

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електротехнічних систем електроспоживання та енергетичного
менеджменту

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему: «Оцінка ефективності методів зниження коливань напруги в мережі електропостачання Депо станції «ЖМЕРИНКА» регіональної філії «Південно-Західна залізниця» АТ «Укрзалізниця»»

Виконав: студент 2-го курсу, групи ЕСЕ-22м
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Богацький Д.Р.

(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСЕЕМ

Кравець О.М.

(прізвище та ініціали)

« 08 » 12 2023 р.

Опонент:

« 12 » 12 2023 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСЕЕМ

д.т.н., проф. Бурбело М.Й.

(прізвище та ініціали)

« 8 » 12 2023 р.

Вінниця – 2023

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електротехнічних систем електроспоживання та енергетичного менеджменту
Рівень вищої освіти II-й (магістерський)
Галузь знань 14 «Електрична інженерія»
Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
Освітньо-професійна програма – Електротехнічні системи електроспоживання

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСЕЕМ

д.т.н, професор

М. Й. Бурбело

19

2023 року

ЗАВДАННЯ
НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ
БОГАЦЬКОМУ ДМИТРУ РУСЛАНОВИЧУ

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: Оцінка ефективності методів зниження коливань напруги в мережі електропостачання Депо станції «ЖМЕРИНКА» регіональної філії «Південно-Західна залізниця» АТ «Укрзалізниця»

керівник роботи к.т.н., доцент кафедри ЕСЕЕМ ВНТУ Кравець Олександр Миколайович

затверджені наказом ВНТУ від «_18_» Вересня 2023 р., № 247

2. Термін подання студентом роботи «5» грудня 2023 року.

3. Вихідні дані до роботи: генплан підприємства; відомості про особливості технологічних процесів; відомості про електричні навантаження підприємства; відомості про джерела живлення.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) Вступ. Характеристика споживачів підприємства. Визначення оптимальних параметрів системи електропостачання. Підвищення ефективності та методи зменшення коливань напруги. Економічна частина. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік графічного матеріалу:

Матеріал необхідний для висвітлення сутності проведених досліджень та впровадження розроблених методик.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Спеціальна частина	Кравець О. М., к.т.н., доц. каф. ЕСЕЕМ		
Економічна частина	Шулле Ю.А., к.т.н., доц. каф. ЕСЕЕМ		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Кобилянський О. В., зав. кафедри БЖДПБ, д.пед.н., професор		

7. Дата видачі завдання « » 2023 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Загальні відомості про підприємство	10.10.23	Виконано
2	Аналіз системи електропостачання підприємства	28.10.23	Виконано
3	Спеціальна частина	15.11.23	Виконано
4	Економічна частина	20.11.23	Виконано
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	20.11.23	Виконано
6	Оформлення пояснювальної записки, графічного матеріалу та презентації	04.12.23	Виконано

Студент (підпис) Богацький Д.Р.

Керівник роботи (підпис) Кравець О.М.

Нормоконтроль (підпис) Войтюк Ю.П.

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електротехнічних систем електроспоживання та енергетичного
менеджменту

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему: «Оцінка ефективності методів зниження коливань напруги в мережі
електропостачання Депо станції «ЖМЕРИНКА» регіональної філії «Південно-
Західна залізниця» АТ «Укрзалізниця»»

Виконав: студент 2-го курсу, групи ЕСЕ-22м
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Богацький Д.Р.

(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСЕЕМ

Кравець О.М.

(прізвище та ініціали)

« _____ » _____ 2023 р.

Опонент: _____

(прізвище та ініціали)

« _____ » _____ 2023 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСЕЕМ

д.т.н., проф. Бурбело М.Й.

(прізвище та ініціали)

« _____ » _____ 2023 р.

Вінниця – 2023

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електротехнічних систем електроспоживання та енергетичного менеджменту
Рівень вищої освіти II-й (магістерський)
Галузь знань 14 «Електрична інженерія»
Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
Освітньо-професійна програма – Електротехнічні системи електроспоживання

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСЕЕМ

д.т.н, професор

_____ М. Й. Бурбело

_____ 2023 року

ЗАВДАННЯ
НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ
БОГАЦЬКОМУ ДМИТРУ РУСЛАНОВИЧУ

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: Оцінка ефективності методів зниження коливань напруги в мережі електропостачання Депо станції «ЖМЕРИНКА» регіональної філії «Південно-Західна залізниця» АТ «Укрзалізниця»

керівник роботи к.т.н., доцент кафедри ЕСЕЕМ ВНТУ Кравець Олександр Миколайович

затверджені наказом ВНТУ від « 18 » Вересня 2023 р., № 247

2. Термін подання студентом роботи «__» _____ 2023 року.

3. Вихідні дані до роботи: генплан підприємства; відомості про особливості технологічних процесів; відомості про електричні навантаження підприємства; відомості про джерела живлення.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) Вступ. Характеристика споживачів підприємства. Визначення оптимальних параметрів системи електропостачання. Підвищення ефективності та методи зменшення коливань напруги. Економічна частина. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік графічного матеріалу:

Матеріал необхідний для висвітлення сутності проведених досліджень та впровадження розроблених методик.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Спеціальна частина	Кравець О. М., к.т.н., доц. каф. ЕСЕЕМ		
Економічна частина	Шулле Ю.А., к.т.н., доц. каф. ЕСЕЕМ		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Кобилянський О. В., зав. кафедри БЖДПБ, д.пед.н., професор		

7. Дата видачі завдання « » 2023 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Загальні відомості про підприємство		
2	Аналіз системи електропостачання підприємства		
3	Спеціальна частина		
4	Економічна частина		
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях		
6	Оформлення пояснювальної записки, графічного матеріалу та презентації		

Студент _____ **Богацький Д.Р**
(підпис)

Керівник роботи _____ **Кравець О.М.**
(підпис)

Нормоконтроль _____ **Войтюк Ю.П.**
(підпис)

УДК 621. 311

АНОТАЦІЯ

Богацький Дмитро Русланович Оцінка ефективності методів зниження коливань напруги в мережі електропостачання Депо станції «ЖМЕРИНКА» регіональної філії «Південно-Західна залізниця» АТ «Укрзалізниця» Спеціальність 141 – Вінниця: ВНТУ, ФЕЕМ, кафедра ЕСЕЕМ

В роботі розглянуті питання по розрахунку електропостачання підприємства, вибір кількості і потужності трансформаторних підстанцій, релейного захисту та автоматики.

Розглянуто методи зниження коливань напруги

Розраховано основні техніко-економічні показники СЕП підприємства.

Розглянуто питання охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях.

Ключові слова: електричні мережі, електропостачання, коливання напруги

Рисунків - 58

Таблиць - 33

Бібліографій – 25

UDC 621. 311

ABSTRACT

Bogatsky Dmytro Ruslanovych Evaluation of the effectiveness of methods of reducing voltage fluctuations in the power supply network Depot of the station "Zhmerynka" of the regional branch "South-Western Railway" JSC "Ukrzaliznytsia" Specialty 141 - Vinnytsia: VNTU, FEEM, Department of ESEEM

The work deals with the calculation of the company's electricity supply, the selection of the number and capacity of transformer substations, relay protection and automation.

Methods of reducing voltage fluctuations are considered

The main technical and economic indicators of the SEP of the enterprise are calculated.

The issue of occupational health and safety in emergency situations was considered.

Keywords: electrical networks, power supply, voltage fluctuations

Pages – 58

Figures – 33

Tables – 25

ЗМІСТ

ВСТУП	9
РОЗДІЛ 1	10
ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ПІДПРИЄМСТВО	10
1.1 Відомості про технологічні процеси	10
1.2 Відомості про електричне навантаження. Оцінка категорії знадійності електропостачання	12
РОЗДІЛ 2	14
АНАЛІЗ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПІДПРИЄМСТВА.....	14
2.1 Розрахунок навантажень підприємства	14
2.2 Вибір та розміщення цехових ТП	17
2.3 Вибір схеми та основних елементів мережі.....	22
2.4 Розрахунок струмів КЗ і перевірка отриманих рішень.....	25
2.4.1 Розрахунок струмів КЗ загальнозаводської мережі	25
2.4.2 Розрахунок струмів КЗ в мережі напругою до 1000 В	29
2.5 Перевірка селективності захисту і чутливості цехових мереж.....	32
2.6 Розрахунок втрат потужності в цехових ТП.....	34
РОЗДІЛ 3	36
СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА	36
3.1. Коливання напруги	36
3.2. Вплив коливання на роботу електрообладнання.....	36
3.3. Основні параметри коливань напруги.....	37
3.4. Заходи зниження коливань напруги	41
3.5 Якість електроенергії.....	42
3.5.1 Відхилення напруги,.....	43
3.5.2 Регулювання коливань напруги	45

3.5.3 Порівняння поздовжньої та поперечної компенсацій	48
3.6 Децентралізовані або розподілені методи керування напругою	49
3.6.1 Компенсація реактивної потужності	50
3.6.2 Контроль коефіцієнта потужності та напруги.....	52
3.6.3 Скорочення генерування.....	53
3.6.4 Інтелектуальні децентралізовані системи.....	54
3.7 Основні конфігурації та робота D-STATCOM	57
3.8 Порівняння між DSTATCOM і РПН.....	58
3.8.1 Тестування системи лише на джерелі коливань	59
3.8.2 Тестування системи лише при змінному навантаженні.....	60
3.8.3 Усунення трифазного короткого замикання на землю.....	61
3.8.4 Випробування системи моделювання при коливаннях джерела та коливаннях навантаження із застосуванням трифазного замикання на землю разом.....	62
3.8.4 Випробування системи моделювання у випадку коливань напруги	64
РОЗДІЛ 4.....	68
ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ	68
4.2 Розрахунок капіталовкладень в систему електропостачання	71
4.3 Розрахунок поточних витрат	73
4.4. Розрахунок собівартості електроенергії.....	82
РОЗДІЛ 5.....	88
ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ...	88
5.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації обладнання	88
5.2 Електробезпека.....	92
5.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії.....	93
5.2.1 Мікроклімат.....	93
5.2.2 Склад повітря робочої зони.....	94
5.2.3 Виробниче освітлення.....	95

5.2.4 Виробничий шум	97
5.3 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи системи електропостачання в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій.....	99
ВИСНОВКИ	107
ВИКОРИСТАНІ ДЖЕРЕЛА	108
ДОДАТКИ	113

ВСТУП

Тема дослідження: Оцінка ефективності методів зниження коливань напруги в мережі електропостачання Депо станції «Жмеринка» Акціонерного товариства «Укрзалізниця»

Актуальність дослідження полягає у аналізі ефективності різних методів зменшення коливань напруги у електричних мережах живлення.

Об'єкт дослідження: методи зниження коливань напруги.

