажу     | 358               | 11,0      |
|       | Електрозварювання             | 112               | 3,5       |
|       | Електропривід                 | 2050              | 63,2      |
|       | Металообробка                 | 853               | 26,3      |
|       | Виробництво холоду            | 142               | 4,4       |
|       | Вентиляція та кондиціонування | 218               | 6,7       |
|       | Перекачування питної води     | 33                | 1,0       |
|       | Каналізація води              | 339               | 10,5      |
|       | Виробництво теплоти           | 109               | 3,4       |
|       | Перекачування мастила         | 81                | 2,5       |
|       | Ділянка завантаження          | 275               | 8,5       |
|       | Системи освітлення            | 444               | 13,7      |
|       | Зовнішні системи              | 240               | 7,4       |
|       | Внутрішні системи             | 204               | 6,3       |

Конденсаторні установки, що встановлюються на підприємстві й наявні на існуючих виробництвах обладнані регуляторами ступенів реактивної потужності, завдяки чому значення  $\text{tg}\phi$  не перевищує 0,5 у всіх режимах електроспоживання.

За своїми характеристиками електроприймачі відносяться до споживачів зі спокійним графіком навантаження. Підключення устаткування передбачається до трифазної мережі 6кВ і 380/220В, 50Гц. Однофазне навантаження рівномірно розподіляється по фазах.

Електроприймачі заводу за ступенем забезпечення надійності електропостачання відносяться до споживачів III-ї категорії згідно з ПУЕ-85. З метою забезпечення безаварійного електропостачання та відповідно до «Інструкції про порядок складання акта екологічної, аварійної та технологічної броні електропостачання споживача», затвердженої наказом Міністерства палива та енергетики України 19.01.2004г. № 26, виконано аналіз електроприймачів, який показав відсутність електроприймачів, які необхідно внести до акта екологічної, аварійної або технологічної броні.

Співвідношення споживання електроенергії обладнанням наведено на рисунку 1.1.

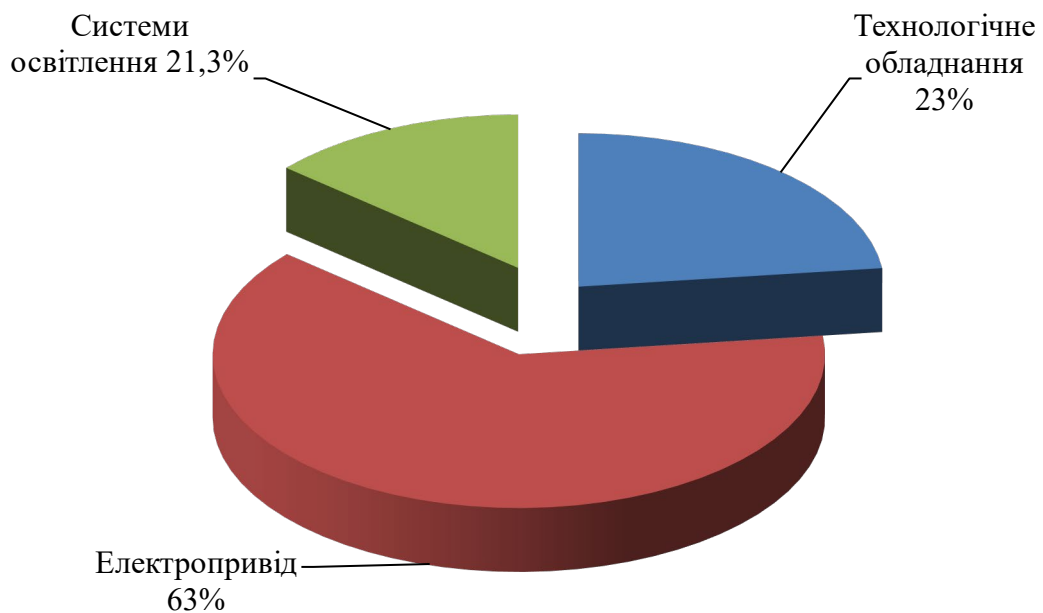


Рисунок 1.1 - Співвідношення споживання електроенергії обладнанням

Підстанція 35/6кВ розташовується на території заводу. Рельєф площі спокійний без видимого ухилу місцевості. Установка КТПБР виконується на спланованій території.

Втрати активної та реактивної потужності зображено на рисунках 1.2 та 1.3.

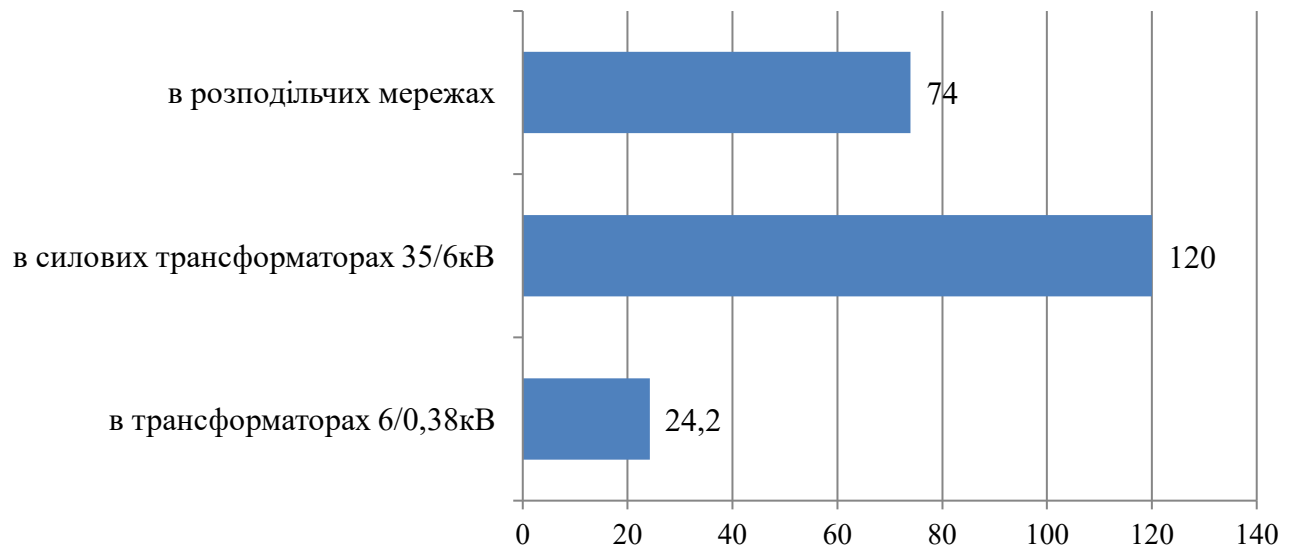


Рисунок 1.2 - Втрати активної потужності

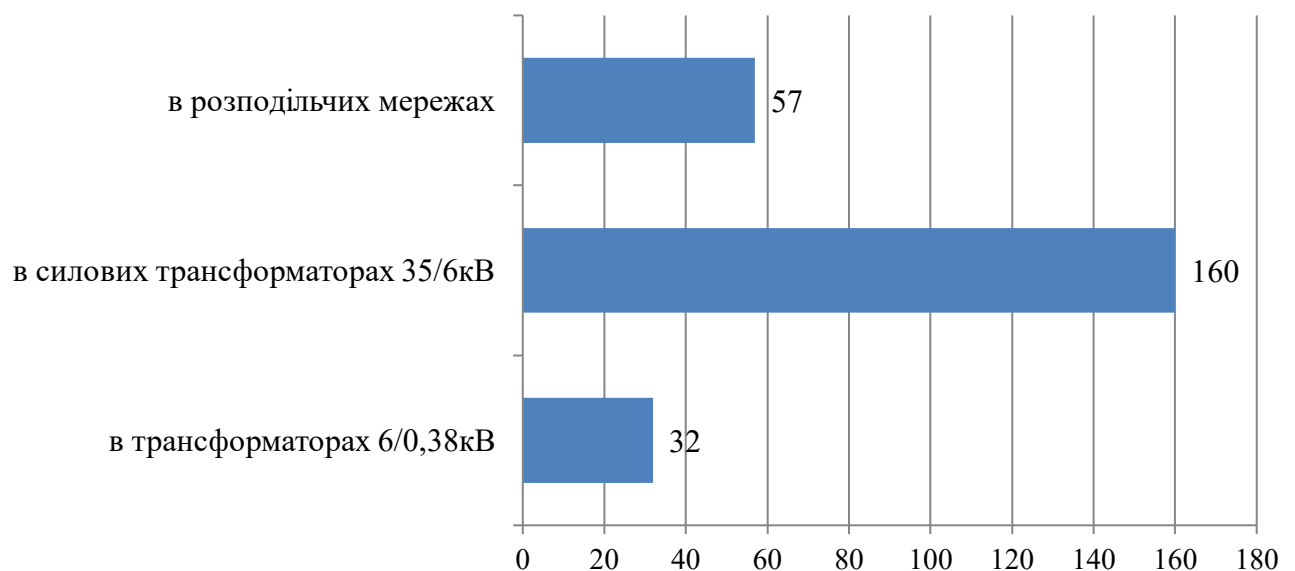


Рисунок 1.3 - Втрати реактивної потужності

## 1.4 Заходи з енергозбереження, що передбачаються

До заходів з енергозбереження, що передбачаються, слід віднести:

- організація технічного обліку споживання електроенергії. Для цього використовуються багатотарифні багатофункціональні лічильники активної та реактивної енергії, встановлені в чарунках 6кВ КРПЗ-6кВ підстанції 35/6кВ і на стороні 0,38 кВ;
- заміна двигунів фрезерного станка моделі 6А54;
- застосування енергозберігаючих освітлювальних приладів та їх секційне включення та відключення;
- розміщення світильників безпосередньо на робочих місцях;
- компенсація реактивної потужності;
- реконструкція системи електропостачання заводу з установкою енергоефективного комутаційного обладнання, трансформаторів з РПН, що мають менші втрати потужності із застосуванням схеми головних з'єднань з АВР на стороні 6кВ, що дозволить здійснити ряд заходів щодо зниження технологічних витрат електроенергії.

### 1.4.1 Обґрунтування доцільності застосування компенсації реактивної потужності

Більшість споживачів електроенергії становлять електричні машини (двигуни, генератори, трансформатори), в яких протікає реактивний струм, що індукуює реактивну ЕРС, яка обумовлює створення фазового зсуву між напругою і струмом. Підключене навантаження не тільки споживає активну енергію (віддає при роботі генератора) з мережі, а також реактивну енергію, що приводить до збільшення повної потужності в середньому на 20-25% по



відношенню до активної. При незначному завантаженні електричної машини (холостий хід) зсув фаз між наругою і струмом, як правило, збільшується, а  $\cos\phi$  зменшується в середньому 0,2-0,4. Якщо не використовувати компенсацію реактивної потужності, значно збільшиться споживаний струм при тій ж споживаній потужності.

Як правило, основним засобом компенсації реактивної потужності в електричних мережах промислових підприємств є конденсаторні установки. Це пояснюється їхніми значними перевагами у порівнянні з іншими засобами компенсації, а саме:

- малими, практично постійними в зоні номінальної температури довколишнього середовища, втратами активної енергії, що не перевищують 0,4% чи 0,004 кВт/кВАр КУ (для порівняння: в синхронних компенсаторах це значення досягає 10% номінальної потужності компенсатора, а в синхронних двигунах, що працюють в режимі перезбудження - 7%);

- відсутністю частин, що обертаються;
- порівняно незначними капітальними вкладеннями;
- можливістю підбору будь-якої необхідної потужності конденсаторів;
- встановлення їх у будь-яких точках мережі;
- відсутністю шуму під час їхньої роботи;
- простота монтажу и експлуатації.

За допомогою КУ можливі наступні види компенсації:

1. Індивідуальна (не є регульованою) - КУ розташовуються безпосередньо у електроприймачів і комутуються одночасно з ними. При індивідуальній компенсації від реактивного навантаження розвантажуються не тільки мережі вищої напруги, а й цехові розподільчі мережі. Вона є найкращою при компенсації окремих електроспоживачів, що працюють у тривалому режимі. Недоліки даного виду КРП - залежність часу підключення КУ від часу підключення електроприймачів і необхідність узгодження ємності КУ з індуктивністю електроприймача, реактивне навантаження якого компенсує КБ,

для запобігання виникнення резонансних явищ або застосування спеціальних схем підключення (перемикання з "зірки" на "трикутник", яке передбачає паралельне підключення до обмоток двигуна трьох однофазних конденсаторів).

2. Групова (також не є регульованою). Застосовується при КРП кількох індуктивних навантажень, що приєднані. КУ встановлюються в цехах і приєднуються до розподільних пунктів чи шин 0,38 кВт. Від реактивної потужності розвантажуються трансформатори на підстанції та мережі 0,38 кВ, що живлять. Недоліки - окрема комутація КУ і неповне розвантаження розподільних мереж підприємства від реактивної потужності (не розвантаженими залишаються розподільчі мережі до окремих споживачів).

3. Централізована (як правило, є регульованою). Застосовується в системах з великою кількістю споживачів, що мають великий розкид коефіцієнту потужності протягом доби, тобто для змінного навантаження. Централізована компенсація може здійснюватись на боці вищої напруги, коли КУ приєднується до шин 6-10 кВ головної знижувальної підстанції (ГЗП) або на боці нижчої напруги. Перший варіант забезпечує гарне використання конденсаторів: їх треба менше та вартість одного квар нижче, ніж при інших варіантах. Проте при компенсації за цією схемою від реактивної потужності розвантажуються тільки розташовані вище ланки розподільної мережі. Розподільні мережі 6 – 10 та 0,38 кВ при цьому не розвантажуються, отже втрати енергії в них не зменшуються, і потужності трансформаторів 6 – 10/0,38 кВ не можуть бути зменшені. При централізованій компенсації на боці нижчої напруги, коли КУ приєднується до шин 0,38 кВ трансформаторної підстанції 6 – 10/0,38, від реактивної потужності розвантажуються не тільки мережі 6 – 10 кВ, що живлять, а й трансформатори на підстанції. Не розвантаженими лишаються лише внутрішньоцехові розподільні мережі напругою 0,38 кВ. Регулювання потужності КУ може здійснюватись в функції реактивного струму навантаження, але для цього КУ повинна бути обладнана спеціальним автоматичним регулятором, а її повна компенсаційна потужність розділена на ступені, що окремо комутуються. Такі комплектні КУ називаються

автоматизованими. Даний тип КУ виконує КРП відповідно до фактичного споживання реактивної потужності

При компенсації реактивної потужності споживаний струм з мережі зменшується в залежності від  $\cos\phi$  на 30-50%. Установки засобів компенсації реактивної потужності забезпечує підтримання близького до 1 значення  $\cos\phi$ , чим спонукають зниження практично до 0 оплати за реактивну енергію, значне збільшення пропускної здатності трансформаторів, кабелів (нарощення споживаної потужності підприємства без реконструкції енергосистеми) за рахунок відсутності втрат активної потужності, які виникають при протіканні реактивного струму, а також ефективне розвантаження електромереж приводить до економії від 5-15% споживаної активної електроенергії.

#### 1.4.2 Реконструкція системи електропостачання та вибір технологічного обладнання

Існуюче електропостачання заводу ПАТ «Марганецький рудоремонтний завод» виконано на напрузі 35кВ від підстанції 330/150/35кВ. Для електропостачання заводу передбачається спорудження комплектної двох трансформаторної підстанції 35/6кВ типу КТБР (М) 35-4Н з двома масляними трансформаторами типу ТДНС-10000/35-У1, 10000кВА, 35/6кВ. Підключається проєктована трансформаторна підстанція до чарунки 35кВ № 347 підстанції 330/150/35кВ, для чого передбачається її реконструкція в повному обсязі з установкою вакуумного вимикача, трансформаторів струму, роз'єднувачів, обмежувачів перенапруги та модернізацією релейного захисту та автоматики. Підключення проєктованої підстанції до чарунки 35кВ № 347 підстанції 330/150/35кВ» виконується повітряною лінією 35кВ.

Станом на 01.10.2023 р. чарунка є резервною, без обладнання. Даним проєктом передбачається обладнання чарунки роз'єднувачами,

трансформаторами струму, вимикачем 35кВ, обмежувачами перенапруги з підключенням їх до існуючої ошиновки.

До установки прийнятий вакуумний вимикач ВР35НС-35-20/1600УХЛ1 зовнішньої установки, з кремній-органічною і повітряною ізоляцією в полюсах (без трансформаторного масла) і приводом з використанням принципу двохпозиційної "магнітної засувки". Вимикач відповідає технічним умовам ТУ У 22588376.002-96, а також ГОСТ 687-78. Вимикач виготовляється концерном «Високовольтний союз» ТОВ «РЗВА-ЕЛЕКТРИК» м. Рівне, Україна.

Основні параметри вимикача:

|  |      |
|--|------|
| - номінальна напруга, кВ                 | 35   |
| - найбільша робоча напруга, кВ           | 40,5 |
| - номінальний струм, А, при частоті 50Гц | 1600 |
| - номінальний струм відключення, кА      | 20   |
| - нормовані параметри наскрізного струму |      |

короткого замикання, кА:

|   |                   |
|---|-------------------|
| а) найбільший пік (струм електродинамічної стійкості)                                     | 52                |
| б) середньоквадратичне значення струму за час його протікання (струм термічної стійкості) |                   |
| - механічний ресурс, циклів ВВ  | 30000             |
| - комутаційний ресурс, циклів ВВ:   |                   |
| при номінальному струмі   | 30000             |
| при номінальному струмі відключення   | 55                |
| - температура   | від-60°C до +40°C |

Для виконання основних і резервних захистів проектованої ПЛ-35кВ встановлюються трансформатори струму типу ТФЗМ 35Б-II У1, 200/5А, клас точності - 0,5. Трансформатори струму - опорні, з масляним наповненням, полімерною ізоляцією, виробництва ВАТ «Запорізький завод високовольтної апаратури». Основні параметри трансформаторів струму:

- номінальна напруга 35кВ

- струм термічної стійкості 18кА
- струм динамічної стійкості 48кА.

Кількість вторинних обмоток трансформаторів струму забезпечує:

а) роздільне підключення засобів РЗА, засобів АСКОЕ та інших вимірювань-ний. Для підключення АСКОЕ трансформатори струму мають вимірювальну обмотку класу точності 0,5 s;

б) підключення пристроїв РЗА до різних вторинним обмоткам класу «Р» з метою забезпечення необхідних надійності, резервування і точності вимірювання.

Для захисту від грозових і комутаційних перенапруг електрообладнання ОРУ-35кВ встановлюються обмежувачі перенапруги типу ОПН-П-35/40, 5/10/1УХЛ1, що випускаються заводом електрозахисних пристроїв, м. Санкт-Перербург, Російська Федерація. Обмежувачі перенапруги нелінійні, з полімерною ізоляцією, з достатньою енергоємністю і необхідним захисним рівнем, обладнані реєстраторами спрацьовування в полімерному корпусі.

Встановлювані роз'єднувачі РД (З) -35/1000УХЛ1, вироблені ВАТ «Запорізький завод високовольтної апаратури», мають поліпшену кінематику і контактну систему, з ручним приводом головних ножів і ножів заземлення. Роз'єднувачі - горизонтально-поворотні, з підшипниковими вузлами, які не потребують ремонту з розбиранням протягом усього терміну служби.

Основні параметри роз'єднувача:

- номінальна напруга 35кВ;
- номінальний струм 1000А;
- номінальна частота 50Гц;
- струм термічної стійкості 31,5кА;
- струм динамічної стійкості 80кА.

Протяжність траси споруджуваної ПЛ-35кВ становить 2615м. Район проходження траси має I ступінь забрудненості атмосфери згідно з главою 1.9 ПУЕ-2006.

Траса проходить по незаселеній пересіченій території. По трасі є можливість проїзду транспортних засобів і механізмів для будівництва і експлуатації. При цьому організовується охоронна зона ПЛ-35кВ на всьому протязі траси шириною 15 м по обидва боки лінії від крайніх проводів при їх невідхиленого положенні.

Для ПЛ-35кВ використані багатодротяні проводи й троси. Провід прийнятий марки АС-120/19, грозозахисний трос - ТК-9.1. Грозозахисний трос прокладається тільки на підходах до підстанцій. Вибір проводу і троса виконаний відповідно до вимог ПУЕ. Провід й трос перевірені за умовами корони. Розрахунок наведено на кресленні М2223.8-ЕС.РР. Трос перевірений на термічну стійкість.

Максимальна напруга в дротах АС 120/19 прийнято рівним  $13,0 \text{ кг/мм}^2$ . Максимальна напруга в тросі ТК-9.1 прийнято -  $40,0 \text{ кг / мм}^2$ . Напруга в тросі в прольотах визначено з умови забезпечення необхідного за рівнем грозоупорності габариту між дротом і тросом і прийнято  $32,0\text{-}34,0 \text{ кг/мм}^2$ . Відповідно до вимог ПУЕ передбачається установка гасителів вібрації для захисту від танці проводів. Гасителі вібрації для троса не потрібні.

Монтажні стріли провисання проводів і троса і місця встановлення гасителів вібрації наведені на кресленнях «Таблиці монтажних стріл провисання проводів і тросів» і «Відомість гасителів вібрації».

Вибір підвісний ізоляції проведено відповідно до вимог, через викладені в листі ВАТ «Запоріжжяобленерго» від 12.04.06 № Т1018/13-29 (додаток Б) виходячи з нормованої ефективної довжини шляху витоку  $1,9 \text{ см / кВ}$  для I ступеня забрудненості атмосфери. Провід кріпляться до опор за допомогою ізольованих підвісок з ізоляторами ПСС-70А з подвійним кріпленням проводу на переходах.

Кріплення троса на анкерно-кутових опорах - ізольоване, за допомогою натяжних підвісок з одним ізолятором типу ПСС-70А. Типи підвісок для кріплення проводів і троса наведені на кресленнях «Відомість підвісок проводів і тросів. Зведена відомість підвісок проводів і троса ».

При влаштуванні лінії проміжні опори виконуються на центрифугованих стійках за типовим проектом 3.407.1-164. Анкерно-кутові опори - металеві за типовим проектом 3.407.2-170. На перетині з існуючою ПЛ-150кВ встановлюються анкерні опори в габаритах 110 кВ для зміни розташування проводів. Застосування металевих опор обумовлено дотриманням найменших допустимих відстаней для перетину їх ВЛ згідно гл.2.4 ПУЕ-2006р. Металоконструкції опор виконуються із сталі марки ВСТ-3ПСб. Захист сталевих конструкцій опор від корозії виконується грунтовкою і подальшим забарвленням їх лаком ПФ171 з алюмінієвою пудрою, грозозахисний трос та віддязки опор покриваються електротехнічної мастилом типу ЗЕС.

Закладення стійки залізобетонної опори проводиться у свердленні котлован з непорушеною структурою ґрунтів з заповненням пазух піщано-гравійної сумішшю складом 1:1. Фундаменти під сталеву опору прийняті уніфіковані із залізобетонними підніжжями, встановлюваних в відриті екскаватором котловани.

У зв'язку з установкою опор на ґрунтах II ступеня просадності необхідно для залізобетонної опори виконати подушку висотою 0,5 м з гравійно-піщаної суміші перед установкою опори і глиняний вимощення висотою 0,5 м з ухилом

Захист лінії від прямих ударів блискавки здійснюється підвіскою грозозахисного тросу на підходах до підстанцій. На переході під діючими лініями 150 кВ підвіска троса не передбачається.

#### 1.4.3 Технічні рішення по підстанції 35/6кВ

Для прийому і розподілу електроенергії на території гравітаційної збагачувальної заводу передбачається встановити комплектну блокову трансформаторну підстанцію (далі - КТПБР) Рівненського заводу високовольтної апаратури з вищою напругою 35кВ з відкритим розподільчим

пристроєм 35кВ (далі - ОРУ35кВ) за схемою 35-2, з вимикачами ВР-35НС. Номінальна напруга обмоток низької напруги (НН) силового трансформатора - 6кВ.

Технічна характеристика КТПБР наведена в таблиці 1.2.

Таблиця 2.1 - Технічна характеристика КТПБР

| Найменування параметра                                  | Одиниці виміру | Значення |
|---|----------------|----------|
| Номінальна потужність силового трансформатора не більше | кВА            | 2x10000  |
| Номінальна напруга,                                     | кВ             | 35       |
| Найбільша робоча напруга                                | кВ             | 40,5     |
| Номінальний струм:                                      | А              |          |
| - головних кіл  |                | 630      |
| - збірних шин   |                | 1000     |
| Ударний струм короткого замикання                       | кА             | 52       |
| Струм термічної стійкості (трьохсекундний)              | кА             | 20       |
| Номінальна напруга допоміжних кіл                       | В              | 380/220  |
| - змінного струму                                       |                | 220      |
| - постійного (випрямленого) струму                      |                |          |

Спорудження підстанції передбачається в дві черги. У першій черзі передбачається установка одного силового трансформатора 35/6кВ потужністю 10000кВА. У другій черзі - встановлення другого силового трансформатора 35/6кВ потужністю 10000кВА.

На низькій стороні застосовується розподільчий пристрій 6кВ типу КРПЗ-6. Конструкція КТПБР розрахована для роботи в умовах кліматичного району У, категорії розміщення І. КТПБР виготовляється за технічними умовами ТУ У 00113997.014-98.



Схема електричних з'єднань головних ланцюгів КТПБР 35/6кВ виконана на підставі «Схем принципів електричних розподільних пристроїв 110, 35, 10 (6) кВ», наведених в ТУ У 00113997.014-98 і ГКД 341.004.001-94 "Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6-750кВ».

Схема електричних з'єднань КТПБР наведена в таблиці 1.3.

Таблиця 1.3 - Обладнання, передбачене в схемі електричних з'єднань первинних ланцюгів

| Найменування електрообладнання,<br>характеристика                                | Тип                                      |
|--|--|
| Трансформатор 35/6кВ, 10МВА  | ТДНС-10000/35-У1                         |
| Вимикач 35кВ з електромагнітним приводом   | ВР-35НС-35-20/1600УХЛ1                   |
| Роз'єднувачі, заземлювачі 35кВ<br>- з приводом ПРГ УХЛ1<br>- з приводом ПРГ УХЛ1 | РДЗ.1-35(Б)/1000У1<br>РДЗ.2-35(Б)/1000У1 |
| Трансформатори струму 35кВ   | ТФЗМ-35Б-ПУ1                             |

Схема електричних з'єднань головних ланцюгів - два блоки ліній - трансформатор з вимикачами і неавтоматической перемичкою з боку ліній.

КТПБР складається з наступних основних елементів:

- силових трансформаторів (поставляються по окремому замовленню);
- відкритого розподільчого пристрою 35кВ з елементами жорсткої ошиновки;
- комплектного розподільного пристрою 6кВ зовнішньої установки КРПЗ-6;
- шаф трансформаторів власних потреб (ШСТ);
- елементів блискавкозахисту і зовнішнього освітлення;
- загальнопідстанційного пункту управління (ОПУ) з панелями низьковольтних комплектних пристроїв (ПКН);

- комплекту інвентарних пристосувань і рукояток;
- комплектів кронштейнів і залізобетонних лотків для прокладки силових і контрольних кабелів у ВРУ 35кВ;
- гнучкою ошиновки 6кВ;
- незаглибленої огорожі;
- фундаментів;
- заземлення;
- протипожежного щита з пожежінвентарем і ящиком для піску;
- комплекту засобів захисту.

Відкритий розподільний пристрій 35кВ виконано з уніфікованих транспортабельних блоків заводського виготовлення, що складаються з металевих опорних конструкцій, на яких змонтовані апарати високої напруги, елементи ошиновки, а також елементи допоміжних ланцюгів. Металоконструкції блоків забезпечують зручність монтажу та обслуговування апаратів, і дозволяє виконувати транспортування блоків пакетами.

Блоки 35кВ встановлюються на заглиблених фундаментах (залізобетонних стійках). Конструкція блоків прийому ВЛ-35 кВ забезпечує беспортальний прийом і кріплення спусків ПЛ безпосередньо до опорно-стрижневим ізоляторам без застосування гірлянд і натяжних пристроїв.

Для ОРУ-35кВ застосовується жорстка ошиновка з труб алюмінієвого сплаву діаметром 60х3мм. Конструкція вузлів кріплення жорстких шин забезпечує компенсацію температурних змін їх довжини, можливих неточностей в установці блоків, а також зсувів блоків, що виникають внаслідок деформації ґрунту в процесі експлуатації. Для усунення вібрацій жорсткої ошиновки, що виникають від впливу вітру, застосовані спеціальні виброгасящие пристрої, змонтовані в трубчастих шинах.

У складі КТПБР на стороні 6кВ передбачається розподільний пристрій зовнішньої установки (КРПЗ-6), що представляє собою металеве приміщення, в яке вмонтовані шафи 6кВ серії КУ-10Ц. КРПЗ складається з транспортабельних блоків з шафами КРУ і торцевих блоків, міжблокових сполук головних і допоміжних ланцюгів, елементів повітряних вводів і висновків. Розміщення

шаф у приміщенні однорядне з можливістю двостороннього обслуговування. Кріплення шаф до підлоги виконується зварюванням. З'єднання осередків КРУ 6кВ з силовими трансформаторами виконується гнучким сталелегалюмінієвий проводом.

Для живлення споживачів власних потреб передбачаються трансформатори потужністю 40кВА напругою 6 / 0, 38кВ, які встановлюються в шафах трансформаторів власних потреб (ШСТ). У середині шаф передбачені втичні роз'єми і запобіжники. Опорні ізолятори для підведення гнучкою ошиновки від силових трансформаторів до ЗРУ-6кВ встановлюються на даху КРПЗ. Шафа низьковольтної апаратури (ШНВА) винесений із загального ряду КРУ і встановлюється як стоїть окремо.

У складі КТПБР застосовується загальнопідстанційний пункт управління (ОПУ) заводського виготовлення, який являє собою будинок, що складається з каркаса і полегшених профільних оцинкованих металевих панелей з утеплювачем. У ОПУ є приміщення для розміщення панелей релейного захисту та управління, сигналізації, власних потреб, апаратури зв'язку та пристроїв телемеханіки, виїзного та ремонтного персоналу. Постійного обслуговуючого персоналу на підстанції немає. Панелі, нагрівальні печі і світильники встановлюються і кріпляться на спеціально передбачених металоконструкціях та кронштейнах.