Предмет дослідження: системи електропостачання депо станції «Жмеринка».

Мета дослідження: Оцінити поточну систему електропостачання підприємства з точки зору надійності та економічності. Дослідити джерела виникнення коливань напруги та методи зниження коливань. Оцінити ефективність методів зниження коливань.

Завдання проекту: Для досягнення мети дослідження необхідно виконати наступні дії:

- розрахувати електричні навантаження підприємства в цілому;
- виявити джерела виникнення коливань напруги
- Провести огляд методів зниження коливань
- провести оцінку цих методів та визначення найбільш ефективних.
- провести економічні розрахунки для визначення загальної вартості електроенергії на підприємстві
- запропонувати рішення для безпечної експлуатації обладнання персоналом
- зробити загальні висновки про результати дослідження

РОЗДІЛ 1

ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ПІДПРИЄМСТВО

- 1.1 Відомості про технологічні процеси

Локомотивне депо станції «Жмеринка» це виробничий підрозділ служби локомотивного господарства Регіональної Філії «Південно-Західна залізниця» АТ «Укрзалізниця».

Площа депо складає — 110834 м², кількість персоналу— 532 чол. 23 виробничі структури.

Жмеринка є вузловою станцією, також є основною станцією Жмеринського залізничного вузла Південно-Західної залізниці.

В 1866 р. акціонерному товариству дозволили спорудити другу ланку магістралі до Чорного моря – лінії від Києва до Балти. Траса мала пройти через Козятин Вінницю і Жмеринку



Рисунок 1.1 Локомотивне депо станції «Жмеринка»

Жмеринська залізнична станція, була заснована у 1865 року між селами Велика і Мала Жмеринка на місці дубового лісу у зв'язку будівництва залізниці Київ — Балта (1865—1870 роки) визначила наперед розвиток міста Жмеринки як залізничного селища, сприяла його розвитку зростанню й розширенню.

Південно-Західна залізниця є одною з найстаріших залізниць України і також є невід'ємною частиною залізничного транспорту України.

Початок будівництва залізничної інфраструктури в Україні відноситься до шстидесятих років XIX століття, тоді коли була необхідність з'єднання Одеського порту з південно-західних кордонів з центральними областями.

За часів СРСР на залізничній станції було збудовано низку додаткових приміщень, переходів тощо.

Будівлу вокзалу спорудили під час будівництва лінії Київ — Балта, яким будувала французька компанія «Де-Врієр» на чолі з французьким підприємцем Фільолем.



Рисунок 1.2 Будівля залізничног вокзалу станції Жмеринка

Другу будівлю побудовано в 1899—1904 роках Для будівництва вокзалу запросили Івана Беляєва та Валеріяна Рикова. Нагляд за будівництвом здійснював архітектор Зиновій Журавський, який доповнив проєкт Рикова. Вокзал, зведений у вигляді корабля, який прямує до моря, і став одним з найкращих у Російській імперії. І тут Жмеринський вокзал є величною будівлею із складним плануванням, та складними фасадами які виконані в стилі історизму, і інтер'єр з початку 1900-х років у стилі модерну. А також стилі модерну виконані павільйони підземного переходу.

- 1.2 Відомості про електричне навантаження. Оцінка категорії знадійності електропостачання

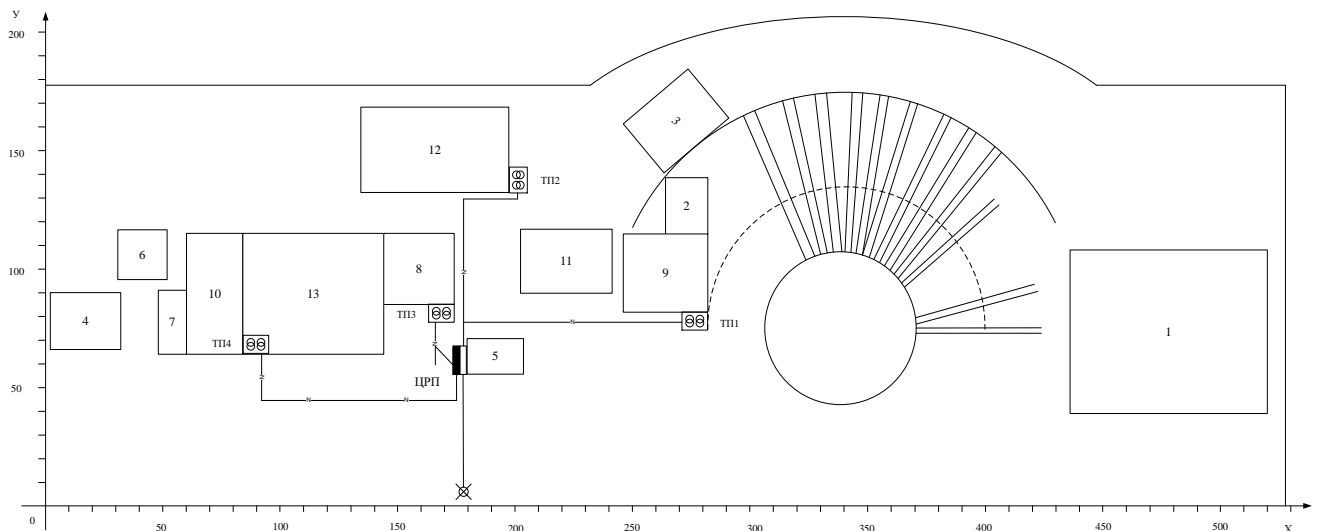


Рисунок 1.3 Генеральний план підприємства

Таблиця 1.1 Відомості про силове навантаження цехів підприємства

Назва	Силове навантаження	Категорія електропостачання
	$P_{н}$, кВт	
1.Заводоуправління	25	2
2.Акумуляторний цех	260	2
3.Котельня	800	2
4.Автоматни цех	80	2
5.Електроцех	700	2
6.Відділення зливу підшипників	18	2
7.Роликове відділення	400	2
8.Дослідний цех	650	2
9.Заготівельно-механічний цех	450	2
10.Просочувально-сушильне відділення	580	2
11.Кузня	180	2
12.Електромоторний цех	330	2
13.Електромашинний цех	310	2
Всього по заводу	4783	

РОЗДІЛ 2

АНАЛІЗ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПІДПРИЄМСТВА

- 2.1 Розрахунок навантажень підприємства

Розрахунок реактивної та активної та потужності обладнання підприємства, розрахуємо за методом коефіцієнта попиту:

$$P_c = K_{\Pi} \cdot P_H; \quad Q_c = P_c \cdot \operatorname{tg}\varphi; \quad (2.1)$$

У цьому методі визначемо також розрахункове навантаження освітлювальних установок. А також орієнтовну номінальна потужність освітлювальних установок визначемо наближено за питомою потужністю на 1 м² цеху. Потужність електричного освітлення визначаємо за формулою:

$$P_o = P_{\text{ПІТ.О}} \cdot K_{\text{ПО}} \cdot K_{\text{ПРА}} \cdot F; \quad (2.2)$$

$$Q_o = P_o \cdot \operatorname{tg}\varphi_o; \quad (2.3)$$

де $P_{\text{ПІТ.О}}$ - є питома густина освітлювального навантаження яка знаходиться в межах : 0,011-0,022 в залежності від приміщення;

$K_{\text{ПО}}$ - коефіцієнт попиту ОН;

$K_{\text{ПРА}}$ - коефіцієнт втрат потужності у пускорегулювальній апаратурі;

F - площа цеху, м².

$$K_{\text{ПРА}} = \begin{cases} 1,1 - \text{ДРЛ}; \\ 1,2 - \text{люмінесцентні} - \text{стартерні}; \\ 1,3 - 1,35 - \text{люмінесцентні} - \text{безстартерні}. \end{cases} \quad (2.4)$$

Розрахункові потужності дорівнюють сумі розрахункових потужностей та силових і освітлювальних навантажень:

$$P_p = P_c + P_o; \quad Q_p = Q_c + Q_o; \quad (2.5)$$

Максимальні навантаження визначають за виразом:

$$P_{p\Sigma} = K_o \left(\sum_{i=1}^N P_{pi} + P_{p\text{Ці}} + P_{p3} \right) + P_{o\Sigma}; \quad Q_{p\Sigma} = K_o \left(\sum_{i=1}^N Q_{pi} + Q_{p\text{Ці}} + Q_{p3} \right); \quad (2.6)$$

де P_{pi} , Q_{pi} - максимальні розрахункові навантаження Трансформаторної підстанції або цехів, кВт, квар;

N - число трансформаторних підстанцій або цехів;

$P_{p\text{Ці}}$, $Q_{p\text{Ці}}$ - розрахункове максимальне навантаження високої напруги 10кВ, які приєднані до РП 10 кВ, кВт, квар;

K_o - коефіцієнт одночасності максимуму навантаження визначається з [1];

$P_{p\Sigma}$, $Q_{p\Sigma}$ - розрахункові максимальні навантаження активної та реактивної потужності загальнозаводських ЕП і цехових трансформаторних підстанцій, приєднаних до ГПП, кВт, квар.

З [1, таблиця 1.4] визначаємо, що $K_o = 0,95$.

Сумарне електричне навантаження підприємства знаходиться за формолою:

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{P_{p\Sigma}^2 + Q_{p\Sigma}^2}; \quad (2.7)$$

Для прикладу проведемо розрахунок для 1 корпусу:

$$P_p = 0,55 \cdot 25 = 13,75 \text{ (кВт)}$$

$$P_{p\Sigma} = 0,02 \cdot 1,3 \cdot 0,9 \cdot 5796 = 135,63 \text{ (кВт)}$$

$$Q_p = 13,75 \cdot \text{tg}(\arccos(0,8)) = 10,31 \text{ (кВАр)},$$

$$P_{p\Sigma} = P_{pc\Sigma} + P_{po\Sigma} = 13,7 + 135,63 = 149,38 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{p\Sigma} = Q_{pc\Sigma} + Q_{po\Sigma} = 12,38 \text{ (кВАр)}$$

$$Sp = \sqrt{149,38^2 + 12,38^2} = 149,89 \text{ (кВА)}$$

Використовуючи формули розрахуємо електричні навантаження підприємств з допомогою Office Excel, і результати заносимо у таблицю 2.1.