Контрольні та силові кабелі в ОПУ заводяться через отвори в його нижній частині, а потім, за секціями і внутрішнім кабельним лотків направляються до панелей. ОПУ має два виходи і обладнане електричним освітленням. У приміщенні автоматично в холодну пору року підтримується температура не нижче 50С шляхом включення і відключення нагрівальних електричних печей. Прокладання контрольних неброньованих кабелів по території підстанції здійснюється в наземних залізобетонних лотках. Підведення кабелів до ящиків з затискачами виконується в металевих трубах.

Від прямих ударів блискавки захист КТПБР здійснюється кінцевий опорою ПЛ-35кВ та окремо розташованих стрижневим блискавковідводом висотою 24,3 м, встановленим на стійці СЦП 195-310. Заземлення

металоконструкцій блоків, корпусів трансформаторів, КРПЗ 6кВ, ОПУ та інших металевих частин, які можуть опинитися під напругою, виконується смуговий сталлю перетином 40x4 мм і приєднується за допомогою зварювання до контуру заземлення підстанції.

Металеві кабельні конструкції, що складаються з лотків, з'єднаних між собою болтами за допомогою вкладишів, утворюють замкнутий ланцюг заземлення. На початку і в кінці прямої ділянки траси до лотків приєднується провідник від контуру заземлення підстанції. Заземлюючі ножі роз'єднувачів приєднуються до металоконструкції блоку. Заземлюючі ножі лінійних роз'єднувачів з боку лінії 35кВ не блокуються, а їх приводи обладнуються пристосуваннями для замикання навісними замками. Фундаменти під елементи КТПБР (блоки ОРУ35кВ, КРПЗ-6, ОПУ, кабельні лотки, огорожу) передбачаються незаглиблений типу і складаються із залізобетонних елементів (лежнів, брусків, плит), що укладаються на подушку з піщано-гравійної суміші або дрібного щебеню товщиною 100 мм.

Фундаменти під силові трансформатори 35кВ складаються із залізобетонних плит НВВ-1, покладених на щебеневу подушку, виконує також роль мастилогасильного шару. На плити НВВ-1 укладаються рейки Р50, які приварюються до закладних деталей плити. Огорожа мастилоприймача виконується збірними залізобетонними плитами УБК-5.

#### 1.4.4 Автоматизована система контролю та обліку енергоспоживання

У чарунці 35кВ № 347 підстанції 330/150/35кВ релейний захист виконано на базі мікропроцесорного пристрою типу 7SJ6126-5EB62-1FB1 виробництва фірми Siemens. При цьому апаратура управління, захисту та сигналізації обладнання, розташованого на відкритій частині 35кВ ПС «ВДГМК» набирається на існуючих панелях, встановлених в приміщеннях релейного залу і головного щита управління підстанції. Панелі захисту, управління, обліку та

сигналізації інтегровані в загальнопідстанційну систему телесигналізації (ТС) і автоматизованої системи комерційного обліку (АСКОЕ).

Підключення осередку № 347 до систем ТЗ та АСКОЕ дозволяють:

- контролювати стан обладнання з диспетчерського пункту;
- проводити моніторинг режимів електроспоживання та стану електрообладнання.

Щоб уникнути наведень і помилкових спрацьовувань у проекті застосовані екрановані контрольні кабелі. Для захисту відходить повітряної лінії 35кВ та підключається до неї ПС-35/6кВ на живильній підстанції передбачені наступні види захистів:

- струмова відсічка (ТО);
- максимальна струмовий захист (МТЗ);
- автоматична частотна розвантаження (АЧР);
- автоматичне повторне включення (АПВ);
- частотне АПВ (ЧАПВ);
- контроль залишкового напруги на відключеній лінії 35кВ для ремонтного режиму;
- контроль положення вимикача;
- контроль цілісності запобіжників в колах напруги;
- контроль справності кіл керування та пристроїв РЗА;
- сигналізація аварійних відключень вимикача і роботи захистів.

Щоб уникнути помилкових дій персоналу на комірці 35кВ № 347 виконана оперативна блокування роз'єднувачів і їх заземлюючих ножів. Проектом передбачена телемеханізація чарунки № 347 з видачею сигналів про стан вимикача (вкл. / викл.) Та про споживаної активної та реактивної потужності через перетворювач на існуюче пристрій телемеханіки.

Апаратура управління та захисту обладнання, розташованого на ВРП-35кВ, а також загальнопідстанційна сигналізація розташовуються на панелях у ОПУ. Апаратура управління, захисту та сигналізації на стороні 6кВ розташовується в релейних відсіках осередків ЗРУ-6кВ. Для захисту силових

понижувальних трансформаторів 35/6кВ потужністю 10МВА на підстанції передбачені наступні види захисту та автоматики:

- диференційний захист;
- МТЗ;
- від перевантаження;
- газовий захист;
- логічний захист шин (ЛЗШ);
- контроль ланцюгів відключення і положення вимикача;
- сигналізація роботи захистів, справності ланцюгів відключення і пристроїв РЗА та аварійних відключень вимикачів;
- автоматичне регулювання напруги силового трансформатора під навантаженням.

Для захисту приєднань 6кВ на підстанції передбачені наступні види захистів, автоматики і сигналізації:

- ТО;
- МТЗ;
- захист від замикання на землю (ЗНЗ);
- захист від дугових замикань (ЗДЗ);
- УРОВ;
- сигналізація «Земля» на шинах 6 кВ;
- сигналізація стану та стану вимикачів;
- сигналізація справності пристроїв релейного захисту і ланцюгів управління, а також аварійних відключень вимикачів.

Для підвищення рівня надійності електропостачання передбачено АВР на стороні 6кВ. Щоб уникнути наведень і помилкових спрацьовувань у проекті застосовані екрановані контрольні кабелі. У проекті застосовані мікропроцесорні пристрої керування, захисту та сигналізації, які відповідають сучасним вимогам та завданням захисту, автоматизації та управління підстанціями та дозволяють забезпечити:

1) наочність процесу роботи КРУ за рахунок більшої кількості вимірювань і сигналізації, а також показу інформації на динамічних екранах, які дають можливість оператору своєчасно реагувати для запобігання аварії.

2) дистанційне керування, як терміналами релейного захисту, так і первинним обладнанням підстанцій.

3) постійну діагностику обладнання, що дозволяє проводити передаварійну профілактику устаткування (порівняно з поставарійний, або періодичним технічним обслуговуванням традиційного обладнання).

4) можливість покрокового нарощування системи як релейного захисту, так і систем вимірювання і управління, зміни їх функцій шляхом перепрограмування.

5) можливість реєстрації і збереження всіх величин контрольних параметрів в передаварійних і аварійних режимах роботи, що дає можливість зробити точний поставарійний комп'ютерний аналіз причин аварії (така можливість повністю відсутня у разі використання електромеханічних реле).

Основні електроприймачі підприємства:

– технологічне обладнання (всього близько 180 шт.: станки, преси, електричні пічі, компресори стисненого повітря – 4 шт.);

– зварювальне обладнання (близько 100 од., в т.ч. зварювальні випрямлячі типу ВС-600 – 9 шт., ВДУ-506У – 14шт., КИУ-501 – 8шт., ВДУЧ-350 – 3шт., ВДМ-1001 – 6шт., «КЕМРІ» - 1шт., ВДУ-1201 – 2шт., ВКСМ-1000 – 1шт., ВДУ-504 – 4шт., ВДУ-1202 – 2шт., обладнання для зварювання MIG/MAG ВАРИО СТАР 457/2 – 2шт.,обладнання дугового зварювання УДГУ-251 АС/DC – 1шт., УДГУ-301, газоплазморізальна машина ППлКП - 2шт);

– кран-балки;

– освітлення (освітлення у виробничих цехах – світильники з люмінесцентними лампами типу ДРЛ-1000 та ДРЛ-700 – 70 шт., освітлення цехів – з люмінесцентними лампами типу ДРЛ-400 (30 шт.) і ДРЛ-250 (10 шт.), освітлення периметру – з люмінесцентними лампами типу ДРЛ-250 (30 шт.) і ДРЛ-125 (30 шт.); освітлення в адміністративних і побутових приміщеннях

виконано світильниками з люмінесцентними лампами типу ЛБ-36 (50 шт.); освітлення в туалетах, КНС, побутових приміщеннях – з лампами розжарювання (50 шт.);  
– вентиляція (приточних та витяжних вентиляційних установок потужністю 3-20 кВт – 20 шт.).

#### 1.4.5 Перехід на більш ефективні джерела світла

Оскільки, на забезпечення освітлення ділянок підприємства витрачається близько 21% від витрат останнього на електроенергію, то зниження енергоспоживання в даному напрямку є актуальним.

Для аналізу системи освітлення підприємства необхідна наступна інформація:

Тип встановлених ламп - ДРЛ – 400.

Дані про кількість освітлювальних приладів та їх характеристики наведено в таблицях 1.4, 1.5.

Таблиця 1.4– Характеристика ламп ДРЛ - 400

| Тип лампи | Напруга, В | Світловий потік, лм | Довжина, мм | Діаметр, мм | Цоколь | Термін експлуатації, годин |
|-----------|------------|---------------------|-------------|-------------|--------|----------------------------|
| ДРЛ-400   | 220        | 19000               | 292         | 122         | P40    | 10000                      |

- кількість ламп – 48 штук,
- потужність лампи – 400 Вт,
- тип світильника – РСП05-400/ГОЗ.



Таблиця 1.5 - Характеристика світильника РСП 05-400/Г03

| Тип світильника | Джерело світла |                | Діаметр, мм | Висота, мм | ККД |
|-----------------|----------------|----------------|-------------|------------|-----|
|                 | Тип            | Потужність, Вт |             |            |     |
| РСП 05-400/Г03  | ДРЛ            | 400            | 490         | 607        | 0,7 |

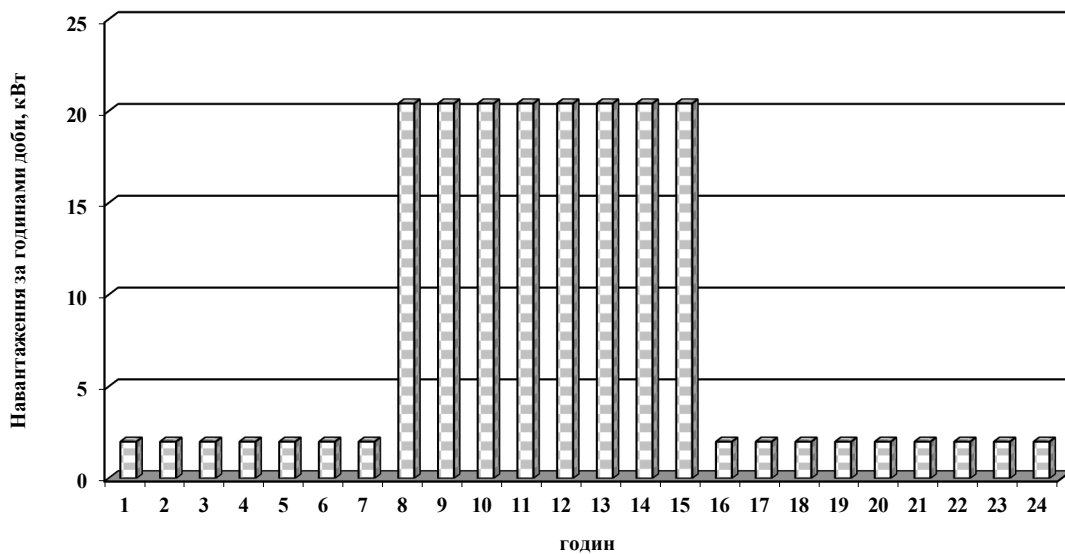


Рисунок 1.4 - Добовий графік навантаження освітлювальних установок  
Даної інформації достатньо для виконання розрахунків в системі освітлення підприємства.

## 2 ВПРОВАДЖЕННЯ ЗАХОДІВ ЩОДО ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ ПАТ «МАРГАНЕЦЬКИЙ РУДОРЕМОНТНИЙ ЗАВОД»

### 2.1 Компенсація реактивної потужності

#### 2.1.1 Розрахунок втрат потужності в трансформаторах

Електропостачання підприємства забезпечується двома трансформаторами ТДНС-10000/35-У1, 10000кВА, 35/6кВ. Наведемо в таблиці 2.1 кількість і потужність трансформаторів КТП, від яких живляться цехи і ділянки підприємства.

Таблиця 2.1 – Характеристика трансформаторів

| № КТП | Найменування ділянки  | Кількість та $S_{ном}$ , кВА |
|-------|-----------------------|------------------------------|
| КТП 1 | Механічний цех        | 2×1000                       |
| КТП 2 | Ливарний корпус       | 2×1000                       |
| КТП 3 | Зварювальний цех      | 2×630                        |
| КТП 4 | Компресорна           | 2×250                        |
| КТП 5 | Випробувальна ділянка | 2×1000                       |

Проведемо розрахунок втрат потужності і енергії в трансформаторах виходячи з даних, наведених в таблиці 2.2.

Річні втрати активної енергії в трансформаторах визначаються за формулою:[3]

$$\Delta W_{mp} = n \cdot \Delta P_x \cdot T_n + \frac{1}{n} \cdot k_{з.м}^2 \cdot \Delta P_{кз} \cdot T_{роб} , \quad (2.1)$$

де  $\Delta P_x$ ,  $\Delta P_{кз}$  - втрати холостого ходу і короткого замикання трансформаторів, кВт;

$n$  - кількість трансформаторів;

$k_{з.т.}$  - коефіцієнт завантаження трансформаторів;

$T_n$  - річний час включення трансформаторів, годин;

$T_{роб}$  - річний час роботи трансформаторів під навантаженням, годин.

Таблиця 2.2 – Паспортні дані трансформаторів

| Тип трансформатора | Номинальна потужність, кВ·А | $U_{ном}$ , кВ |     | $U_{к.з.}$ , % | $I_{х.х.}$ , %<br>$I_{ном}$ | Втрати, кВт |      |
|--------------------|-----------------------------|----------------|-----|----------------|-----------------------------|-------------|------|
|                    |                             | ВН             | НН  |                |                             | хх          | кз   |
| ТМЗ-250/10         | 250                         | 10             | 0,4 | 6,5            | 1,6                         | 1,15        | 5,4  |
| ТМЗ-630/10         | 630                         | 10             | 0,4 | 5,5            | 1,63                        | 1,25        | 7,9  |
| ТМЗ-1000/10        | 1000                        | 10             | 0,4 | 5,5            | 1,7                         | 1,9         | 12,2 |

Коефіцієнт завантаження трансформаторів визначаємо з формули:

$$k_{з.т.} = \frac{I_{ср}}{I_n}, \quad (2.2)$$

де  $I_{ср}$  - середній струм, А;

$I_n$  - номінальний струм низької сторони, А.

Знаходимо струм навантаження:

$$I_n = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{н2}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1443,37 \quad (2.3)$$

За розрахунковий період (рік) спожито:

- активної енергії  $E_a = 1818$  тис. кВт·год.

- реактивної енергії  $E_p = 1363,5$  тис. кВар·год.