Таблиця 2.1 – Розрахунок електричних навантажень підприємства

Назва	Силове навантаження						Освітлювальне навантаження					Всього		
	Рн, кВт	Кп	cos f	tgf	Рмс кВт	Qмс кВА р	F _м ²	Рпит .о	Кп о	Кп ра	Рмо, кВт	Рр, кВт	Qр, кВА р	Sp, кВА
1.Заводоуправління	25	0,55	0,8	0,75	13,75	10,31	5796	0,02	0,9	1,3	135,63	149,38	12,38	149,89
2.Акумуляторний цех	260	0,45	0,65	1,17	117,00	136,79	432	0,016	0,8	1,1	6,08	123,08	164,15	205,17
3.Котельня	800	0,55	0,8	0,75	440,00	330,00	972	0,01	0,6	1,2	7,00	447,00	396,00	597,18
4.Автоматний цех	80	0,55	0,65	1,17	44,00	51,44	720	0,01	1	1,2	8,64	52,6	61,73	81,13
5.Електроцех	700	0,4	0,6	1,3	315,	420,	360	0,01	0,6	1,2	2,59	317	504,	595,
6.Відділення зливу підшипників	18	0,55	0,65	1,17	9,90	11,57	441	0,016	0,85	1,1	6,60	16,50	13,89	21,57
7.Роликове відділення	400	0,4	0,6	1,1	160	187,	324	0,01	0,7	1,2	3,50	163	224	277
8.Дослідний цех	650	0,45	0,75	0,88	292,50	257,96	900	0,01	0,6	1,2	6,48	298,98	309,55	430,36
9.Заготівельно-механічний цех	450	0,5	0,7	1,02	225,00	229,55	1188	0,011	1	1,2	15,68	240,68	275,46	365,79
10.Просочувально-сушильне відділення	580	0,5	0,75	0,88	290,00	255,76	1224	0,01	0,6	1,2	8,81	298,81	306,91	428,35

Продовження таблиці 2.1 – Розрахунок електричних навантажень підприємства

11.Кузня	180	0,3	0,6	1,1	63,0	73,66	105	0,01	0,6	1,2	7,58	70,5	88,3	113,
12.Електромоторний цех	330	0,45	0,6	1,33	148,50	198,00	2268	0,012	0,75	1,2	24,49	172,99	237,60	293,91
13.Електромашинний цех	310	0,5	0,6	1,33	155,00	206,67	3060	0,012	0,75	1,2	33,05	188,05	248,00	311,23
Всього по заводу	4783	-	-	-	2273,6	2368,76	18738	-	-	-	266,1	2426,1	2700,3	3630,1

- 2.2 Вибір та розміщення цехових ТП

Визначаємо сумарну повну розрахункову потужність цехів підприємства, та електричне обладнання яке підключене до напруги 0,4кВ:

$$S_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n S_{Pi} = 3630,16 ; \quad (2.9)$$

Визначаємо загальну площу усіх цехів підприємства:

$$F_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n F_i = 18738 ; \quad (2.10)$$

Визначимо середнє питоме навантаження на один квадратний метр площі:

$$S_{\text{ПИТ}} = \frac{S_{\Sigma}}{F_{\Sigma}} = \frac{3630,16}{18738} = 0,19 \text{ (кВА/м}^2\text{)}; \quad (2.11)$$

$$S_{\text{НОМ.Т}} = \begin{cases} 630,1000 \text{ кВ}\cdot\text{А} & \text{якщо } S_{\text{ПИТ}} < 0,2 \text{ кВ}\cdot\text{А/м}^2, \\ 1600 \text{ кВ}\cdot\text{А} & \text{якщо } S_{\text{ПИТ}} = 0,2 \div 0,3 \text{ кВ}\cdot\text{А/м}^2, \\ 2500 \text{ кВ}\cdot\text{А} & \text{якщо } S_{\text{ПИТ}} = 0,3 \div 0,4 \text{ кВ}\cdot\text{А/м}^2. \end{cases} \quad (2.12)$$

В [1] при такій потужності пропонують використати трансформатори потужністю до 1000 кВА.

Так як депо станції відноситься до другої категорії з надійності постачання електроенергії розглянемо другий варіант спорудження двотрансформаторних підстанцій з $S_{ном.ТР} = 1000 \text{ кВА}$ та $S_{ном.ТР} = 630 \text{ кВА}$:

Варіант 1: $S_{ек} = S_{ном.ТР} = 630 \text{ кВА}$.

Економічне число трансформаторів визначимо за допомогою формули:

$$N_{ек} = \frac{S_{\Sigma}}{S_{ном.ТР} \cdot K_3}, \quad (2.13)$$

де $k_3 = 0,7 \div 0,8$ - коефіцієнт завантаження трансформаторів двотрансформаторної підстанції при споживачах II та III категорії надійності.

$$N_{ек} = \frac{3630,16}{630 \cdot (0,7 \div 0,8)} = 8,23 \div 7,2 \text{ (шт.)}$$

Отже, приймемо до встановлення чотири двотрансформаторні ТП

Варіант 2:

$$S_{ек} = S_{ном.ТР} = 1000 \text{ кВА.}$$

$$N_{ек} = \frac{3630,16}{1000 \cdot (0,7 \div 0,8)} = 5,19 \div 4,54 \text{ (шт.)}$$

Отже, приймаємо до встановлення шість трансформаторних підстанцій.

Розподілимо трансформаторні підстанції між цехами підприємства і розрахуємо їх фактичний коефіцієнт завантаження.

Розрахунки приведені в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Розподіл ТП між цехами

Варіант 1				Варіант 2			
№ на генплані	Sp, кВА	$S_{номТР} = 630 \text{ кВА}$		№ на генплані	Sp,	$S_{номТР} = 1000 \text{ кВА}$	
		N, шт	k_3			N, шт	k_3
1,2,9	683,8	2	0,54	1,2,3,9,11	1392,5	2	0,7
3,11,12	999,08	2	0,79	5,8,12	1314,6	2	0,66
5,8	1020,8	2	0,81	4,6,7,10,13	1117,4	2	0,56
4,6,7,10,13	1117,4	2	0,89				

В даному випадку, порівнюючи ці два варіанти, вибираємо варіант перший, так як коефіцієнт завантаження трансформаторів є більшим та порівняно невелика кількість ТП. Отже приймемо до встановлення чотири двотрансформаторних підстанцій з трансформаторами ТМ-630/10. А також приймемо до встановлення трансформатор для власних потреб ТМ-25

Для визначення розташування двотрансформаторних підстанцій та ЦРП протрібно побудувати картограму навантажень а також визначити центр електричних навантажень.

$$P_p = m_p \cdot \pi \cdot r^2, \quad (2.14)$$

де m_p – масштаб побудови, вибирати протрібно кратному числу 1,2,5.

Вибираємо масштаб побудови картограми: виберемо радіус круга навантаження двадцять метрів, масштаб побудови визначаємо по формулі:

$$m_p = \frac{P_p}{\pi \cdot r^2}, \quad (2.15)$$

де P_p – розрахункова активна потужність цеха, кВт;

r – радіус круга навантаження, м.

Приймаємо $m_p = 0,1 \text{ кВт/м}^2$. Визначаємо радіус круга по формулі:

$$r_1 = \sqrt{\frac{P_{p1}}{\pi \cdot m_p}} = \sqrt{\frac{149,38}{3,14 \cdot 0,1}} = 21,8 \text{ (м)}. \quad (2.16)$$

Відділ освітлювального електричного навантаження для цеху №1:

$$\alpha_1 = \frac{360^0 \cdot P_{\text{м}0}}{P_{p1}} = \frac{360^0 \cdot 135,63}{149,38} = 326,9^0. \quad (2.17)$$

Аналогічні розрахунки для інших цехів запишемо до таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Дані для побудови картограми навантажень підприємства

№	Цех	X,м	У,м	Pp, кВт	Po, кВт	r, м	α°	d, м
1	Заводоуправління	480	75	149,38	135,63	21,81	326,9	43,62
2	Акумуляторний цех	273	128	123,08	6,08	19,80	17,8	39,60
3	Котельня	270	163	447,00	7,00	37,73	5,6	75,46
4	Автоматни цех	17	80	52,64	8,64	12,95	59,1	25,90
5	Електроцех	190	64	317,59	2,59	31,80	2,9	63,61
6	Відділення зливу підшипників	41	105	16,50	6,60	7,25	144,0	14,50
7	Роликове відділення	54	78	163,50	3,50	22,82	7,7	45,64
8	Дослідний цех	160	100	298,98	6,48	30,86	7,8	61,71
9	Заготівельно-механічний цех	264	99	240,68	15,68	27,69	23,5	55,37
10	Просочувально-сушильне відділення	72	90	298,81	8,81	30,85	10,6	61,70
11	Кузня	222	104	70,58	7,58	14,99	38,7	29,99
12	Електромоторний цех	166	151	172,99	24,49	23,47	51,0	46,94
13	Електромашинний цех	114	90	188,05	33,05	24,47	63,3	48,94

Визначимо координати центру електричних навантажень за формулою:

$$X = \frac{\sum_{i=1}^{12} P_{p,i} \cdot X_i}{\sum_{i=1}^{12} P_{p,i}} = 195 \text{ (м)}, \quad (2.18)$$

X_i – координати абсциси i -го цеха, м.

де $P_{p,i}$ – розрахункова активна потужність i -го цеха, кВт;

$$Y = \frac{\sum_{i=1}^{12} P_{p,i} \cdot Y_i}{\sum_{i=1}^{12} P_{p,i}} = 106 \text{ (м)}, \quad (2.19)$$

де Y_i – координати ординати i -го цеха, м.

Таблиця 2.4 – Розрахунок координат встановлення ТП

№	Цех	Т П	Рр, кВт	X, м	Y, м	Рр*Х, кВт*м	Рр*У, кВт*м
1	Заводоуправління	1	149,38	480	75	71700,67	11203,23
2	Акумуляторний цех	1	133,08	273	128	33601,54	15754,57
3	Котельня	2	443,00	270	163	120689,57	72860,74
2	Автоматни цех	4	52,64	17	80	894,88	4211,20
5	Електроцех	3	319,59	191	64	60342,48	20325,89
6	Відділення зливу підшипників	4	16,50	41	105	676,39	1732,22
7	Роликове відділення	4	163,50	54	78	8828,96	12752,94
8	Дослідний цех	3	298,98	167	100	47836,80	29898,00
9	Заготівельно-механічний цех	1	240,68	264	99	63539,94	23827,48
10	Просочувально-сушильне відділення	4	298,81	72	90	21514,52	26893,15
11	Кузня	2	70,58	222	104	15669,12	7340,49
12	Електромоторний цех	2	172,99	166	151	28717,07	26122,15
13	Електромашинний цех	4	188,05	114	90	21437,47	16924,32
	Сумарно по ТП1		513,14	329,04	98,97	168842,15	50785,28
	Сумарно по ТП2		690,57	239,04	153,96	165075,75	106323,38
	Сумарно по ТП3		616,57	175,45	81,46	108179,28	50223,89
	Сумарно по ТП4		719,50	74,15	86,89	53352,22	62513,83
	Координати ЦЕН		2539,7	195,08	106,25	495449,41	269846,38

Центром електричних навантажень виявились координати на вільному від забудов місці рис.2.1.

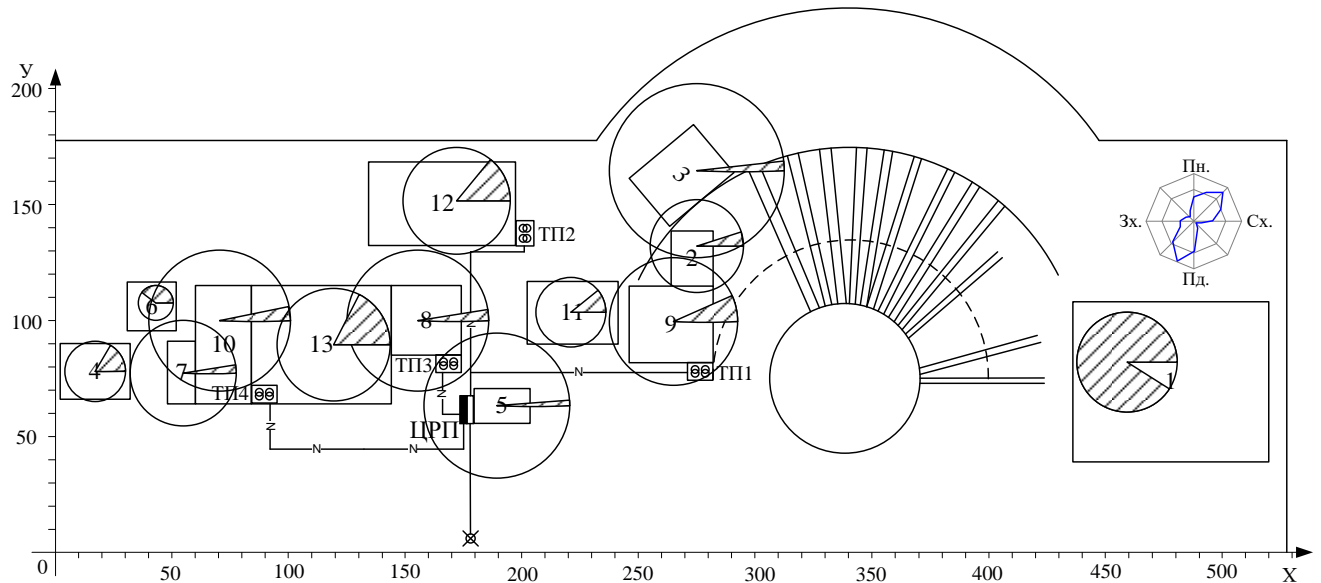


Рисунок 2.1 – Картограма навантажень заводу

2.3 Вибір схеми та основних елементів мережі

Для живлення електроенергії приймаємо до розрахунку радіальну схему електропостачання на напрузі 10 кВ.

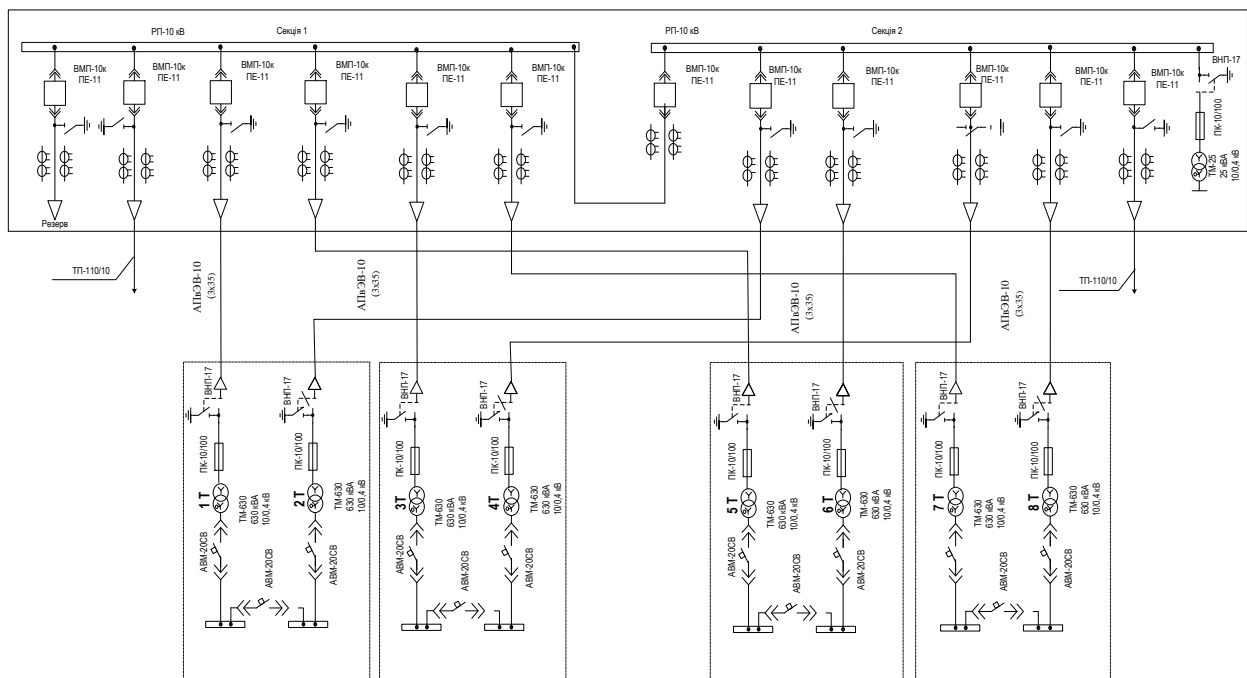


Рисунок 2.2- Радіальна схема електропостачання напругою 10кВ

Високовольтні вимикачі вибиримо за розрахунковим струмом та з врахуванням після аварійних режимів роботи та можливих нерівномірностей розподілу струмів між секціями та лініями шин і номінальною напругою за допомогою нерівності:

$$U_{ном.б} \geq U_{ном.мережі} \quad (2.20)$$

$$I_{ном.б} \geq I_{м.ав} \quad (2.21)$$

Розрахунок струм живлячої лінії:

$$I_{м} = \frac{S_{м}}{\sqrt{3}U_{ном}} = \frac{3630,16}{5 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 41,9 \text{ (A)};$$

До встановлення на високій стороні приймаємо вакуумні вимикачі ВБЭ-10-20/630 УХЛ2. Номінальний струм цього вимикача $I_{ном.в} = 630 \text{ A} > I_{м.ав}$. Час відключення вимикача 0,04 с.

Визначимо переріз провідника живлення ЦРП:

$$I_{розр.} \leq k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \cdot k_5 \cdot k_6 \cdot I_{доп}; \quad (2.22)$$

$$223,17 \leq 1,04 \cdot 0,97 \cdot 1,18 \cdot 0,8 \cdot 0,8 \cdot 1 \cdot 294$$

$$223,17(\text{A}) \leq 229,9(\text{A}).$$

Прийmemo до встановлення кабель АПвЭВнг - 10 перерізом $3 \times 185 \text{ мм}^2$ з $I_{доп} = 294 \text{ A}$.

Також розрахуємо струм після аварійного і нормального режимів для лінії ЦРП-ТП1:

$$I_{м.ТП1} = \frac{S_{м}}{\sqrt{3}U_{ном}} = \frac{1020,8}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 29,5 \text{ (A)}; \quad (2.23)$$

$$I_{м.ав} = \frac{1,3 \cdot S_{\max}}{\sqrt{3}U_{ном}} = \frac{1,3 \cdot 630}{\sqrt{3} \cdot 10} = 47,34 \text{ (А)}.$$

Вибираємо вимикач ВБЭ-10-20/630 УХЛ2. Номінальний струм вимикача $I_{ном.в} = 630 \text{ А} > I_{м.ав}$.

Власний час відключення вимикача 0,04 с.

Для інших приєднань вимикачі вибираємо аналогічно і занесем розрахунки в таблицю 2.5.

Визначимо переріз провідників, які живлять ТП1:

$$I_{розр.} \leq k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \cdot k_5 \cdot k_6 \cdot I_{доп}; \quad (2.24)$$

$$47,34 \leq 1,04 \cdot 0,97 \cdot 1,18 \cdot 0,8 \cdot 0,8 \cdot 1 \cdot 119$$

$$47,34(\text{А}) \leq 90,66(\text{А}).$$

Приймаєм до встановлення кабель АПвЭВ-10 3х35 (мм²) з $I_{доп} = 119 \text{ А}$. Для інших приєднань кабелі виберемо аналогічно та занесем розрахунки в таблицю 2.5.

Таблиця 2.5 – Вибір вимикачів та кабелів 10 кВ

Лінія	Ім, А	Іпа, А	Вимикач	Іном, А	Провідник	S, мм ²	Ідоп, А
ЦРП-ТП-1	19,7	75,14	ВБЭ-10-20/630 УХЛ2	630	АПвЭВ-10	3х35	138
ЦРП-ТП-2	28,8	75,14	ВБЭ-10-20/630 УХЛ2	630	АПвЭВ-10	3х35	138
ЦРП-ТП-3	29,5	75,14	ВБЭ-10-20/630 УХЛ2	630	АПвЭВ-10	3х35	138
ЦРП-ТП-4	32,3	75,14	ВБЭ-10-20/630 УХЛ2	630	АПвЭВ-10	3х35	138

- 2.4 Розрахунок струмів КЗ і перевірка отриманих рішень

2.4.1 Розрахунок струмів КЗ загальнозаводської мережі

В електричних установках можуть виникають різні види коротких замикань, які супроводжуються різким збільшенням струму. Обладнання яке встановлене в системах, повинно бути стійким до дії струмів КЗ і вибирається з розрахунком на великі струми коротких замикань.

Складаємо схему заміщення для підприємства (рисунок 2.3).