Для комбінату річний час включення трансформаторів:

$$T_n = 8760 \text{ годин};$$

$$T_{\text{роб}} = 6024 \text{ годин}.$$

Знаходимо середній струм:

$$I_{\text{cp}} = \frac{\sqrt{E_a^2 + E_p^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н2}} \cdot T_{\text{роб}}} = \frac{\sqrt{1818000^2 + 1363500^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 6024} = 544,5 \text{ А.} \quad (2.4)$$

Визначимо активні втрати в трансформаторі:

$$\Delta W_{\text{тр}} = 2 \cdot 2,45 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 0,38^2 \cdot 12,2 \cdot 6024 = 48230 \text{ кВт}\cdot\text{год/рік}.$$

Річні втрати реактивної електроенергії:

$$\Delta W_{\text{тр.р.}} = \Delta Q_{\text{xx}} \cdot T_n + k_{\text{з.м}}^2 \cdot \Delta Q_{\text{кз}} \cdot T_p, \quad (2.5)$$

де  $\Delta Q_{\text{xx}}$  та  $\Delta Q_{\text{кз}}$  - втрати реактивної енергії,

$$\Delta Q_{\text{xx}} = S_n \cdot \frac{I_{\text{xx}}}{100} = 1000 \cdot \frac{1,4}{100} = 14 \text{ квар},$$

$$\Delta Q_{\text{кз}} = S_n \cdot \frac{U_{\text{кз}}}{100} = 1000 \cdot \frac{5,5}{100} = 55 \text{ квар},$$

тоді

$$\Delta W_{\text{тр.р.}} = 14 \cdot 8760 + 18 \cdot 0,38^2 \cdot 6024 = 170482 \text{ квар/рік}.$$

### 2.1.2 Розрахунок втрат потужності в лініях

Втрати активної та реактивної потужності і електроенергії за відповідний розрахунковий період визначаються за формулами відповідно.[3]

$$\Delta P_{л} = 3 \cdot K_{\phi}^2 \cdot I_{сер}^2 \cdot l \cdot R_e \cdot 10^{-3} \cdot T_p \quad (2.6)$$

$$\Delta Q_{л} = 3 \cdot k_{\phi}^2 \cdot I_{сер}^2 \cdot l \cdot X_e \cdot 10^{-3} \cdot T_p \quad (2.7)$$

де  $R_e$  – еквівалентний активний опір лінії, Ом;

$X_e$  – еквівалентний реактивний опір лінії, Ом.

$I_{сер}$  – середнє значення струму в лінії за характерну добу, А:

$$I_{сер} = \frac{W_a}{T_p \cdot \sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \varphi_{св}} \quad (2.8)$$

де  $\cos \varphi_{св}$  – середньозважений коефіцієнт потужності;

$W_a$  - споживання активної електроенергії за розрахунковий період, за 2023 рік  $W_a = 78,2$  млн. кВт·год.

$$I_{сер} = \frac{1818000}{6024 \cdot \sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0,8} = 5,7 \text{ А,}$$

$K_{\phi}$  – коефіцієнт форми графіка навантаження лінії:

$$K_{\phi} = \frac{P_{ср.кв}}{P_{ср}}; \quad (2.9)$$

де  $P_{cp}$  - середня потужність,  $P_{сер} = \frac{P_{cp\Sigma}}{t_{роб}}$ ,

$P_{cp.кв}$  - середньоквадратична потужність,

$$P_{cp.кв} = \sqrt{\frac{\Sigma(P_{cp}^2 \cdot \Delta t)}{T}} \quad (2.10)$$

Для розрахунку коефіцієнта форми графіка навантаження лінії розглянемо добовий графік навантаження підприємства за 12.12.2023.

Таблиця 2.3 - Добовий графік споживання активної потужності за 12.12.2023

| Години      | Потужність, кВт |
|-------------|-----------------|
| 00:00-01:00 | 280             |
| 01:00-02:00 | 280             |
| 02:00-03:00 | 280             |
| 03:00-04:00 | 280             |
| 04:00-05:00 | 280             |
| 05:00-06:00 | 280             |
| 06:00-07:00 | 280             |
| 07:00-08:00 | 640             |
| 08:00-09:00 | 1040            |
| 09:00-10:00 | 1300            |
| 10:00-11:00 | 1420            |
| 11:00-12:00 | 1360            |
| 12:00-13:00 | 1550            |
| 13:00-14:00 | 1600            |
| 14:00-15:00 | 1500            |
| 15:00-16:00 | 1230            |
| 16:00-17:00 | 1150            |

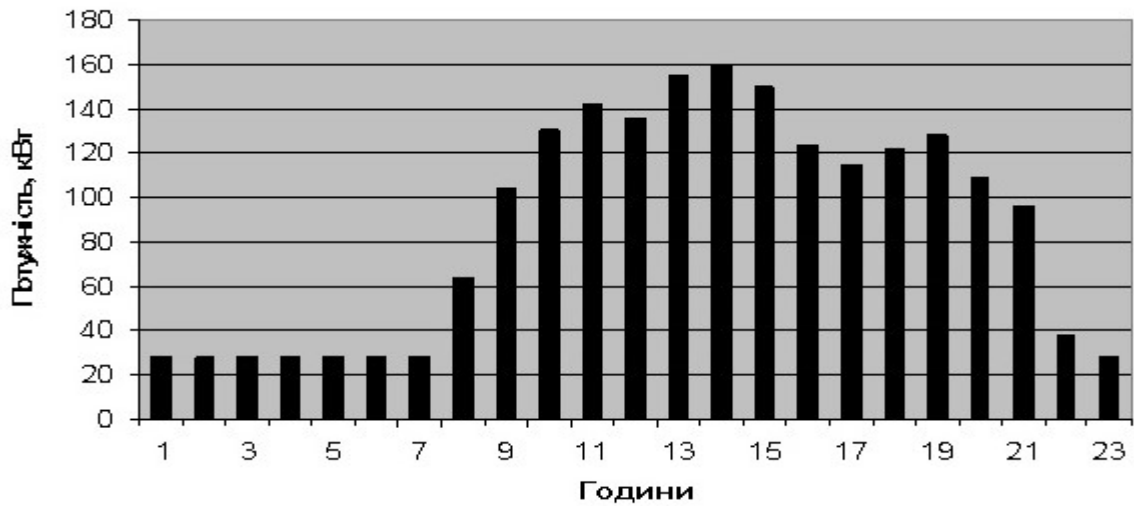


Рисунок 2.1 - Добовий графік споживання активної потужності за 12.12.2023р.

$$P_{cp} = \frac{P_{cp\Sigma}}{t_{роб}} = \frac{1996}{24} = 83,16 \text{ кВт}, \quad (2.11)$$

$$P_{cp.кв.} = 98,11 \text{ кВт}. \quad (2.12)$$

Тоді

$$K_{\phi} = \frac{98,11}{83,16} = 1,1.$$

Електропостачання механічного цеху здійснюється двома кабельними лініями (схема наведена в додатку) АВВГ 3·70+1·25 довжиною 0,05 км.

Втрати активної електроенергії в лінії АВВГ 3·70+1·25:

$$\Delta P_{л} = 3 \cdot 1,1^2 \cdot 57,32^2 \cdot 0,05 \cdot 0,46 \cdot 10^{-3} \cdot 6024 = 1652,4 \text{ кВт/рік};$$

Втрати реактивної електроенергії в лінії АВВГ 3·70+1·25:

$$\Delta Q_{л} = 3 \cdot 1,1^2 \cdot 57,32^2 \cdot 0,05 \cdot 0,364 \cdot 10^{-3} \cdot 6024 = 1307,6 \text{ квар/рік}.$$

### 2.1.3 Вибір типу і потужності компенсуючих пристроїв

Вибір потужності пристроїв компенсації реактивної потужності, здійснюється виходячи з умов забезпечення балансу реактивної потужності на межі розділу енергосистема-підприємство, квар:

$$Q_{ky} = Q_{роз\Sigma} + \Delta Q_m + \sum \Delta Q_{kmn} - Q_{ed} - Q_{cd} , \quad (2.13)$$

де  $Q_{роз\Sigma}$  - розрахункове максимальне реактивне навантаження, яке визначене з урахуванням коефіцієнту, різночасністю максимумів потреб, квар;

$\Delta Q_m$  - втрати реактивної потужності у трансформаторах головної знижуючої підстанції ;

$Q_{ed}$  - економічно доцільна реактивна потужність, яка передається з енергосистеми, квар;

$\sum \Delta Q_{kmn}$  - сумарні втрати реактивної потужності в трансформаторах комплектних трансформаторних підстанцій, квар;

$Q_{cd}$  - реактивна потужність, що генерується синхронними двигунами, квар.

Втрати реактивної потужності у трансформаторах головної понижальної підстанції, квар:

$$\Delta Q_m = n_m \left( \frac{I_x \cdot S_{ном m}}{100} + K_{32}^2 \cdot \frac{U_k \cdot S_{ном m}}{100} \right), \quad (2.14)$$

де  $n_m$  – кількість трансформаторів, встановлених в головній понижальній підстанції, шт.;

$I_x$  - струм холостого ходу трансформатора (паспортні данні), %;

$S_{ном m}$  - номінальна потужність трансформатора (паспортні данні), кВА;

$K_{32}^2$  - коефіцієнт завантаження трансформатора (по даним заводу);



$U_k$  - втрати короткого замикання в трансформаторі (паспортні данні),%.

Економічно доцільна реактивна потужність, яка передається з енергосистеми, квар:

$$Q_{ed} = P_{роз\Sigma} \cdot tg\varphi_{онм}, \quad (2.15)$$

де  $P_{роз\Sigma}$  - розрахункова активна потужність на межі розділу енергосистема-підприємство,  $P_{роз\Sigma} = K_{рм} \cdot \sum P_{роз i}$ , кВт;

$tg\varphi_{онм}$  – коефіцієнт потужності, заданий енергосистемою.

Реактивна потужність, що генерують синхронні двигуни, квар:

$$Q_{cd} = \frac{\alpha \cdot n_{cd} \cdot P_{ном cd} \cdot tg\varphi}{\eta}, \quad (2.16)$$

де  $\alpha$  – коефіцієнт, який визначається по номограмі [2] в залежності від коефіцієнта завантаження синхронних двигунів по активній потужності та  $cos \varphi$ ;

$n_{cd}$  – кількість синхронних двигунів, шт.;

$P_{ном cd}$  - номінальна потужність синхронного двигуна (паспортні данні),кВт;

$tg\varphi$  - коефіцієнт потужності синхронного двигуна (паспортні дані);

$\eta$  – коефіцієнт корисної дії синхронного двигуна(паспортні дані), в.о.

Втрати реактивної потужності у трансформаторах головної понижуючої підстанції, квар:

$$Q_{кмп} \approx 0.1 S_{роз}, \quad (2.17)$$

У якості прикладу розглянемо варіант вибору компенсуючих пристроїв для трансформаторної підстанції, схема електропостачання якої приведена на листі

графічної частини. Виходячи з принципу компенсації реактивної потужності, можливі 3 варіанти:

I варіант – компенсуючі прилади розташовані на стороні 0.4 кВ;

II варіант - компенсуючі прилади розміщені на стороні 0.4 кВ та на стороні 10 кВ;

III варіант – компенсуючі прилади розташовані на стороні 10 кВ.

У варіанті вірогідно розміщення компенсуючого приладу безпосередньо приєднаного до шин РУ-0.4 кВ комплектної трансформаторної підстанції (варіант Ia) та розподілення потужності компенсуючого приладу по силовим пунктам (варіант Ib). Для визначення параметрів компенсуючих пристроїв необхідно враховувати сумарну потужність підстанції і споживання реактивної потужності зокрема. Вихідні дані для розрахунку наведено у таблиці 2.4, 2.5 у вигляді навантажень окремих ділянок підприємства

Таблиця 2.4 – Вихідні дані для вибору потужності КУ

| N підстанції | Найменування ділянки  | Активна потужність, $P_{роз}$ , кВт | Реактивна потужність, $Q_{роз}$ , квар | Кількість та $S_{ном т}$ , кВА | Марка та перетин КЛ, мм <sup>2</sup> |
|--------------|-----------------------|-------------------------------------|--|--------------------------------|--------------------------------------|
| 1            | Механічний цех        | 412.3                               | 396.1                                  | 2×1000                         | ААШВ 3 × 35(250)                     |
| 2            | Ливарний корпус       | 618.3                               | 390.6                                  | 2×1000                         | 2 × ААШВ 3 × 150(400)                |
| 3            | Зварювальний цех      | 214.2                               | 110.3                                  | 2×630                          | ААШ в 3 × 35(150)                    |
| 4            | Компресорна           | 245.1                               | 175.2                                  | 2×250                          | 2 × ААШ в 3 × 35(150)                |
| 5            | Випробувальна ділянка | 492.1                               | 212.3                                  | 2×1000                         | 2 × ААШ в 3 × 35(150)                |

Розглянемо вибір сумарної потужності компенсуючих приладів з умов балансу реактивної потужності на межі балансової приналежності.

Таблиця 2.5 – Вихідні дані для вибору потужності КУ

| № | № варіанту                              |                   |                               |   |                   |                                   |   |                   |                                   |
|---|---|-------------------|-------------------------------|---|-------------------|-----------------------------------|---|-------------------|-----------------------------------|
|   | I варіант                               |                   |                               | II варіант                              |                   |                                   | III варіант                             |                   |                                   |
|   | Кількіс<br>ть та<br>$S_{ном т},$<br>кВА | $Q_{ку},$<br>квар | $\Delta W_{кз п},$<br>МВт·год | Кількіс<br>ть та<br>$S_{ном т},$<br>кВА | $Q_{ку},$<br>квар | $\Delta W_{кз п},$<br>МВт·<br>год | Кількіс<br>ть та<br>$S_{ном т},$<br>кВА | $Q_{ку},$<br>квар | $\Delta W_{кз п},$<br>МВт·г<br>од |
| 1 | 2×1000                                  | 1050              | 63.4                          | 2×1000                                  | 500               | 71.7                              | 2×1000                                  | -                 | 91.1                              |
| 2 | 2×1000                                  | 900               | 68.8                          | 2×1000                                  | 600               | 73.5                              | 2×1000                                  | -                 | 94.4                              |
| 3 | 1×1000                                  | 750               | 37                            | 1×1000                                  | 300               | 49.1                              | 1×1600                                  | -                 | 52.6                              |
| 4 | 2×630                                   | 800               | 48.1                          | 2×630                                   | 600               | 51.5                              | 2×1000                                  | -                 | 64.3                              |
| 5 | 2×250                                   | 200               | 22.1                          | 2×250                                   | -                 | 27.5                              | 2×250                                   | -                 | 27.5                              |

Розрахункова активна потужність підприємства:

$$P_{роз \Sigma} = K_{рм \Sigma} P_{роз}; \quad (2.18)$$

де  $K_{рм \Sigma}=0.9$  – коефіцієнт різночасності максимуму;

$P_{роз}$  - розрахункове активне навантаження, кВт.

$$P_{роз \Sigma} = 0,9 \cdot 128761,7 = 11575,5 \text{ кВт.}$$

Економічно доцільну реактивну потужність з мережі визначимо по формулі, квар:

$$Q_{ед} = 11575,5 \cdot 0,3 = 3472,7.$$

Повна потужність підприємства визначається по відомій формулі за допомогою вище визначених величин:

$$S_{роз\Sigma} = \sqrt{P_{роз\Sigma}^2 + Q_{ед}^2}; \quad (2.19)$$

де  $P_{роз\Sigma}$  - розрахункова активна потужність на межі розділу енергосистема - підприємство, кВт;