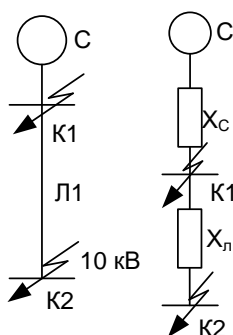


Рисунок 2.3 – Розрахункова схема заміщення системи електропостачання

Визначимо опори елементів, зведених до базисних умов по формулі:

$$S_R = 1000; \quad S_{кз} = 58.$$

$$X_C = \frac{S_R}{S_K} = \frac{1000}{58} = 17,24 \text{ (в.о.)}. \quad (2.25)$$

$$X_L = X_{жл} + X_{кл} = X_{пт.жл} \cdot l \cdot \frac{S_R}{U_{сер}^2} + X_{пт.кл} \cdot l \cdot \frac{S_R}{U_{сер}^2} = \quad (2.26)$$

$$= 0,068 \cdot 0,8 \cdot \frac{1000}{10,5^2} + 0,068 \cdot 0,04 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,54 \text{ (в.о.)}$$

Визначаємо результуючі опори:

$$X_{\Sigma c} = X_c + X_{л}; \quad (2.27)$$

$$x_{\Sigma c} = 17,24 + 0,54 = 17,78 \text{ (в.о.)}$$

Знайдемо початкове діюче значення струму короткого замикання(КЗ)
в точці К1:

$$I_R = \frac{S_R}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{сеп}}} \quad (2.28)$$

$$I_R = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55,05 \text{ (кА)}$$

$$I_{\text{по.с}} = \frac{E_c''}{X_c} \cdot I_R; \quad (2.29)$$

$$I_{\text{по.с}} = \frac{1}{17,24} \cdot 55,05 = 3,19 \text{ (кА)}$$

Порахуємо тепловий імпульс лінії :

$$B_k = I_{\text{по.с}}^2 \cdot (t_{\text{від}} + T_{\text{асх}}); \quad (2.30)$$

$$B_k = 3,19^2 \cdot (0,115 + 0,03) = 1,48 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

Перевіримо лінію на термічну стійкість за умовою:

$$S_{\text{ек}} \geq S_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T} \quad (2.31)$$

де $C_T = 90 \cdot A \cdot C^{0,5} / \text{мм}^2$ – для алюмінієвих кабелів

$$S_{\min} = \frac{\sqrt{1,48 \cdot 10^3}}{90} = 13,5 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

$$50 \text{ мм}^2 > 13,5 \text{ мм}^2.$$

Умова виконується, отже прийємо до встановлення кабелі АПвЭБВ-10 3x50,

Проведемо розрахунок короткого замикання в точці К2 для перевірки кабелів та вимикачів від ЦРП до ТП.

$$I_{\text{но.с}} = \frac{E_c''}{X_{\Sigma c}} \cdot I_6; \quad (2.32)$$

$$I_{\text{но.с}} = \frac{1}{17,78} \cdot 55,05 = 3,1 \text{ (кА)}$$

Періодична складова незміниться від періодичної складової струму за формолою:

$$I_{\text{пт.с}} = I_{\text{но.с}} = 3,1 \text{ (кА)}.$$

Порахуємо розрахунковий час початку розмикання по формолі:

$$t_{\text{від}} = t_{\text{рз.мін}} + t_{\text{В.В}}; \quad (2.33)$$

$$t_{\text{від}} = 0,01 + 0,105 = 0,115 \text{ (с)}.$$

Постійна часу аперіодичної складової: $T_{\text{ac}} = 0,03 \text{ (Яс)}$.

Аперіодична складова струму короткого замикання складає $\tau = 0,05 \text{ с}$:

$$i_{\text{ат.с}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{но.с}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{\text{к}}}}; \quad (2.34)$$

$$i_{\text{ат.с}} = \sqrt{2} \cdot 3,1 \cdot e^{-\frac{0,115}{0,03}} = 0,09 \text{ (кА)}.$$

Ударний струм короткого замикання за формолою:

$$i_{\text{уд.с}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по.с}} \cdot \left(1 + e^{-\frac{\tau}{T_{\text{ас}}}} \right); \quad (2.35)$$

$$i_{\text{уд.с}} = \sqrt{2} \cdot 3,1 \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,03}} \right) = 7,53 \text{ (кА)}.$$

Порахуємо тепловий імпульс за формолою:

$$W_{\text{к}} = I_{\text{по.с}}^2 \cdot (t_{\text{від}} + T_{\text{ас}}); \quad (2.36)$$

$$W_{\text{к}} = 3,1^2 \cdot (0,115 + 0,03) = 1,39 \text{ (кА}^2\text{·с)}.$$

Відповідно до ДЕСТ 687 - 78 високовольтні вимикачі мають бути перевірені на комутаційну здатність та динамічну стійкість, а також на термічну стійкість дії струмів коротких замикань.

Перевірку вибраних вимикачів і провідників покажемо на прикладі вимикача ВБЭ-М-10-20/630. Дані запишемо у таблицю 2.6.

Таблиця 2.6 - Перевірка вимикача ВБЭ-М-10-20/630

Умови вибору	Дані для вимикачів	Дані розрахунків
$I_{\text{н.відк}} \geq I_{\text{пт}}$	$I_{\text{н.відк}} = 10 \text{ кА}$	$I_{\text{пт}} = I_{\text{пт.с}} = 3,19 \text{ кА}$
$\sqrt{2}I_{\text{н.відкл}} \geq \sqrt{2}I_{\text{пт.с}} + i_{\text{ат.с}}$	$\sqrt{2}I_{\text{н.відкл}} = \sqrt{2} \cdot 10 = 14,1 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot 3,19 + 0,09 = 4,587 \text{ (кА)}$
$I_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$I_{\text{дин}} = 25 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = I_{\text{уд.с}} = 7,53 \text{ (кА)}$
$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{по}}$	$I_{\text{дин}} = 10 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = I_{\text{по.с}} = 3,19 \text{ (кА)}$
$W_{\text{к}} = I_{\text{по}}^2 t_{\text{по}}$	$I_{\text{т}}^2 t_{\text{т}} = 10^2 \cdot 4 = 400 \text{ (кА}^2\text{·с)}$	$W_{\text{к}} = 1,48 \text{ (кА}^2\text{·с)}$

Вимикач вибрано вірно він задовольняє умови перевірки.

Також перевіримо кабелі ЦРП до ТП на термічну стійкість за формолою:

$$S_{\text{ек}} \geq S_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C_{\text{т}}}; \quad (2.37)$$

де- $C_{\text{т}} = 90 \cdot A \cdot C^{0,5} / \text{мм}^2$ – для алюмінієвих кабелів.

$$S_{\text{min}} = \frac{\sqrt{1,39 \cdot 10^3}}{90} = 13,1 \text{ (мм}^2\text{)};$$

$$35 \text{ мм}^2 > 13,1 \text{ мм}^2.$$

Умова виконується, дані кабелі вибрані вірно.

2.4.2 Розрахунок струмів КЗ в мережі напругою до 1000 В

Розрахунок струмів КЗ виконується для перевірки вибраних захисних апаратів по умові комутаційної здатності.

Розрахуємо струми КЗ, що постачає ЕП-7. Складемо схему заміщення та розрахункову схему електропостачання.

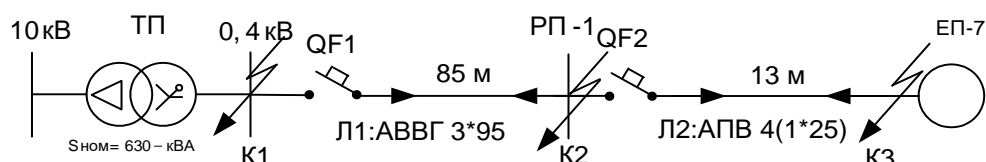


Рисунок 2.4 – Схема електропостачання ЕП-1

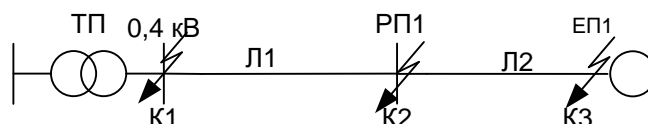


Рисунок 2.5 – Схема заміщення

Розрахуємо опір трансформатора по формулі:

$$Z_T = \frac{U_{K\%}}{100} \cdot \frac{U^2}{S_{НОМТ}} = \frac{5}{100} \cdot \frac{400^2}{250 \cdot 10^3} = 32 \text{ (МОм)}. \quad (2.38)$$

Розрахуємо опори ліній Л1, Л2, :

$$Z_{Л1} = \sqrt{R_0^2 + X_0^2} \cdot L = \sqrt{6,4^2 + 0,094^2} \cdot 85 \cdot 10^{-3} = 0,544 \text{ (Ом)};$$

$$Z_{Л2} = \sqrt{R_0^2 + X_0^2} \cdot L = \sqrt{10^2 + 0,098^2} \cdot 13 \cdot 10^{-3} = 0,13 \text{ (Ом)};$$

Вихідні дані для розрахунку струмів КЗ а також коефіцієнта чутливості наведені в таблиці 2.7

Таблиця 2.7 - Вихідні дані для розрахунку коефіцієнта чутливості та струмів КЗ

	L, м	R0, МОм/м	X0, МОм/м	R, МОм	X, МОм	Z, МОм	Zφ-0, МОм
Л1	85	6,4	0,094	543	7,99	544	12,34
Л2	13	10	0,098	100	0,98	130	18,52
ТМ 630/10/0,4	-	-	-	1,66	7,3	32	62

Розрахуємо струм при трифазному металічному короткому замиканню по формулі:

$$I_{\text{к.макс}}^{(3)} = \frac{1,05 \cdot U_{\text{н}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}} \quad (2.39)$$

де Z_{Σ} - загальний повний опір елементів цехової мережі до точки короткого замикання.

- для точки К1

$$I_{\text{к.макс}}^{(3)} = \frac{1,05 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 32} = 7,5 \text{ (кА)};$$

- для точки К2

$$I_{\text{к.макс}}^{(3)} = \frac{1,05 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot (32 + 544)} = 0,42 \text{ (кА)};$$

Перевіримо обрані вимикачі на комутаційну здатність:

$$I_{\text{н.відк}} > I_{\text{к.макс}}^{(3)} \quad (2.40)$$

QF1: EB2 250/3E 250A 4р з $I_{\text{н.відк}}=80$ (кА)

$$I_{\text{н.відк}} = 63(\text{кА}) > I_{\text{к.макс}}^{(3)} = 7,5(\text{кА})$$

Для точки К1 умова виконується.

QF2: EB2 250/3E 160A 4р з $I_{\text{н.відк}}=8$ (кА)

$$I_{\text{н.відк}} = 8(\text{кА}) > I_{\text{к.макс}}^{(3)} = 0,42(\text{кА})$$

Для точки К2 умова виконується.

Усі розрахунки проведені в розділі розрахунку трифазних КЗ записано у таблицю 2.8.

Таблиця 2.8 – Розрахунки трифазних КЗ

Точка КЗ	$I_{к^{(3)}}$, кА	Умова комутаційної здатності	$I_{н.відк}$, кА
		$I_{н.відк} > I_{к.мах}^{(3)}$	
К1	7,5	<	32,5
К2	0,4	<	8

-

- 2.5 Перевірка селективності захисту і чутливості цехових мереж

Перевірка чутливості захисту потрібна для визначення струмів однофазних коротких замикань для точок.

$$I_{к^{(1)}} = \frac{U_{\phi.ном}}{\frac{Z_m^{(1)}}{3} + Z_{\phi-n} \cdot l}, \quad (2.41)$$

- для точки К2

$$I_{к^{(1)}} = \frac{220}{\frac{42}{3} + 12,34 \cdot 85} = 0,2(\text{кА});$$

- для точки К3

$$I_{к^{(1)}} = \frac{220}{\frac{42}{3} + 12,34 \cdot 85 + 18,52 \cdot 13} = 0,169(\text{кА});$$

Проведемо перевірку чи виконуються умови чутливості захисту:

$$I_{н.розч} \leq \frac{I_{к.мін}^{(1)}}{3} \quad (2.42)$$

- для точки К2

$$I_{НРОЗЧ} = 250(A) > \frac{I_K^{(1)}}{3} = \frac{200}{3} = 66,6(A);$$

- для точки К3

$$I_{НРОЗЧ} = 160(A) > \frac{I_K^{(1)}}{3} = \frac{169}{3} = 52(A);$$

Умова перевірки чутливості автоматичних вимикачів не виконуються.