$Q_{ед}$  – економічно доцільна реактивна потужність, яка передається з енергосистеми, квар.

$$S_{роз\Sigma} = \sqrt{11575,5^2 + 3472,7^2} = 12084,9 \text{ кВА};$$

Реактивну потужність підприємства можна визначити:

$$Q_{роз\Sigma} = K_{рм\Sigma} \left( \sum Q_{роз} + \sum \Delta Q_{КТП} \right), \quad (2.20)$$

де  $K_{рм\Sigma}$  - коефіцієнт різночасності максимуму;

$\sum Q_{роз}$  - сумарне розрахункове реактивне навантаження, квар.;

$\sum \Delta Q_{КТП}$  – сумарні втрати реактивної потужності трансформаторах комплектної трансформаторної підстанції визначається:

Коефіцієнт завантаження трансформатора:

$$K_{зг} = \frac{S_{роз\Sigma}}{2 \cdot S_{ном т}}; \quad (2.21)$$

де  $S_{роз\Sigma}$  - повна потужність підприємства, кВА;

$S_{ном т}$  - номінальна потужність трансформатора з вихідних даних, кВА.

$$K_{зз} = \frac{12084,9}{2 \cdot 10000} = 0,604.$$

$$Q_{роз\Sigma} = 0,9(8868,8 - 11575,5 \cdot 0,1) = 9069 \text{ квар.}$$

Втрати реактивної потужності в трансформаторах головної знижуючої підстанції:

$$\Delta Q_m = 2 \cdot \left( \frac{0,75 \cdot 1000}{100} + 0,604^2 \cdot \frac{8 \cdot 10000}{100} \right) = 733,7 \text{ квар.}$$

Реактивна потужність синхронного двигуна:

$$Q_{СД} = 0,62 \cdot \frac{2 \cdot 400 \cdot 0,484}{0,92} = 260,9 \text{ квар.}$$

Сумарна потужність компенсуючих приладів визначається:

$$Q_{КУ\Sigma} = 9069,6 + 733,7 - 3472,7 - 260,9 = 6053,7 \text{ квар.}$$

Для I варіанту сумарна номінальна потужність компенсуючих приладів 0,4 кВ складає 6050 квар, що приблизно відповідає сумарній потужності:

$$Q_{нкуI} = Q_{ку\Sigma} = 6050 \text{ квар.}$$

Для II варіанту сумарна номінальна потужність компенсуючого приладу на стороні 0,4 кВ  $Q_{нкуII} = 3200$  квар. Розподілення конденсаторної батареї по комплектним трансформаторним підстанціям приведено в таблиці 2.7. Тому необхідна додатковий пристрій компенсуючого пристрою 10 кВ потужністю, яка визначається з формули:

$$Q_{вкyII} = Q_{кy\Sigma} - Q_{нкy} \quad (2.22)$$

де  $Q_{кy\Sigma}$  - сумарна потужність компенсуючих приладів, квар;

$Q_{нкy}$  - сумарна номінальна потужність компенсуючих приладів, квар.

$$Q_{вкyII} = 6053,7 - 3200 = 2853,7 \text{ квар.}$$

Приймаємо дві конденсаторні батареї типу УКЛ-10,5-1350 УЗ,  $Q_{вкyстандII} = 2700$  квар.

Для III варіанту  $Q_{нкyII} = 0$ .

$$Q_{вкy} = Q_{кy\Sigma} = 6053,7 \text{ квар.}$$

Приймаємо дві конденсаторні батареї типу УКЛ-10.5-1800 УЗ та дві конденсаторної батареї типу УКЛ-10.5-1350 УЗ згідно [7],  $Q_{вкyстандIII} = 6300$  квар.

Визначаємо втрати потужності в розподільній мережі, кВт:

$$\Delta P_i = n_{КЛ} \cdot 3 \cdot I_{роз}^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot 10^{-3}, \quad (2.23)$$

де  $r_0$  - питомий активний опір кабельної лінії, Ом/км;

$I_{расч}$  - розрахунковий струм в кабельній лінії розподільної мережі, А;

$l$  – довжина кабельної лінії, км;

$n_{КЛ}$  - число кабельних ліній, шт.

Розрахунковий струм в кабельній лінії визначимо за допомогою наступної формули, А:

$$I_{роз} = \frac{\sqrt{P_{роз}^2 + (Q_{роз} - Q_{HKY})^2}}{\sqrt{3} \cdot U_c} \quad (2.24)$$

де  $P_{роз}$  - розрахункове активне навантаження кабельної лінії, кВт;

$Q_{расч}$  - розрахункове реактивне навантаження кабельної лінії, квар;

$Q_{HKY}$  – сумарна номінальна потужність компенсуючих приладів, квар;

$U_c$  - номінальна напруга кабельної лінії, кВ.

Визначення втрат потужності в КЛ-10кВ представлено в таблиці 2.6.

Таблиця 2.6 - Визначення втрат потужності в КЛ-10 кВ

| Найменування КЛ | Марка та перетин кл, мм <sup>2</sup> | Довжина, км | $r_0$ ,<br>$\frac{\text{Ом}}{\text{км}}$ | Варіант I        |                     | Варіант II       |                     | Варіант III      |                     |
|-----------------|--------------------------------------|-------------|--|------------------|---------------------|------------------|---------------------|------------------|---------------------|
|                 |                                      |             |  | $I_{роз}$ ,<br>А | $\Delta P$ ,<br>кВт | $I_{роз}$ ,<br>А | $\Delta P$ ,<br>кВт | $I_{роз}$ ,<br>А | $\Delta P$ ,<br>кВт |
| РУ-КТП1         | ААШВ 3х150                           | 0.4         | 0.165                                    | 92.5             | 3.39                | 99.7             | 3.94                | 108.4            | 4.96                |
| РУ-КТП2         | ААШВ 3х35                            | 0.2         | 0.894                                    | 36.1             | 0.87                | 36.1             | 0.87                | 51.4             | 2.51                |
| РУ-КТП3         | ААШВ 3х35                            | 0.1         | 0.894                                    | 41.6             | 0.46                | 52.6             | 0.78                | 64.7             | 1.12                |
| РУ-КТП4         | ААШВ 3х35                            | 0.1         | 0.894                                    | 24.8             | 0.33                | 26.2             | 0.55                | 36.4             | 0.71                |
| РУ-КТП5         | ААШВ 3х35                            | 0.1         | 0.894                                    | 8.5              | 0.07                | 18.5             | 0.33                | 18.5             | 0.33                |

Для вибору компенсуючого приладу можна запропонувати наступний алгоритм:

- вибирається компенсуючий прилад на стороні 0.4 кВ за умов, забезпечення пропускної спроможності трансформатора комплектної трансформаторної підстанції за реактивною потужністю;

- визначаються втрати реактивної потужності в трансформаторах комплектної трансформаторної підстанції та головної понижальної підстанції;

- визначаються економічно доцільна реактивна потужність, що передається з енергосистеми та реактивна потужність, що генерується синхронними двигунами;

- з умов балансу реактивної потужності визначається потужність  $Q_{вкy}$ .

Слід зазначити, що вибір компенсуючих приладів пов'язаний з обліком численних факторів часто пов'язаних друг із другом та впливаючих на цільову функцію (приведені витрати). Тому процес вибору компенсуючих пристроїв доцільно формалізувати, щоб мати можливість користування обчислювальною технікою.

Втрати електроенергії в трансформаторах базового варіанту:

$$\Delta W_{\text{ктп баз}} = 541,4 \text{ МВт}\cdot\text{год.}$$

Втрати електроенергії у кабельних лініях базового варіанту:

$$\Delta W_{\text{КЛ10 баз}} = \Delta P \cdot T_m ; \quad (2.25)$$

де  $\Delta P$  - втрати потужності в кабельних лініях 10 кВ, кВт;

$T_m$  - число годин максимальних втрат, год.

$$\Delta W_{\text{КЛ10 баз}} = 12,74 \cdot 3633 \cdot 10^{-3} = 46,3 \text{ МВт}\cdot\text{год.}$$

Розрахункова реактивна потужність без компенсуючих приладів, квар;

$$Q_{\text{роз. баз}} = K_{pm} \cdot \sum Q_{\text{роз}} + \Delta Q_{\text{ктп}} + \Delta Q_m - Q_{cd} , \quad (2.26)$$

де  $K_{pm}$  – коефіцієнт навантаження за реактивною потужністю;

$\sum Q_{\text{роз}}$  - сумарне розрахункове реактивне навантаження, квар;

$\Delta Q_{\text{ктп}}$  - втрати реактивної потужності в трансформаторах комплектної трансформаторної підстанції, квар;

$\Delta Q_m$  - втрати реактивної потужності в трансформаторах комплектної трансформаторної підстанції, квар;

$Q_{cd}$  - реактивна потужність синхронних двигунів.



$$Q_{роз.баз} = 0,9 \cdot 8868,8 + 536 + 1831 - 260,9 = 10088 \text{ квар}$$

Сумарна розрахункова повна потужність без компенсуючих приладів, кВА;

$$S_{роз\Sigma} = \sqrt{P_{расч\Sigma}^2 + Q_{роз.баз}^2}, \quad (2.27)$$

де  $P_{роз\Sigma}$  - сумарне розрахункове навантаження, кВт;

$Q_{роз.баз}$  - розрахункова реактивна потужність без компенсуючих приладів.

$$S_{роз\Sigma} = \sqrt{(0,9 \cdot 12861,5)^2 + 10088^2} = 15354,5 \text{ квар.}$$

Коефіцієнт завантаження комплектної трансформаторної підстанції, в.о.:

$$K_{зг} = \frac{S_{роз\Sigma}}{2 \cdot S_{ном т}}, \quad (2.28)$$

де  $S_{роз\Sigma}$  - сумарна розрахункова повна потужність без компенсуючих приладів, кВА;

$S_{ном т}$  - номінальна повна потужність трансформатора комплектної трансформаторної підстанції, кВА.

$$K_{зг} = \frac{15354,5}{2 \cdot 10000} = 0,77.$$

Для варіанта з компенсуючими приладами розрахункова реактивна потужність:

$$Q_{роз.ку}^I = Q_{роз.баз} - Q_{нку} \quad (2.29)$$

де  $Q_{роз.баз}$  - розрахункова реактивна потужність без компенсуючих приладів, квар;

$Q_{нку}$  - номінальна потужність компенсуючих приладів, квар.

$$Q_{роз.ку}^I = 10088 - 6050 = 4038 \text{ квар.}$$

Сумарна розрахункова повна потужність для варіанту з компенсуючими приладами розраховується:

$$S_{роз}^I = \sqrt{(0,9 \cdot 12861,5)^2 + 4038^2} = 12259,6 \text{ кВА}$$

Коефіцієнт завантаження комплектної трансформаторної підстанції розраховується за формулою:

$$K_{32}^I = \frac{S_{роз}^I}{2 \cdot S_{ном т}} = \frac{12259,6}{2 \cdot 10000} = 0,61 \text{ в. о.}$$

Втрати електричної енергії в трансформаторах для варіанту без компенсуючих приладів:

$$\Delta W_T = 2(\Delta P_x \cdot 8760 + K_{32}^2 \Delta P_k \cdot T_M) \cdot 10^{-3} \quad (2.30)$$

де  $P_x$  - втрати холостого ходу у трансформаторі, кВт;

$K_{32}$  - коефіцієнт завантаження комплектної трансформаторної підстанції, о.е.;

$\Delta P_k$  - втрати короткого замикання у трансформаторі, кВт;

$T_M$  - число годин максимальних втрат, год.

$$\Delta W_T = 2(12 \cdot 8760 + 0,77^2 \cdot 60 \cdot 3633) \cdot 10^{-3} = 468,7 \text{ МВт} \cdot \text{год}$$

## 2.2 Заміна двигунів фрезерного станка моделі 6A54

Сумарні втрати активної потужності двигуна визначаються за формулою:[5]

$$\Delta P_{\text{сум}} = [Q_{xx} \cdot (1 - K_n^2) + K_n^2 \cdot Q_n] \cdot K_{i.n} + \Delta P_{xx} + K_n^2 \cdot \Delta P_{в.н.}, \quad (2.31)$$

де  $Q_{xx} = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_{н.х.}$  реактивна потужність, яка використовується двигуном з мережі при номінальному навантаженні, квар;

$U_n$  - номінальна напруга, В;

$I_{н.х.}$  - струм електродвигуна, А;

$K_n = \frac{P_{cp}}{P_n}$  - коефіцієнт завантаження електродвигуна;

$P_{cp}, P_n$  - середнє навантаження і номінальна потужність електродвигуна, кВт;

$Q_n = \frac{P_n}{\eta_n} \cdot \text{tg } \varphi_n$  - реактивна потужність електродвигуна при

номінальному навантаженні, квар;

$\eta_n$  - ККД електродвигуна при номінальному навантаженні;

$\text{tg } \varphi_n$  - виробнича від номінального коефіцієнта потужності електродвигуна;

$K_{i.n.}$  коефіцієнт втрат,  $K_{i.n.} = 0,1$ кВт/квар;

$\Delta P_{xx} = P_n \cdot (1 - \eta_n) \cdot \gamma / [\eta_n \cdot (1 + \gamma)]$  - втрати активної потужності при неробочому ході електродвигуна, кВт;

$\Delta P_{в.н.} = P_n \cdot (1 - \eta_n) / [\eta_n \cdot (1 + \gamma)]$  - приріст втрат активної потужності в електродвигуні при 100% навантаженні, кВт

$\gamma = \Delta P_{xx} / [(100 - \eta_n) \cdot \Delta P_{xx}]$  - розрахунковий коефіцієнт, який залежить від конструкції електродвигуна.

Характеристики однотипних старих двигунів різних установок, встановлених в механічному та інших цехах (всього 129 шт.):

$P_H = 30\text{кВт}; U_H = 380\text{В}; \eta_H = 0,89; \cos \varphi = 0,9; I_{xx} = 16,8\text{А}; \Delta P_{xx} = 1,2\text{кВт},$   
тоді:

$$Q_{xx} = \sqrt{3} \cdot 380 \cdot 16,8 \cdot 10^{-3} = 11,05\text{квар};$$

$$K_H = \frac{P_{cp}}{P_H}; \quad (2.32)$$

$$\gamma = \frac{\Delta P_{xx}}{[(100 - \eta_H) \cdot \Delta P_{xx}]} = \frac{1,2}{[(100 - 89) \cdot 1,2]} = 0,12; \quad (2.33)$$

$$\Delta P_{в.н.} = P_H \cdot (1 - \eta_H) / [\eta_H \cdot (1 + \gamma)] \quad (2.34)$$

Характеристики електродвигуна А2-71-6:

$P_H = 17\text{кВт}; U_H = 380\text{В}; \eta_H = 0,88; \cos \varphi = 0,9; I_{xx} = 13,5\text{А}; \Delta P_{xx} = 0,9\text{кВт},$

$Q_{xx2} = \sqrt{3} \cdot 380 \cdot 13,5 \cdot 10^{-3} = 8,9\text{квар};$

$$K_{H2} = \frac{P_{cp}}{P_{H2}} \quad (2.35)$$

$$\gamma_2 = \Delta P_{xx2} / [(100 - \eta_{H2}) \cdot \Delta P_{xx2}] \quad (2.36)$$

$$\Delta P_{в.н.2} = P_{H2} \cdot (1 - \eta_{H2}) / [\eta_{H2} \cdot (1 + \gamma_2)] \quad (2.37)$$

Сумарні втрати активної потужності малозавантаженого двигуна:

$$\Delta P_{сум} = [11,05 \cdot (1 - 0,5^2) + 0,5^2 \cdot 15] \cdot 0,1 + 1,2 + 0,5^2 \cdot 3,3 = 5,16\text{ кВт}$$

Сумарні втрати активної потужності нового двигуна:

$$\Delta P_{\text{сум2}} = [8,9 \cdot (1 - 0,88^2) + 0,88^2 \cdot 5] \cdot 0,1 + 0,08 + 0,88^2 \cdot 2,14 = 1,98 \text{кВт.}$$

Ефективність заміни малозавантаженого електродвигуна визначається одержаним зниженням втрат активної потужності в кожному двигуні:

$$\Delta P = \Delta P_{\text{сум}} - \Delta P_{\text{сум2}} \quad (2.38)$$

Тобто, заміна малозавантажених електродвигунів на нові, дозволить додатково економити підприємству близько 0,343 млн. кВт год/рік

### 2.3 Перехід на більш ефективні джерела світла

Оскільки, на забезпечення освітлення ділянок підприємства витрачається близько 21% від витрат останнього на електроенергію, то зниження енергоспоживання в даному напрямку є актуальним.

Для аналізу системи освітлення підприємства, стан якого можна розглядати на прикладі інструментального цеху, необхідна наступна інформація:

Тип встановлених ламп - ДРЛ – 400.

Таблиця 2.7– Характеристика ламп ДРЛ - 400

| Тип лампи | Напруга, В | Світловий потік, лм | Довжина, мм | Діаметр, мм | Цоколь | Термін експлуатації, годин |
|-----------|------------|---------------------|-------------|-------------|--------|----------------------------|
| ДРЛ-400   | 220        | 19000               | 292         | 122         | P40    | 10000                      |

- кількість ламп – 38 штук.
- потужність лампи – 400 Вт.
- тип світильника – РСП05-400/ГОЗ.

Таблиця 2.8 Характеристика світильника РСП 05-400/ГОЗ

| Тип світильника | Джерело світла |                | Діаметр, мм | Висота, мм | ККД |
|-----------------|----------------|----------------|-------------|------------|-----|
|                 | Тип            | Потужність, Вт |             |            |     |
| РСП 05-400/ГОЗ  | ДРЛ            | 800            | 490         | 607        | 0,7 |

- кількість світильників – 38 штук.
- характеристика поверхні приміщення – коричневий колір.
- кількість чисток на рік – одна.
- розміри приміщення Ш x Д x В = 18 x 60 x 6,5 м.
- є чергове освітлення.
- висота підвісу світильника –  $h = 6,5$  м.

Приймаємо висоту приміщення  $H = 6,5$  м. Виходячи із умов технології та середовища, приймаємо до установки світильник типу

Мінімальна норма освітленості згідно [6]:  $E_n = 200$  лк при висоті розрахункової поверхні над пологою  $h_p = 0,5$  м.

Визначаємо висоту підвісу світильників:

$$h = H - h_p - h_c, \quad (2.39)$$

де  $h_c$  – відстань від світильника до перекриття;

$$h_c = 1,0 \text{ м.}$$

$$h = 6,5 - 0,5 - 1,0 = 5 \text{ (м).}$$

Визначимо необхідну кількість світильників для утворення рівномірної освітленості.

Площа приміщення складає  $S = 60 \cdot 18 = 1080 \text{ м}^2$ .

Кількість рядів світильників можна визначити за формулою:

$$N_p = \frac{B}{L_a}, \quad (2.40)$$

де  $B$  – ширина цеху, яка дорівнює 18 м;

$$L_a = \lambda \cdot h, \quad (2.41)$$

де  $\lambda = 0,6$  згідно [5, ст. 106]

$$L_a = 0,6 \cdot 5 = 3,0 \text{ (м)}.$$

Тоді  $N_p = \frac{18}{3} = 6$  (рядів).

Кількість світильників в одному ряду:

$$N_{св} = \frac{A}{L_ε}, \quad (2.42)$$

де  $L_ε = L_a$ ;

$A$  – довжина цеху, яка дорівнює 60 м.

$$N_{св} = \frac{60}{3} = 20 \text{ (шт.)}$$

Кількість світильників в цеху:

$$N = N_{св} \cdot N_p. \quad (2.43)$$

$$N = 6 \cdot 20 = 120 \text{ (шт.)}$$

Розрахуємо освітлення за методом світлового потоку.

Індекс приміщення складає:

$$i = \frac{A \cdot B}{h \cdot (A + B)}, \quad (2.44)$$

$$i = \frac{60 \cdot 18}{5 \cdot (60 + 18)} = 2,77.$$

Згідно з додатка приймаємо  $\eta = 0,43$ .

Визначаємо світловий потік однієї лампи:

$$\Phi = \frac{E_n \cdot K_{зан} \cdot S \cdot Z}{N \cdot \eta}, \quad (2.45)$$

$K_{зан}$  – коефіцієнт запасу, що дорівнює 1,5;

$Z$  – коефіцієнт нерівномірності освітлення,  $Z = 1,15 \dots 1,2$ .

Для ДРЛ приймаємо  $Z = 1,15$ .

$\eta$  - ККД використання світлового потоку, який являє собою відношення світлового потоку, що падає на робочі поверхні, до загального світлового потоку світильників.

$$\Phi = \frac{200 \cdot 1,5 \cdot 1080 \cdot 1,15}{120 \cdot 0,43} \text{ (лм)}.$$

Вибираємо світильник типу Л201Б з двома лампами ЛХБ потужністю  $P_{н.о.і} = 80$  Вт зі світловим потоком  $\Phi_n = 4440$  лм.

Таблиця 2.9 – Характеристика ламп ЛХБ-80

| Тип лампи | Напруга мережі по лампі, В | Світловий потік, лм | Довжина, мм | Діаметр, мм | Цоколь  | Термін експлуатації, годин |
|-----------|----------------------------|---------------------|-------------|-------------|---------|----------------------------|
| ЛХБ-80    | 220/102                    | 4440                | 1500        | 38          | G13d/35 | 10000                      |



Таблиця 2.10 – Характеристика світильників Л 201 Б

| Тип світильника | Потужність, Вт | Довжина, мм | Ширина, мм | Висота, мм | Загальний ККД |
|-----------------|----------------|-------------|------------|------------|---------------|
| Л 201 Б         | 2 x 80         | 1575        | 354        | 127        | 0,5           |

Встановлена потужність освітлювальних установок:

$$P_{н.о} = P_{н.о.і} \cdot N, \quad (2.46)$$

$$P_{н.о} = 80 \cdot 120 = 9600 \text{ (Вт)} = 9,6 \text{ (кВт)}.$$

Максимальне навантаження освітлення

$$P_{м.о.} = 1,3 \cdot P_{н.о.} \cdot K_c, \quad (2.47)$$

$K_c$  - коефіцієнт попиту освітлювальних навантажень в залежності від характеру приміщення.

Згідно довідника  $K_c = 0,95$ .

$$P_{м.о.} = 1,3 \cdot 9,6 \cdot 0,95 = 11,9 \text{ кВт}.$$

За даними в інструментальному цеху знаходяться дугові ртутні лампи ДРЛ-700, кількість яких складає 48 штук.

Встановлена потужність освітлювальних установок за формулою:

$$P_{н.о} = 400 \cdot 48 = 19200 = 19,2 \text{ кВт}.$$

Максимальне навантаження освітлення:

$$P_{\text{м.о.}} = 1,12 \cdot 19,2 \cdot 0,95 = 20,42 \text{ кВт},$$

Економія електроенергії в кВт год/добу визначається за формулою:

$$\Delta W = C_{\text{ДРЛ}} - C_{\text{ЛХБ}}, \quad (2.47)$$

де  $C_{\text{ДРЛ}}$  – споживання електроенергії лампами типу ДРЛ,  $C_{\text{ДРЛ}} = C_1 + C_2$ ;

$C_{\text{ЛХБ}}$  - споживання електроенергії лампами типу ЛХБ,  $C_{\text{ЛХБ}} = C_3 + C_4$ ;

$$C_{\text{ДРЛ}} = 195,36 \text{ кВт год/добу}$$

з яких  $C_1 = 8 \cdot 20,42 = 163,36$  (кВт год) - приходиться на пікові години;

$$C_2 = 16 \cdot 2 = 32 \text{ (кВт год)} - \text{приходиться на нічні години.}$$

$$C_{\text{ЛХБ}} = 127,2 \text{ кВт год/добу,}$$

з яких  $C_3 = 8 \cdot 11,9 = 95,2$  кВт год - приходиться на пікові години;

$$C_4 = 16 \cdot 2 = 32 \text{ кВт год} - \text{приходиться на нічні години.}$$

$$\Delta W = 195,36 - 127,2 = 68,16 \text{ кВт год/добу.}$$

Таблиця 2.11 – Коефіцієнт попиту освітлювального навантаження

| № | Найменування об'єктів  | $K_c$ |
|---|--|-------|
| 1 | Малі виробничі будівлі і торгові приміщення                                | 1,0   |
| 2 | Виробничі будівлі, що складаються з окремих приміщень                      | 0,95  |
| 3 | Виробничі будівлі, що складаються з окремих великих пролетів               | 0,95  |
| 4 | Бібліотеки, адміністративні будівлі, підприємства громадського харчування  | 0,9   |
| 5 | Учбові, дитячі, лікувальні заклади, конторські, побутові та лабор. будівлі | 0,8   |
| 6 | Складські приміщення, електростанції                                       | 0,6   |

Загальна економія електричної енергії, від заміни ламп підприємства складе близько 4768 кВт год/добу, або 1,74 млн. кВт год/рік.

#### 2.4 Реконструкція трансформаторної підстанції та вибір технологічного обладнання

Існуюче електропостачання ПАТ «Марганецький рудоремонтний завод» виконано на напрузі 35кВ від підстанції 330/150/35кВ. Для енергоефективного електропостачання передбачається модернізація існуючої ПС з установкою комплектної двох трансформаторної підстанції 35/6кВ типу КТБР (М) 35-4Н з двома масляними трансформаторами типу ТМН-1000/35-У1, 1000кВА, 35/6кВ, вакуумного вимикача, трансформаторів струму, роз'єднувачів, обмежувачів перенапруги та модернізацією релейного захисту та автоматики.

До установки прийнятий вакуумний вимикач ВР35НС-35-20/1600УХЛ1 зовнішньої установки, з кремній-органічною і повітряною ізоляцією в полюсах (без трансформаторного масла) і приводом з використанням принципу двохпозиційної "магнітної засувки". Вимикач відповідає технічним умовам ТУ У 22588376.002-96, а також ГОСТ 687-78. Вимикач виготовляється концерном «Високовольтний союз» ТОВ «РЗВА-ЕЛЕКТРИК» м. Рівне, Україна.

Основні параметри вимикача:

|  |      |
|--|------|
| - номінальна напруга, кВ                 | 35   |
| - найбільша робоча напруга, кВ           | 40,5 |
| - номінальний струм, А, при частоті 50Гц | 1600 |
| - номінальний струм відключення, кА      | 20   |

короткого замикання, кА:

|  |    |
|--|----|
| а) найбільший пік (струм динамічної стійкості) | 52 |
|--|----|

|  |                    |
|--|--------------------|
| б) середньоквадратичне значення струму за час його протікання (струм термічної стійкості для проміжку часу 3с) | 20                 |
| - механічний ресурс, циклів ВВ   | 30000              |
| - комутаційний ресурс, циклів ВВ:  |                    |
| при номінальному струмі  | 30000              |
| при номінальному струмі відключення  | 55                 |
| - температура  | від -60°C до +40°C |

Для виконання основних і резервних захистів ПЛ-35кВ встановлюються трансформатори струму типу ТФЗМ 35Б-II У1, 200/5А, клас точності - 0,5. Трансформатори струму - опорні, з масляним наповненням, полімерною ізоляцією, виробництва ВАТ «Запорізький завод високовольтної апаратури». Основні параметри трансформаторів струму:

- номінальна напруга 35кВ
- струм термічної стійкості 18кА
- струм динамічної стійкості 48кА.

Кількість вторинних обмоток трансформаторів струму забезпечує:

а) роздільне підключення засобів РЗА, засобів АСКОЕ та інших вимірювань-ний. Для підключення АСКОЕ трансформатори струму мають вимірювальну обмотку класу точності 0,5 s;

б) підключення пристроїв РЗА до різних вторинним обмоткам класу «Р» з метою забезпечення необхідних надійності, резервування і точності вимірювання.

Для захисту від грозових і комутаційних перенапруг електрообладнання ОРУ-35кВ встановлюються обмежувачі перенапруги типу ОПН-П-35/40, 5/10/1УХЛ1, що випускаються заводом електрозахисних пристроїв, м. Санкт-Петербург, Російська Федерація. Обмежувачі перенапруги нелінійні, з полімерною ізоляцією, з достатньою енергоємністю і необхідним захисним рівнем, обладнані реєстраторами спрацьовування в полімерному корпусі.

Встановлювані роз'єднувачі РД (З) -35/1000УХЛ1, вироблені ВАТ «Запорізький завод високовольтної апаратури», мають поліпшену кінематику і контактну систему, з ручним приводом головних ножів і ножів заземлення. Роз'єднувачі - горизонтально-поворотні, з підшипниковими вузлами, які не потребують ремонту з розбиранням протягом усього терміну служби.

Основні параметри роз'єднувача:

- номінальна напруга 35кВ;
- номінальний струм 1000А;
- номінальна частота 50Гц;
- струм термічної стійкості 31,5кА;
- струм динамічної стійкості 80кА.

Траса проходить по незаселеній пересіченій території. По трасі є можливість проїзду транспортних засобів і механізмів для будівництва і експлуатації. При цьому організовується охоронна зона ПЛ-35кВ на всьому протязі траси шириною 15 м по обидва боки лінії від крайніх проводів при їх невідхиленого положенні.

Для ПЛ-35кВ використані багатодротяні проводи й троси. Провід прийнятий марки АС-120/19, грозозахисний трос - ТК-9.1. Грозозахисний трос прокладається тільки на підходах до підстанцій. Вибір проводу і троса виконаний відповідно до вимог ПУЕ. Провід й трос перевірені за умовами корони. Розрахунок наведено на кресленні М2223.8-ЕС.РР. Трос перевірений на термічну стійкість.

Максимальна напруга в дротах АС 120/19 прийнято рівним 13,0 кг/мм<sup>2</sup>. Максимальна напруга в тросі ТК-9.1 прийнято - 40,0 кг / мм<sup>2</sup>. Напруга в тросі в прольотах визначено з умови забезпечення необхідного за рівнем грозоупорності габариту між дротом і тросом і прийнято 32,0-34,0 кг/мм<sup>2</sup>. Відповідно до вимог ПУЕ передбачається установка гасителів вібрації для захисту від танці проводів. Гасителі вібрації для троса не потрібні.

Монтажні стріли провисання проводів і троса і місця встановлення гасителів вібрації наведені на кресленнях «Таблиці монтажних стріл провисання проводів і тросів» і «Відомість гасителів вібрації».