Перевіримо селективність автоматичних вимикачів за умовами:

$$\begin{cases} I_{c.B1} > (1,3..1,5)I_{c.B2}, \\ t_{c.B1} > t_{c.B2} + \Delta t. \end{cases} \quad (2.43)$$

Виконаємо перевірку селективності для вимикачів, що захищають лінії ТП1 - РП1 та РП1 – ЕП1 (дані про вимикачі записані в таблиці 2.3).

$$\begin{cases} I_{c.B1} = 250(A) > (1,3..1,5) \cdot 302,4 = 325 \div 375(A), \\ t_{c.B1} = t_{c.B2} + \Delta t = 0,015 + 0,1 = 0,115(c). \end{cases}$$

Умови виконуються.

Побудуємо карту селективності яка зображена на рисунку 2.7

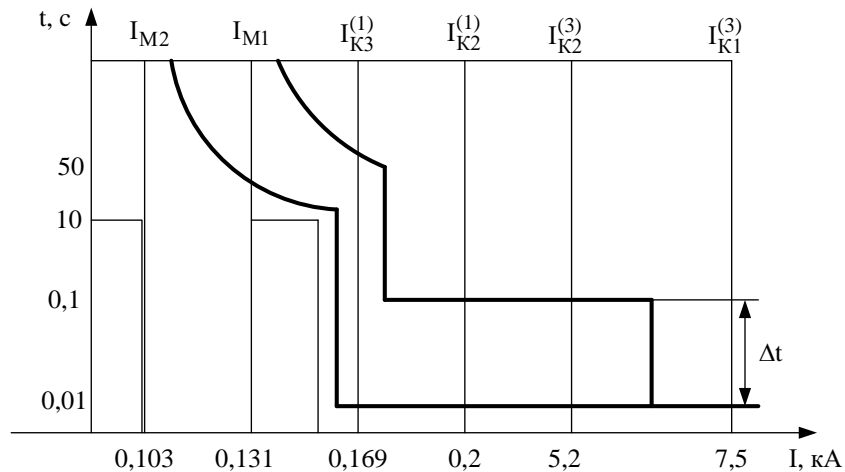


Рисунок 2.7 – Карта селективності дії захисту

- 2.6 Розрахунок втрат потужності в цехових ТП

Перед вибором лінії живлення розрахуємо втрати потужності в трансформаторах.

Втрати активної потужності ТП розраховуються за формулою:

$$\Delta P_{TP} = n \cdot \Delta P_{xx} + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{кз} \cdot \left(\frac{S_p}{S_{ном.тр}} \right)^2, \quad (2.44)$$

де ΔP_{TP} - втрати активної потужності, кВт;

n - кількість трансформаторів;

ΔP_{xx} - втрати холостого ходу, кВт;

$\Delta P_{кз}$ - втрати короткого замикання, кВт;

S_p - повне розрахункове навантаження, кВА;

$S_{ном.тр}$ - номінальна потужність трансформатора ТП.

Втрати реактивної потужності ТП розраховуються за формулою:

$$\Delta Q_{TP} = n \cdot \frac{I_{xx}}{100} \cdot S_{ном.тр} + \frac{1}{n} \cdot \frac{U_{кз}}{100} \cdot \frac{S_p^2}{S_{ном.тр}}, \quad (2.45)$$

де ΔQ_{TP} - втрати реактивної потужності, кВАр;

I_{xx} - струм холостого ходу, А;

$U_{кз}$ - напруга короткого замикання,

Розрахунок втрат потужності в цехових ТП наведені на Рисунок .

№ ТП	S _{ном_т} , кВА	кт	dP _{хх} , кВт	dP _{кз} , кВт	I _{хх} , %	U _к , %	P _p , кВт	Q _p , кВАр	S _p , кВА	dP _{тр} , кВт	dQ _{тр} , кВАр	dS _{тр} , кВА	P, кВт	Q, кВАр	R, Ом
1	630	2	1,31	8,5	2	5,5	511,715	451,566	682,469	7,60739	45,530958	46,1621	519,322	497,097	2,1416
2	630	2	1,31	8,5	2	5,5	690,574	619,971	928,039	11,8423	62,794538	63,9014	702,417	682,765	2,1416
3	630	2	1,31	8,5	2	5,5	616,572	680,705	918,433	11,6524	62,020306	63,1054	628,224	742,725	2,1416
4	630	2	1,31	8,5	2	5,5	531,449	518,687	742,613	8,52518	49,272291	50,0044	539,975	567,959	2,1416
Всього							2424,68	2374,65		39,6273	219,61809	223,165	2464,3	2594,26	

Рисунок 2.8- Розрахунок втрат потужності в цехових ТП

РОЗДІЛ 3

СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА

- 3.1. Коливання напруги

-

Коливання напруги це - швидка зміна діючого значення напруги, що відбуваються із швидкістю оди два рази в секунду і більше. Коливання напруги амплітудою характеризується розмахом зміни напруги, частотою і інтервалами між наступними один за одним змінами напруги[8].

Причина коливань напруги є швидка зміна режиму роботи електроустановок.

- 3.2. Вплив коливання на роботу електрообладнання

Коливання напруги діють:

- зниження терміну служби електронної апаратури;
- зниження продуктивності;
- вихід з ладу конденсаторних батарей;
- вібрації апаратури;
- травматизм;
- збільшення втрат в мережі;
- стомлення зору;
- нестійка робота синхронних генераторів і двигунів.

При роботі ЕП з різкопереміним ударним навантаженням в електромережі виникають різкі стрибки споживаної потужності. Які в свою чергу викликають коливання напруги в мережі, коливання яких можуть досягти великих значень[8, 9]. Ці коливання з'являються при роботі:

- зварювальних машин

- прокатних електродвигунів;
- дугових електропечей;

Ці обставини вкрай несприятливо позначаються на роботі всіх електроспоживачів, які підключені в мережу, в тому числі також і на електроприймачі що викликають ці зміни.

При коливаннях напруги, в результаті яких напруга зменшується або збільшується на 15%, можливе відключення магнітних пускачів.

На підприємствах синхроним навантаженням коливання напруги можуть призводити до випадання із синхронізму [8].

Коливання напруги впливає на роботу освітлювальних установок. Це призводять до миготіння ламп [10].

- 3.3. Основні параметри коливань напруги

У відповідних точках системи коливання напруги, що викликається змінами реактивного навантаження і активного навантаження, може бути орієнтовно визначено:

$$\delta U = \frac{\Delta PR \pm \Delta QX}{S_k Z} = \frac{S_k \frac{R}{X} \pm \Delta Q}{S_k \frac{Z}{X}} \quad (4.1)$$

де ΔU - втрата напруги, в.о.

ΔP , ΔQ - зміни активної і реактивної трифазної потужності ЕП, (МВт і Мвар);

R , X - активний і реактивний опір на фазу див. Таблицю 4.1, Ом;

Z - повний опір,;

S_k - потужність короткого замикання. в точці, в якій перевіряється коливання напруги, МВА.

Таблиця 4.1 Співвідношення між індуктивними та активними опорами елементів мережі

Елемент мережі	Співвідношення між індуктивними та активними опорами елементів мережі r/x
Струмопроводи 6, 10 кВ	0.04, 0.11
Трансформатори 2,5, 6,3	0.06, 0.143
Повітряні лінії 110, 220 кВ	0.125, 0.5
Кабельні лінії 6, 10 кВ	1.25, 5.0
Паротурбінні генератори 12, 60 МВт	0.012, 0.02
Паротурбінні генератори 100, 500 МВт	0.0075, 0.01
Трансформатори 63, 500 МВА	0.02, 0.05
Реактори РБА 6, 10 кВ до 1000 А	0.02, 0.067
Підстанції в розподільчих мережах	0.067 і вище

З вищенаведених співвідношень видно що r / x при розрахунках коливання напруги, в середньому можна прийняти, що лежить вона в межах 0,1, 0,03. При цьому співвідношення виходить приблизно рівним . З урахуванням цих припущень:

$$\delta U = \frac{(0.1 \dots 0.03) \Delta P \pm \Delta Q}{S_k} \quad (4.2)$$

З огляду на мале відношення елементів мережі, активним опором взагалі можна знехтувати. Звідци коливання напруги можна визначити за більш простою формулою:

$$\delta U = \pm \frac{\Delta Q}{S_k} \quad (4.3)$$

Висновок про те, що при заданих ΔQ і ΔP значення коливань визначається потужністю короткого замикання. живильної мережі, чим остання вище, тим менші коливання напруги.

Другим джерелом коливань напруги є (ДСП). При роботі яких мають місце часті відключення, число яких досягають десяти і більше протягом одної плавки. При цьому виникають експлуатаційні поштовхи струму. Значення струму при поштовху залежить від об'єму печі, параметрів трансформатора, повного опору.[9]

При спільному живленні так званого «спокійного» загальноцехового навантаження розмах зміни напруги на шинах вторинної напруги 6,10 кВ знижувального трансформатора ДПП для практичних цілей точною визначити за формулою:

$$\delta U = \frac{S_T}{S_k} * 100\% \quad (4.4)$$

Таким чином, значення коливань зміни напруги в основному визначається потужністю КЗ.

Коливання напруги характеризуються такими показниками:

- дозою флікера P_t .
- розмахом зміни напруги ΔU_t ;

Розмах зміни напруги обчислюють за формулою, %:

$$\delta U_i = \frac{(U_i - U_{i+1})}{U_{ном}} * 100\% \quad (4.5)$$

де U_i , U_{i+1} - значення наступних один за іншим екстремумів середньоквадратичних значень напруги, відповідно до малюнку 4.1.