Вибір підвісний ізоляції проведено відповідно до вимог, через викладені в листі ВАТ «Запоріжжяобленерго» від 12.04.06 № Т1018/13-29 (додаток Б) виходячи з нормованої ефективної довжини шляху витоку 1,9 см / кВ для І ступеня забрудненості атмосфери. Провід кріпляться до опор за допомогою ізольованих підвісок з ізоляторами ПСС-70А з подвійним кріпленням проводу на переходах.

Кріплення троса на анкерно-кутових опорах - ізольоване, за допомогою натяжних підвісок з одним ізолятором типу ПСС-70А. Типи підвісок для кріплення проводів і троса наведені на кресленнях «Відомість підвісок проводів і тросів. Зведена відомість підвісок проводів і троса ».

При влаштуванні лінії проміжні опори виконуються на центрифугованих стійках за типовим проектом 3.407.1-164. Анкерно-кутові опори - металеві за типовим проектом 3.407.2-170. На перетині з існуючою ПЛ-150кВ встановлюються анкерні опори в габаритах 110 кВ для зміни розташування проводів. Застосування металевих опор обумовлено дотриманням найменших допустимих відстаней для перетину їх ВЛ згідно гл.2.4 ПУЕ-2006р. Металоконструкції опор виконуються із сталі марки ВСТ-3ПСб.

На низькій стороні застосовується розподільчий пристрій 6кВ типу КРПЗ-6. Конструкція КТПБР розрахована для роботи в умовах кліматичного району У, категорії розміщення І. КТПБР виготовляється за технічними умовами ТУ У 00113997.014-98. Технічна характеристика КТПБР наведена в таблиці 2.12.

Закладення стійки залізобетонної опори проводиться у свердленні котлован з непорушеною структурою ґрунтів з заповненням пазух піщано-гравійної сумішшю складом 1:1. Фундаменти під сталеву опору прийняті уніфіковані із залізобетонними підніжжями, встановлюваних в відриті екскаватором котловани.

Таблиця 2.12 - Технічна характеристика КТПБР

| Найменування параметра                                  | Одиниці виміру | Значення |
|---|----------------|----------|
| Номінальна потужність силового трансформатора не більше | кВА            | 2x1000   |
| Номінальна напруга,                                     | кВ             | 35       |
| Найбільша робоча напруга                                | кВ             | 40,5     |
| Номінальний струм:                                      | А              |          |
| - головних кіл  |                | 630      |
| - збірних шин   |                | 1000     |
| Ударний струм короткого замикання                       | кА             | 52       |
| Струм термічної стійкості (трьохсекундний)              | кА             | 20       |
| Номінальна напруга допоміжних кіл                       | В              | 380/220  |
| - змінного струму                                       |                | 220      |
| - постійного (випрямленого) струму                      |                |          |

У зв'язку з установкою опор на ґрунтах II ступеня просадності необхідно для залізобетонної опори виконати подушку висотою 0,5 м з гравійно-піщаної суміші перед установкою опори і глиняний вимощення висотою 0,5 м з ухилом.

Захист лінії від прямих ударів блискавки здійснюється підвіскою грозозахисного тросу на підходах до підстанцій. На переході під діючими лініями 150 кВ підвіска троса не передбачається.

Обладнання, передбачене в схемі електричних з'єднань первинних ланцюгів, наведено в таблиці 2.13.

Захисний трос приєднується до заземлювальних контурів опор. Всі встановлюються опори заземлити. Опір заземлювальних пристроїв не повинен перевищувати 10 Ом.

Таблиця 2.13 - Обладнання, передбачене в схемі електричних з'єднань первинних ланцюгів

| Найменування електрообладнання, характеристика                                   | Тип                                      |
|--|--|
| Трансформатор 35/6кВ, 1МВА   | ТМН-1000/35-У1                           |
| Вимикач 35кВ з електромагнітним приводом   | ВР-35НС-35-20/1600УХЛ1                   |
| Роз'єднувачі, заземлювачі 35кВ<br>- з приводом ПРГ УХЛ1<br>- з приводом ПРГ УХЛ1 | РДЗ.1-35(Б)/1000У1<br>РДЗ.2-35(Б)/1000У1 |
| Трансформатори струму 35кВ   | ТФЗМ-35Б-ПУ1                             |
| Обмежувачі перенапруг  | ОПН-П-35/40,5 УХЛ1                       |
| Пристрій комплектний розподільчий (КРП) з вакуумними вимикачами                  | КУ-10Ц                                   |

Для прийому і розподілу електроенергії передбачається встановити комплектну блокову трансформаторну підстанцію (далі - КТПБР) Рівненського заводу високовольтної апаратури з вищою напругою 35кВ з розподільчим пристроєм 35кВ, з вимикачами ВР-35НС. Номінальна напруга обмоток низької напруги (НН) силового трансформатора - 6кВ.

Схема електричних з'єднань головних ланцюгів КТПБР 35/6кВ виконана на підставі «Схем принципів електричних розподільних пристроїв 110, 35, 10 (6) кВ», наведених в ТУ У 00113997.014-98 і ГКД 341.004.001-94 "Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6-750кВ ». Схема електричних з'єднань головних ланцюгів - два блоки лінія - трансформатор з вимикачами і неавтоматической перемичкою з боку ліній.

В таблиці 2.14 представлені зведені можливості енергозберігаючих заходів на ПАТ «Марганецький рудоремонтний завод».



Таблиця 2.14 – Можливості енергозбереження на ПАТ «Марганецький рудоремонтний завод»

| №      | Назва можливості з енергозбереження                    | Річна економія електричної енергії, тис. кВт · год |
|--------|--|--|
| 1      | Заміна двигунів фрезерного станка моделі 6A54          | 229  |
| 2      | Модернізація системи освітлення                        | 66   |
| 3      | Компенсація реактивної потужності                      | 274  |
| 4      | Реконструкція ТП з оптимізацією роботи трансформаторів | 362  |
| Всього |  | 931  |

В результаті впровадження заходів з енергозбереження, економія електричної енергії складе близько 931 тис. кВт · год.

### 3 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ВПРОВАДЖЕННЯ ЕНЕРГОЗБЕРІГАЮЧИХ ЗАХОДІВ

3.1 Розрахунок економічного ефекту від впровадження енергозберігаючих заходів

#### 3.1.1 Заміна двигунів фрезерного станка моделі 6А54

Ефективність заміни малозавантаженого електродвигуна визначається одержаним зниженням втрат активної потужності в двигуні  $\Delta P = 3,18 \text{ кВт}$ :

Економія грошових коштів при реалізації даного заходу становить:

$$E = 129 \cdot \Delta P \cdot t_{\text{роб}} \cdot \epsilon \quad (3.1)$$

$$E = 73 \cdot 3,18 \cdot 5200 \cdot 1,04 = 357689,2576 \text{ грн}$$

Капітальні затрати на реалізацію даного заходу становлять 486 тис. грн – 73 двигуни за ціною 6657 грн. кожен.

Простий термін окупності становитиме, років:

$$T = \frac{K}{E} \quad (3.2)$$

$$T = \frac{486}{357,689} = 1,36 \text{ років.}$$

### 3.1.2 Модернізація системи освітлення

Визначимо економію електроенергії в гривнях при заміні люмінесцентних ламп типу ДРЛ на лампи типу ЛХБ:

$$E_{\text{грн}} = 365 \cdot (C_{\text{ДРЛ}} - C_{\text{ЛХБ}}) \cdot b, \quad (3.3)$$

де  $C_{\text{ДРЛ}}$  – споживання електроенергії лампами типу ДРЛ,

$C_{\text{ЛХБ}}$  – споживання електроенергії лампами типу ЛХБ,

$b$  – тариф на електричну енергію, 1,04 (грн./кВт год);

Споживання електроенергії за добу визначається за формулою:

$$\Delta W = (C_{\text{ДРЛ}} - C_{\text{ЛХБ}}) \cdot 8, \quad (3.4)$$

$$\Delta W = 273 \text{ кВт год/добу.}$$

$$E_{\text{грн}} = 273 \cdot 1.04 = 284 \text{ (грн./добу)} = 103,5 \text{ тис. грн./рік.}$$

Розрахуємо витрати для заміни ламп типу ДРЛ- 400 на лампи типу ЛХБ-80.

Вирати діляться на:

- придбання 3200 ламп типу ЛХБ -80 та 1600 світильників типу Л201Б;
- доставка.

Витрати на придбання ламп типу ЛХБ потужністю 80 Вт та світильників типу Л201Б.

$$B_{\text{ЛХБ}} = C \cdot n, \quad (3.5)$$

де  $C$  – вартість однієї лампи зі світильником,  $C = 340$  грн.

$n$  – кількість ламп, яка дорівнює 320.

$$B_{ЛХБ} = C \cdot 320 = 108800 \text{ грн.}$$

Витрати на доставку:

$$B_{\delta} = 2000 \text{ грн.}$$

Сумарні витрати знайдемо за формулою:

$$B_{\text{сум}} = B_{\text{ДРЛ}} + B_{\delta}, \quad (3.6)$$

$$B_{\text{сум}} = 108800 + 2000 = 110800 \text{ грн.}$$

Тоді простий строк окупності буде дорівнювати:

$$T_{\text{ок}} = \frac{B_{\text{сум}}}{E_{\text{грн}}}, \quad (3.7)$$

$$T_{\text{ок}} = \frac{110800}{103500} = 1,06 \text{ років.}$$

3.1.3 Розрахунок економічного ефекту від компенсації реактивної потужності

Термін окупності даної установки визначимо за виразом:

$$T = \frac{K}{E_{KK}}, \quad (3.8)$$

де  $K$  – капітальні затрати на придбання та встановлення КУ;

$E_{Ку}$  - економія від встановлення КУ.

Сумарні зведені витрати визначаються по формулі, грн.:

$$Z = E_n \cdot K_i + B_i \quad (3.9)$$

де  $E_n = 0,223$  – нормативний коефіцієнт для КБ з урахуванням амортизації і обслуговування;

$K_i$  - капітальні витрати для  $i$ -го варіанту, грн.;

$B_i$  – експлуатаційні витрати від втрат електричної енергії, грн.:

$$n_i = \Delta P_{\Sigma} \cdot \tau_m \cdot C_w, \quad (3.10)$$

де  $\Delta P_{\Sigma}$  - втрати потужності в розподільній мережі 0.4 кВ, визначається за лічильником;

$C_w = 1,56 \frac{\text{грн}}{\text{кВт}\cdot\text{год}}$  – вартість 1 кВт·год електроенергії за даними заводу на грудень 2023 року;

$\tau_m$  - число годин максимальних втрат:

$$\tau_m = \left( 0,124 + \frac{T_m}{10000} \right)^2 \cdot 8760 \quad (3.11)$$

де  $T_m$  - число використання годин максимуму, год.;

8760 – число годин у році, год.

$$\tau_m = \left( 0,124 + \frac{5200}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 3633 \text{ год.}$$

Для варіанту I визначаємо загальні приведені витрати.

Вартість конденсаторної батареї за преїскурантом для компенсуючого приладу буде дорівнювати:

$$K_I = C_{кб} = 15,65 \text{ тис.грн.} \quad (3.12)$$

Експлуатаційні витрати дорівнюють:

$$B_I = 13,06 \cdot 3633 \cdot 0,246 \cdot 10^{-3} = 11,67 \text{ тис. грн,}$$

де  $\Delta P_{\Sigma} = 13,06$  кВт – втрати потужності в розподільній мережі 0.4 кВ, визначається за лічильником. Загальні приведені витрати визначаються:

$$Z_I = 0,223 \cdot 15,65 + 11,67 = 15,16 \text{ тис.грн.}$$

Вихідні дані для вибору потужності приведені в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 - Визначення техніко-економічних показників варіантів

| Найменування показника               |                                   | I варіант | II варіант | III варіант |
|--------------------------------------|-----------------------------------|-----------|------------|-------------|
| Капітальні<br>Витрати,<br>тис.грн    | $K_{кру}$                         | -         | 33.3       | 66.6        |
|                                      | $K_{нкү}$                         | 111.6     | 68.4       | -           |
|                                      | $K_{вкү}$                         | -         | 24.2       | 44.2        |
|                                      | $K_{\Sigma}$                      | 902.4     | 916.7      | 987.5       |
| Втрати<br>потужності, кВт            | $\Delta P_{кү}$                   | 27.2      | 22.8       | 18.9        |
|                                      | $\Delta P_{кл10}$                 | 6.81      | 8.52       | 12.74       |
| Втрати<br>електроенергії,<br>МВт·год | $\Delta W_{ктп}$                  | 415.8     | 460.5      | 541.4       |
|                                      | $(\Delta W_{кү} + \Delta W_{кл})$ | 123.6     | 113.8      | 46.3        |
|                                      | $\Delta W_{\Sigma}$               | 539.34    | 574.3      | 587.7       |
| Зведені витрати,<br>тис.грн          | $Z$                               | 132.1     | 140.7      | 160.8       |

Варіант з приєднанням компенсуючого приладу безпосередньо до шин РУ - 0,4 кВ має переваги, пов'язані із зручністю обслуговування і можливістю регулювання потужності компенсуючого приладу. Тому для усіх комплектних трансформаторних підстанцій вибираємо приєднання компенсуючого приладу до шин комплектної трансформаторної підстанції.

Таким чином, визначаємо різницю приведених витрат для варіантів II та III відносно базового варіанту I:

$$\Delta Z_{II} = \frac{z_{II} - z_I}{z_I} \cdot 100\%, \quad (3.13)$$

$$\Delta Z_{III} = \frac{z_{III} - z_I}{z_I} \cdot 100\%, \quad (3.14)$$

$$\Delta Z_{II} = \frac{140,7 - 132,1}{132,1} \cdot 100 = 5,9\%,$$

$$\Delta Z_{III} = \frac{160,8 - 132,1}{132,1} \cdot 100 = 9,8\%.$$

Виходячи з техніко-економічного порівняння варіантів можна зробити висновок про те, що варіант з повною компенсацією реактивної потужності на стороні 0,4 кВ та варіант з частковою компенсацією реактивної потужності на стороні 0,4 кВ є майже рівноцінними. Подальший вибір варіанту компенсації реактивної потужності пов'язаний з умовами обслуговування та автоматичного регулювання потужності компенсуючого пристрою. Варіант I більше відповідає вище приведеним умовам, тому остаточно вибираємо I варіант.

Втрати електричної енергії в трансформаторах для варіанту з компенсуючими приладами розраховується за формулою:

$$\delta \Delta W_T^I = 2(12 \cdot 8760 + 0,61^2 \cdot 60 \cdot 3633) \cdot 10^{-3} = 372,5 \text{ МВт} \cdot \text{год}$$

Економія електроенергії складає:

$$\delta \Delta W_T = \Delta W_T - \Delta W_T^I, \quad (3.15)$$

$$\delta \Delta W_T = 468,7 - 372,5 = 96,2 \text{ МВт} \cdot \text{год.}$$

де  $\Delta W_T$  - втрати електричної енергії в трансформаторах для варіанту без компенсуючих пристроїв, МВт·год;

$\Delta W_T^I$  - втрати електричної енергії в трансформаторах для варіанту з компенсуючими пристроями, МВт·год.