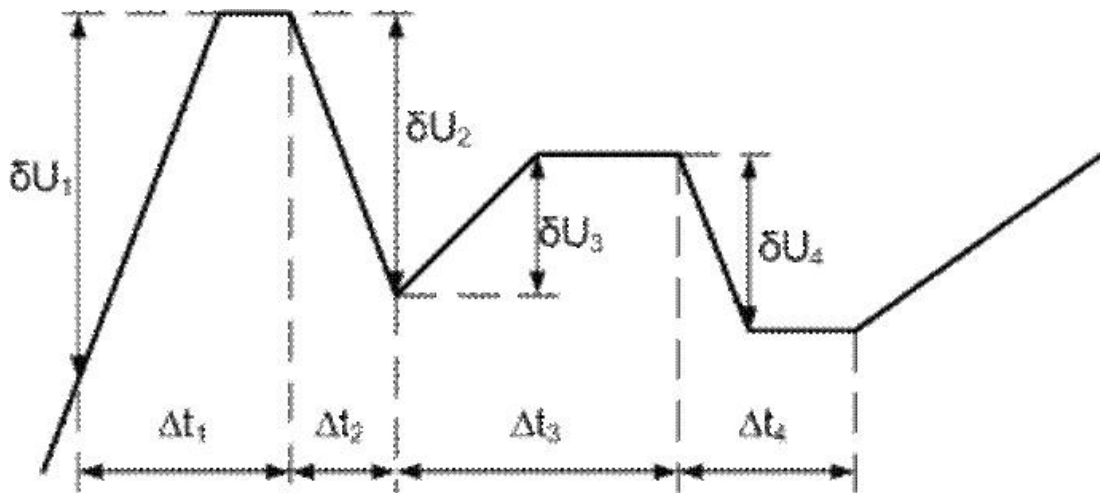


Рисунок 4.1 - Коливання напруги

Частота повторення змін напруги визначається за виразом:

$$F_{\delta U t} = \frac{m}{T} \quad (4.6)$$

де T - інтервал часу вимірювання, є 10 хв.

m - число змін напруги за час T ;

Якщо дві зміни напруги з інтервалом менше 30 мс, то їх можна розглядати як одну.

Інтервал часу між змінами напруги:

$$\Delta t_{i,i+1} = t_{i,i+1} - t_i \quad (4.7)$$

Гранично допустиме значення суми усталеного відхилення напруги і розмаху змін напруги в точках приєднання до електричних мереж напругою 0,38 кВ одно $\pm 10\%$ від номінальної напруги.[8]

Доза флікера - це міра сприйнятливості людини до впливу коливань світлового потоку, які викликані коливаннями напруги в мережі, за певний проміжок часу.

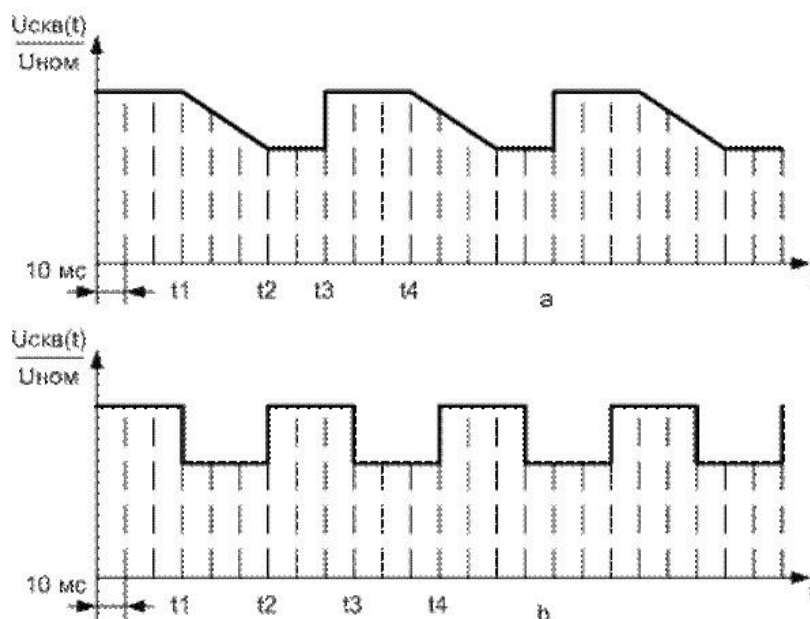


Рисунок 4.2 - Коливання напруги довільної форми

По дозі флікера вимогам стандарту відповідає, якщо короточасна і тривала дози, визначені шляхом вимірювання протягом доби або розрахунку, не перевищують допустимих значень: для короточасної дози - 1,38 і для тривалої - 1,0.

- 3.4. Заходи зниження коливань напруги

- Застосування обладнання з поліпшеними характеристиками. Застосування двигунів зі зниженим пусковим струмом а також поліпшеним $\cos \varphi$.
- Підключення до потужної системі електропостачання.
- Підключення навантажень на різні трансформатори або секції збірних шин.
- Зниження опору живильної мережі.

- 3.5 Якість електроенергії

Термін «якість електроенергії» означає різні речі для різних людей. Для постачальників комунальних послуг, якість електроенергії спочатку стосувалася якості наданої послуги, яка вимірювалася здатністю споживача використовувати поставлену енергію бажаним чином. Це концептуальне визначення включало такі способи планування комунальних послуг, як регулювання напруги та частоти в допустимих межах а також надійності постачання електроенергії.

Визначення якості електроенергії кінцевим користувачем також зосереджується на їхній здатності використовувати доставлену енергію бажаним чином, але розглянуті способи можуть бути набагато більш конкретними та включати різні потреби для споживання електроенергії. На щастя, хороше робоче визначення якості електроенергії не було предметом розбіжностей, і більшість зацікавлених сторін вважають, що «якість електроенергії» — це те, що дозволяє користувачеві досягнути своїх цілей кінцевого використання.

Якість електроенергії можна приблизно розділити на наступні категорії:

1. Номінальна величина частоти та напруги,
2. Вьдхилення напруги,
3. Заземлення,
4. Гармоніки,
5. Коливання напруги,
6. Перехідні процеси,
7. Моніторинг і вимірювання.

3.5.1 Відхилення напруги,

Провали напруги є, ймовірно, найбільш проблематичною з усіх проблем якості електроенергії. Оскільки електрична система є безперервним електричним ланцюгом, несправності в будь-якому місці певним чином впливатимуть на напругу в мережі. Звичайно, у областях, розташованих ближче до зони пошкодження, спостерігатиметься більший провал напруги через несправність, ніж в інших, більш електрично віддалених областях.

Провали можуть виникати в будь-якій точці системи, але вони більш виражені в системах розподілу комунальних послуг через більшу схильність низьковольтних систем до причин короткого замикання.

Більшість комунальних компаній впроваджують захист системи розподілу за так званою методологією «запобіжника» На рис. 3.3 показана типова повітряна розподільча система з двома фідерами, що живляться від однієї трансформаторної підстанції. Кожен первинний контур має власне автоматичне повторне вмикання (АПВ) і один запобіжник.

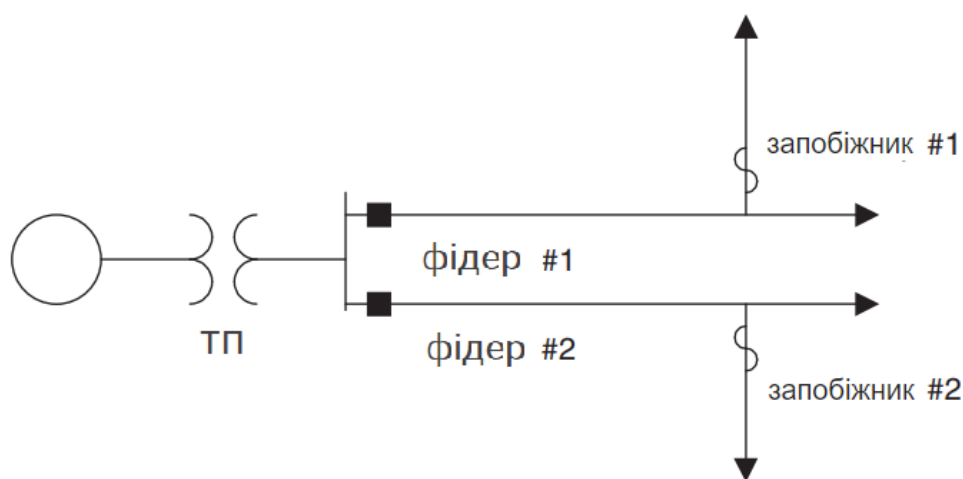


Рисунок 3.3 Система розподілу

З системою захисту, налаштованою на основі методу запобіжника, будь-яка несправність після усунення за допомогою пристрою повторного вмикання (АПВ) підстанції. Якщо несправність все ще присутня, перегорить найближчий запобіжник, щоб назавжди усунути несправність. (Зауважте, що в деяких випадках робляться кілька спроб повторного вмикання до згорання запобіжника.)

Несправність на стороні з запобіжником № 2 на рис. 3.3 викличе просадку напруги на фідері № 1, яке визначається опором системи та трансформаторної підстанції. Це просідання буде зберігатися, доки фідер № 2 не буде відключений після повторного вмикання або усунення проблеми. Будь-яке падіння напруги на шині підстанції буде передано безпосередньо всім споживачам на фідері №1, навіть якщо на цьому фідері немає проблем. На рис. 3.4 показано можливий середньоквадратичний профіль напруги, який може подаватись споживачам на фідері №1 для постійної несправності на стороні навантаження відводу з запобіжником №2. Перед зняттям запобіжника показано лише одну операцію повторного вмикача.

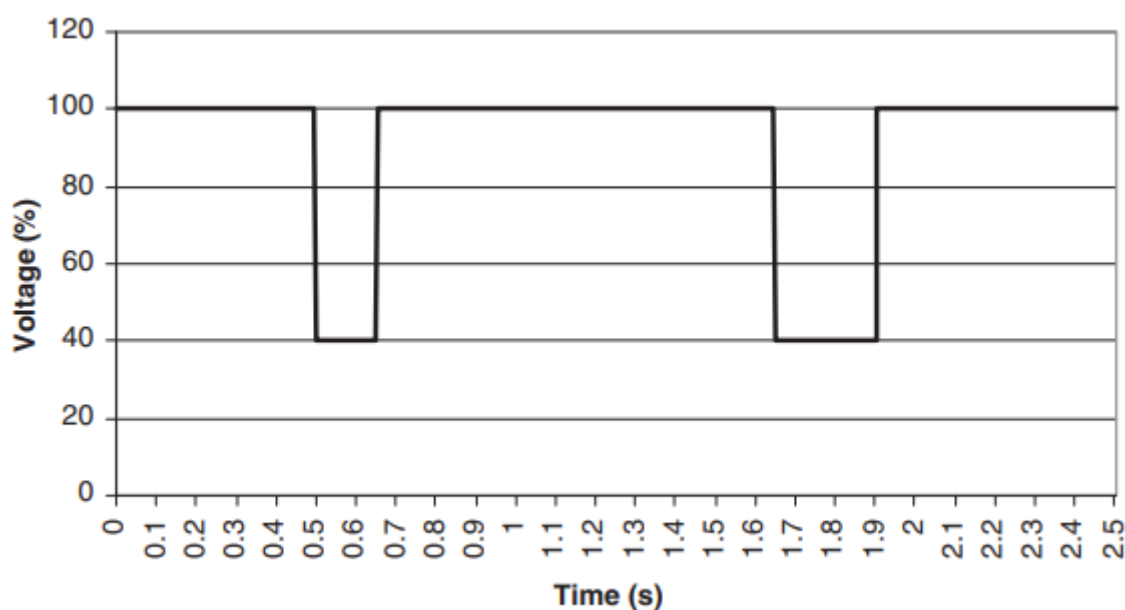


Рисунок 3.4 Діюче значення напруги, що подається до споживачів фідеру №1.