Витрати на автоматизацію та обслуговування обладнання, грн.:

$$I_{a.o.} = \frac{a_1 + o_1}{100} C_1 \cdot \sum Q_{HKY} + \frac{a_2 + o_2}{100} C_2 \cdot \sum Q_{BKY} + \\ + \frac{a_3 + o_3}{100} C_3 \cdot \sum S_{номі} + \frac{a_4 + o_4}{100} C_4 \cdot \sum BKY, \quad (3.16)$$

де  $a_1, a_2, a_3, a_4$  – відрахування на амортизацію відповідно, низьковольтних компенсуючих приладів, високовольтних компенсуючих приладів, трансформаторів комплектної трансформаторної підстанції, апаратів для приєднання високовольтних компенсуючих приладів до мережі (елемент РП), %;

$o_1, o_2, o_3, o_4$  - відрахування на обслуговування відповідно, низьковольтних компенсуючих приладів, високовольтних компенсуючих приладів, трансформаторів комплектної трансформаторної підстанції, апаратів для приєднання високовольтних компенсуючих приладів до мережі (елемент РП), %;

$C_1$  - вартість одного низьковольтного компенсуючого приладу, грн.;



$\sum Q_{HKY}$  - кількість низьковольтних компенсуючих приладів, шт.;

$C_2$  - вартість одного високовольтного компенсуючого приладу, грн.;

$\sum Q_{BKU}$  - кількість високовольтних компенсуючих приладів, шт.;

$C_3$  - вартість одного трансформатора, грн.;

$\sum S_{номі}$  - кількість трансформаторів, шт.;

$C_4$  - вартість одного апарату для приєднання високовольтних компенсуючих приладів в мережі (елемент РП), грн.;

$\sum BKU$  - кількість апаратів для приєднання високовольтних компенсуючих приладів в мережі (елемент РП), шт.

Вартість втрат електроенергії, грн.:

$$I_{\Delta\varepsilon} = C_w \cdot (\Delta W_{ktn} + \Delta W_{KL10}), \quad (3.17)$$

де  $C_w$  – вартість електроенергії, грн./кВт·год;

$\Delta W_{ktn}$  - втрати електроенергії в трансформаторах, кВт;

$\Delta W_{KL10}$  - втрати електроенергії в кабельних лініях, кВт.

Приведені витрати для базового варіанту, тис.грн.:

$$Z_{баз} = I_{a0} + I_{\Delta\varepsilon}, \quad (3.18)$$

де  $I_{a0}$  - витрати на автоматизацію та обслуговування обладнання, тис.грн;

$I_{\Delta\varepsilon}$  - вартість втрат електроенергії.

$$Z_{баз} = (6,4+3)/100 \cdot 876,7 + 0,246 \cdot (541,3+46,3) = 461 \text{ тис.грн}$$

Річний економічний ефект:

$$\mathcal{E}_2 = Z_{баз} - Z_I \quad (3.19)$$

$$E_z = 461000 - 333300 = 127,7 \text{ тис.грн./рік.}$$

Термін окупності:

$$T = \frac{K_{к\text{у}}}{E_z}; \quad (3.20)$$

$$T = 111,6 / 127,7 = 0,87 \text{ років}$$

Результати розрахунків зведено до таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 - Техніко-економічне порівняння варіантів підключення компенсуючих пристроїв

| Найменування показника          |   | I варіант | II варіант | III варіант |
|---------------------------------|---|-----------|------------|-------------|
| 1                               |   | 2         | 3          | 4           |
| Капітальні витрати, тис.грн     | $K_{к\text{ру}}$                                | -         | 33.3       | 66.7        |
|                                 | $K_{н\text{к\text{у}}}$                         | 111.6     | 68.4       | -           |
|                                 | $K_{в\text{к\text{у}}}$                         | -         | 24.2       | 44.2        |
|                                 | $K_{\Sigma}$                                    | 902.4     | 916.7      | 987.5       |
| Втрати потужності               | $\Delta P_{к\text{у}}$                          | 27.2      | 22.8       | 18.9        |
|                                 | $\Delta P_{к\text{л}10}$                        | 6.81      | 8.52       | 12.74       |
|                                 | $\Delta P_{\Sigma}$                             | 34.01     | 31.32      | 31.64       |
| Втрати електроенергії, МВт·год  | $\Delta W_{к\text{тп}}$                         | 415.8     | 460.5      | 541.4       |
|                                 | $(\Delta W_{к\text{у}} + \Delta W_{к\text{л}})$ | 123.6     | 113.8      | 46.3        |
|                                 | $\Delta W_{\Sigma}$                             | 539.34    | 574.3      | 587.7       |
| Експлуатаційні витрати, тис.грн |   | 132.1     | 140.7      | 160.8       |
| Економічний ефект, тис.грн      |   | 127,70    | 118,40     | 113,60      |

Економічна ефективність капіталовкладень:

$$E = 1/T \quad (3.21)$$

$$E=1/0,87=1,15.$$

В результаті,  $E$  не перевищує нормативний коефіцієнт, що свідчить про доцільність впровадження проекту.

### 3.1.4 Економічна ефективність реконструкції трансформаторної підстанції

Створення та використання ТП полягає в постійній економії енергоресурсів і фінансів підприємства при мінімальних початкових грошових витратах. На сьогоднішній день ТП підприємства є тим необхідним механізмом, без якого неможливо вирішувати проблеми цивілізованих розрахунків за енергоресурси з їх постачальниками, безперервної економії енергоносіїв і зниження частки енерговитрат у собівартості продукції підприємства.

У міру автоматизації технологічних процесів підприємства, зниження ступеня людської участі у виробництві та підвищення рівня його організації ТП можна вводити в зворотний контур управління енергоспоживанням не через енергетика-диспетчера або керівника, а через відповідні пристрої керування навантаженнями-регуляторами. До тих пір, поки в технології виробництва переважає людина зі своїми випадковими вольовими рішеннями, ТП збережеться як автоматизована система, що дозволяє, в першу чергу, виявляти всі втрати енергоресурсів.

Економічний ефект досягається за рахунок багатьох факторів. Це, перш за все:

- економічно правильного замовлення лімітів потужності виходячи з аналізу кількості споживаної енергії в години пік;

- визначення точок несанкціонованого доступу до джерел енергії;
- відпрацювання оптимального, економічно вигідного режиму включення-виключення енергоспоживачів;
- забезпечення оперативного контролю і управління споживанням енергоносіїв протягом доби;
- посилення дисципліни використання енергоносіїв споживачами;
- раціонального планування часу роботи цехів і підрозділів протягом доби.

Впровадження ТП на підприємстві дозволить знизити споживання енергоресурсів в середньому на 15-30% від річного споживання, а окупність витрат на впровадження ТП відбувається за 3 - 6 місяців.

Отже, для зазначеного об'єкта розрахуємо економічний ефект від застосування ТП:

$$E = \sum P_{\text{вст}} \cdot T_{\text{річ}} \cdot C_{\text{еє}} \cdot K_{\text{е}} \quad (3.22)$$

де  $\sum P_{\text{вст}}$  – сумарна встановлена потужність споживачів заводу, кВт;

$T_{\text{річ}}$  – річна кількість годин роботи споживачів, год

$C_{\text{еє}}$  – тариф на електричну енергію для підприємств,  $C_{\text{еє}} = 1,04$  грн/кВт · год;

$K_{\text{е}}$  - відсоток економії, приймаємо 15%.

$$E = 456,1 \cdot 5200 \cdot 1,04 \cdot 0,15 = 0,564 \text{ млн. грн.}$$

3.2 Загальні техніко-економічні показники впровадження енергозберігаючих заходів

Капітальними інвестиціями є потреби, необхідні для здійснення проекту.

Оцінка капітальних інвестицій проводиться з урахуванням витрат на здійснення будівельних робіт, придбання устаткування, оплати монтажних робіт та інше. Сумарні капітальні інвестиції на реконструкцію та купівлю обладнання становлять 1776 тис. грн.

Вартість основних фондів (Оф) визначена виходячи з обсягу капітальних вкладень, визначених зведеним кошторисним розрахунком вартості, з виключенням витрат, що не відносяться до поняття основних фондів.

Для розрахунку амортизаційних відрахувань основні фонди розподілені за групами таким чином:

1 група – спорудження і предаточні пристрої;

3 група – робоче, силове та електроустаткування.

Річна норма амортизації основних фондів прийнята з 01.01.2010 р. на знову введені основні фонди відповідно до Закону України «Про оподаткування прибутку підприємств» у таких розмірах:

для 1 групи – 8%;

для 3 групи – 24%.

Ефективність капітальних вкладень характеризується рядом показників, що входять у систему показників економічної ефективності інвестицій:

— рентабельністю капітальних вкладень (%) - відношенням приросту прибутку до капітальних вкладень, що зумовили цей приріст;

— питомими капітальними вкладеннями;

— строком окупності капітальних вкладень (років) - часом, протягом якого проект буде працювати «на себе». При цьому весь обсяг коштів, що генеруються проектом, складається з нерозподіленого прибутку і суми амортизаційних відрахувань (тобто чистих грошових потоків), зараховується як повернення початкового інвестованого капіталу.

Строк окупності капітальних вкладень визначається за формулою:

$$T = \frac{\sum K}{\sum E}$$

де  $\sum K$  – сумарні капітальні вкладення в енергозберігаючий проект;

$\sum E$  - сумарна економія, що планується, за рахунок впровадження енергозберігаючих заходів з урахуванням експлуатаційних та інших витрат.

$$\sum K = 0,112 + 1,059 + 0,109 + 0,486 = 1,766 \text{ млн. грн.}$$

$$\sum E = 0,428 + 0,564 + 0,103 + 0,357 = 1,452 \text{ млн. грн.}$$

$$T = \frac{1,766}{1,452} = 1,22 \text{ років}$$

Ефективність капіталовкладень:

$$E = \frac{1}{1,22} = 0,822.$$

В результаті,  $E$  не перевищує нормативний коефіцієнт, що свідчить про доцільність впровадження проекту.

У цьому розділі проведено розрахунок економічної ефективності впровадження енергозберігаючих заходів в системі електропостачання ПАТ «Марганецький рудоремонтний завод». Для здійснення зазначених заходів необхідні капітальні інвестиції в сумі 1766 тис. грн.

Застосування останніх дасть змогу підприємству досягти наступних результатів:

1. Зменшити витрати на споживану підприємством електричну енергію за рахунок зменшення її втрат в системі електропостачання.
2. Одержати сумарний прибуток від зменшення витрат електричної енергії близько 1452 тис. грн.
3. Зменшити витрати на споживану підприємством електричну енергію.

6. Підвищити надійність і якість енергопостачання підприємства.

Окупність капітальних вкладень у впровадження енергозберігаючих заходів в системі електропостачання складе 1,22 років. З огляду на той факт, що в Україні зростають ціни на енергоносії (на електроенергію, зокрема), можна з упевненістю прогнозувати подальшого зменшення строку окупності.

## ВИСНОВКИ

В роботі дана загальна характеристика споживачів електричної енергії та електроспоживання на підприємстві ТОВ «Марганецький рудоремонтний завод».

Були проаналізовані можливості впровадження енергозберігаючих заходів із зниження підприємством електроспоживання задля підвищення енергоефективності підприємства в цілому. Проведений аналіз показав, що найбільший потенціал енергозбереження має електрична енергія. Сформульовано наступні висновки:

1) запропоновані енергозберігаючі заходи із зниження споживання і втрат електричної енергії дають значний економічний ефект, який станом на січень 2024 року складе близько 1,452 млн. грн/рік.

2) найбільш енергоефективними заходами з енергозбереження на підприємстві є компенсація реактивної потужності і модернізація підстанції, що дає змогу знизити витрати підприємства на електричну енергію на суму 0,992 млн. грн/рік.

3) запропоновані заходи з енергозбереження дали значний економічний ефект, що дозволяє знизити собівартість продукції, яка виробляється.



## ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Чилікін, М.Г. Загальний курс електроприводу [Текст]: підручник / М.Г. Чилікін, А.С. Сандлер– 6-те вид., переробл. і доповн. - М.: Енергоіздат, 1981.- 576с.
2. Фотієв, М.М. Електропривод та електрообладнання металургійних цехів [Текст]: підручник / М.М. Фотієв – Москва: Видавництво «Металургія», 1990.-352с.
3. Копилов, І.П. Електричні машини [Текст]: підручник/ І.П. Копилов – Москва: Видавництво «Енергоатоміздат», 1986.-360 с.
4. Загірняк, М. В. Електричні машини [Текст]: підручник / М. В. Загірняк, Б. І. Невалін. – 2-ге вид., переробл. і доповн. – К. : Знання, 2009. – 399 с. – ISBN 978-966-336-644-6.
5. Закладний, О.М. Енергозбереження засобами промислового електроприводу [Текст] / О.М. Закладний, А.В. Проховнік, О.І. Соловей. – К. : Кондор, 2005. – 408. – ISBN 966-7665-23-2.
6. Волинський, Б.С. Електротехніка [Текст]/ Б.А. Волинський,. Е.Н. Зейн, В.Е. Шетрніков.-М.: Енргоатоміздат, 1987.-528 с.
7. Тихомиров, А. К. Теплопостачання району міста [Текст]: Навчальний посібник / А. К.Тихомиров. – Хабаровськ : Видавництво «Тихоокеан», 2006. – 135 с. ISBN 5 –7389 – 0515 – 6.
8. Качан Ю.Г. Основи енергозбереження [Текст]: Конспект лекцій/ Ю.Г. Качан.- Запоріжжя: ЗДІА, перевид. 2005.-184 с.
9. Качан Ю.Г. Методичні вказівки до дипломного проектування для студентів спеціальності 7.000008 «Енергетичний менеджмент» [Текст]/ Ю.Г. Качан, В.В. Артем'єв, О.Г. Воронін.-З.: ЗДІА, 2006.-50с.
10. Методи зниження втрат в тепломережі [Електронний ресурс] Енергосовет.– Режим доступа : \WWW/ URL: <http://www.energsovet.ru/stenergo.php?idd=156> – Заголовок з екран.

11. Методи зниження втрат в тепломережі [Електронний ресурс] Энергосовет.– Режим доступа : \WWW/ URL: <http://www.energsovet.ru/stenergo.php?idd=156> – Заголовок з екран.

12. Регулювання обертання синхронних двигунів [Електронний ресурс] Электричні машини.– Режим доступа : \WWW/ URL: [http://www.induction.ru/library/book\\_002/glava6/6-15.html](http://www.induction.ru/library/book_002/glava6/6-15.html)– Заголовок з екран.

13. Частотне регулювання насоса – переваги і недоліки [Електронний ресурс] ОптимЕлектро.– Режим доступа : \WWW/ URL: [http://optimele.ru/articles/poleznye\\_sovety/chastotnoe\\_regulirovanie\\_nasosa\\_preimushestva\\_i\\_nedostatki/](http://optimele.ru/articles/poleznye_sovety/chastotnoe_regulirovanie_nasosa_preimushestva_i_nedostatki/)– Заголовок з екран.

14. Каталог продукції Siemens [Електронний ресурс] Siemens.– Режим доступа : \WWW/ URL: <http://www.siemens-ru.com/taxonomy/term>– Заголовок з екран.

15. Частотні перетворювачі ТОВ «Лідер» [Електронний ресурс] Лідер.– Режим доступа : \WWW/ URL: <http://lider-privod.ru/production/chastotnye-preobrazovateli/> – Заголовок з екран.

16. Частотні перетворювачі Delta Electronics [Електронний ресурс] Delta Electronics.– Режим доступа : \WWW/ URL: <http://www.delta-electronics.info/VFD> – Заголовок з екран.