Лише на основі інформації про напругу, показаної на рис. 3.4, неможливо сказати, чи виникнуть проблеми з кінцевими навантаженнями на фідері №1. Для оцінки вразливості обладнання до відхилень напруги, включаючи провали, необхідні криві допуску обладнання, і різні види обладнання. Рисунок 3.4 показує нижні частини двох кривих допуску обладнання, (старішої) СВЕМА та (новішої) криві ІТІС для комп'ютерного обладнання. Більшість, але не все, енергетичне електронне обладнання має подібну форму. Провали напруги з тривалістю, яка відповідає точці, що знаходиться «внизу та праворуч» кривої допуску, призведуть до втрати функціонування обладнання, тоді як падіння тривалості, які відображаються «вгорі та ліворуч» кривої допуску, не призведуть до продуктивності обладнання ефекту. Зверніть увагу, що показано лише нижню частину кривої; також існує верхня крива допуску, яка часто використовується в дослідженнях перехідних процесів (перенапруги).

Перепади напруги є, мабуть, найпоширенішою проблемою якості електроенергії, яка надається кінцевому споживачеві. Однак неправильне заземлення обладнання спричиняє переважну більшість проблем із якістю електроенергії на стороні споживача.

3.5.2 Регулювання коливань напруги

Коливання напруги безпосередньо не спричинене електронними навантаженнями, за винятком великих навантажень. Коливання напруги та відповідне мерехтіння світла, зазвичай створюються великими коливаннями потужності на частотах менше приблизно 30 Гц.

1. Великі дугові печі постійного струму та зварювальні машини,
2. Компенсатори реактивної потужності,
3. Циклоперетворювачі

Кожен із цих типів кінцевих пристроїв може створювати значні низькочастотні (приблизно 30 Гц або менше) коливання напруги в системі, що може призвести до скарг на коливання напруги. У цей час IEEE призначає «криву мерехтіння», спочатку засновану на дослідженнях, проведених General Electric. Однак ІЕС прийняла іншу методологію, яка може розглядати коливання напруги та мерехтіння, які є більш складними, ніж ті, що розглядаються кривою мерехтіння IEEE.

Більшість обладнання не чутливе до коливань напруги, які викликають скарги на коливання. Зміни потужності ламп розжарювання, які спостерігають спостерігачі, стають небажаними на рівнях зміни близько 0,3%, але на електронне обладнання це взагалі не вплине. Оскільки більшість комунальних компаній обмежують коливання напруги, незалежно від частоти повторення, менш ніж на кілька відсотків, несправність обладнання або пошкодження через коливання трапляються дуже рідко. На рис. 3.5 і 3.6 показані графіки середньоквадратичних коливань напруги за один цикл відповідно до великих зварювальних апаратів постійного струму та дугових печей; зрозуміло, що величина коливань значно перевищує рівень, який може вплинути на обладнання. Сигнал на рис. 3.5, ймовірно, спричинить численні скарги на мерехтіння світла, тоді як сигнал на рис. 3.6, ймовірно, ні. І те, і інше не порушить роботу обладнання.

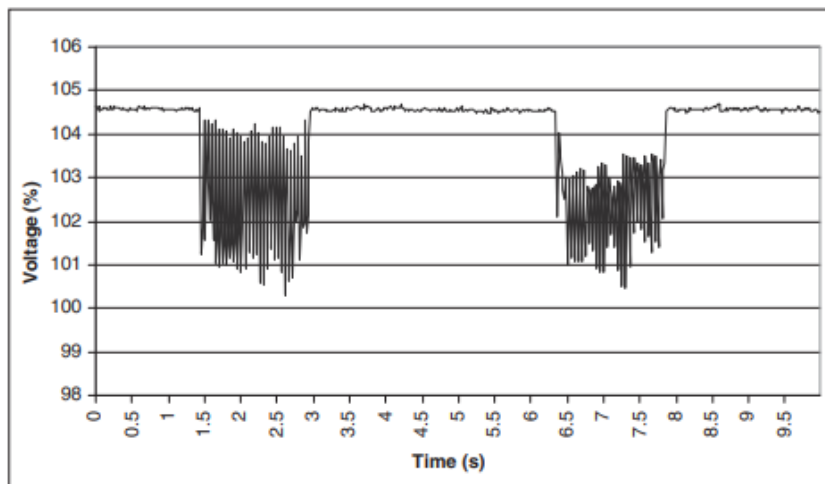


Рисунок 3.5 Середньоквадратичні коливання напруги за один цикл через зварювальний пристрій постійного струму

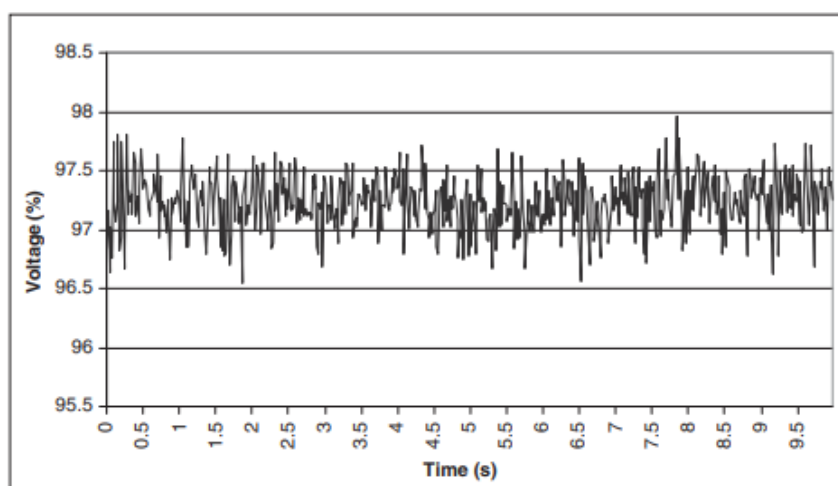


Рисунок 3.6 Середньоквадратичні коливання напруги за один цикл через велику дугову піч постійного струму

Завдяки прогресу в силовій електроніці, яка запропонувала пристрої з більш високою потужністю, були розроблені системи реактивної компенсації для компенсації коливань напруги шляхом додавання або прибирання реактивної потужності в ланцюзі живлення. Ці пристрої дозволили ці пристрої дозволили зменшити коливання напругина

підприємствах де використовується обладнання з різними видами навантаження.

Однак, оскільки компенсатори можуть безпосередньо впливати на напругу в системі, вони можуть створювати проблеми з коливанням, якщо їх неправильно використовувати та не контролювати.

3.5.3 Порівняння поздовжньої та поперечної компенсації

Поперечна компенсація набула поширення підвищення коефіцієнта потужності промислових підприємств. Це стало можливим завдяки:

- Простоти пристрою;
- Простоти захисту та управління;
- Просте обслуговування та експлуатації;
- Встановлення їх у будь-якому місці, де це економічно доцільно з урахуванням технічних та експлуатаційних умов.

При поперечній компенсації рівень напруги підвищується, але коливання напруги при зміні навантаження зберігаються, як і компенсації. У години мінімуму навантаження системи напруга на затискачах конденсаторів може виявитися вищою за номінальну. Відхилення напруги зростає при збігу мінімуму навантаження підприємства з мінімумом навантаження системи. У таких ситуаціях необхідно вживати заходів щодо його зниження. Одним із заходів є регулювання потужності приєднаних до мережі конденсаторів автоматично або діями експлуатаційного персоналу шляхом відключення конденсаторної батареї повністю або частково за попередньо розробленим графіком.

Повторно-короткочасні та ударні навантаження викликають коливання напруги на шинах джерел живлення, а, отже, і в інших приймачів з ненаголошеним навантаженням. Харчування таких

навантажень по окремих лініях і навіть окремих трансформаторів який завжди виявляються економічно доцільними.

Поздовжня компенсація, підвищуючи напругу біля приймального кінця, забезпечує коливання напруги в менших межах. Її доцільно використовувати при короткочасних і різко змінюваних навантаженнях. Включення послідовно в мережу батарей конденсаторів знижує реактивний опір ланцюга (мережі та живильного трансформатора), що призводить до збільшення струмів короткого замикання. В установках напругою до 1000 В ця обставина має особливе значення, так як не завжди вдається підібрати апаратуру, що відключає, з достатньою стійкістю до струмів короткого замикання. Через це нерідко доводиться вдаватися до обмеження одиничної потужності трансформаторів, що встановлюються.

Властивості поперечної та поздовжньої компенсації розмежовують їх сферу застосування в системах електропостачання. Поздовжня компенсація застосовується як спосіб регулювання та стабілізації напруги в електричних мережах з різко змінними навантаженнями. Поперечна компенсація застосовується підвищення косинуса γ у регулювання напруги у системах електропостачання промислових підприємств.

- 3.6 Децентралізовані або розподілені методи керування напругою

Децентралізоване або розподілене керування напругою використовує локальну інформацію для незалежного керування напругою на конкретній шині, де методи вимірювання, оптимізації зазвичай обмежені. Було вивчено різні децентралізовані схеми керування напругою, щоб дозволити підключити більшу потужність. Децентралізоване управління має одну істотну перевагу в порівнянні з централізованим управлінням, а саме, воно здатне забезпечити підтримку напруги, керуючи локально його режимами роботи. Отже, проблему несправностей у лініях зв'язку та повільну реакцію на швидкі коливання напруги можна подолати. Ще однією

перевагою є економія коштів, оскільки децентралізоване керування здатне покращити продуктивність систем живлення, обмежуючи потребу у великих інвестиціях у системи зв'язку.

3.6.1 Компенсація реактивної потужності

Підвищення напруги, викликане, можна зменшити, дозволивши генератору поглинати реактивну потужність. Використовуючи синхронні генератори, керування реактивною потужністю зазвичай здійснюється за допомогою системи збудження, яка складається зі збудника змінного або постійного струму, контролера та компонентів вимірювання напруги. Однак ці генератори мають обмеження щодо контролю напруги та реактивної потужності в системах розподілу, і тому потрібні додаткові компенсаційні пристрої для забезпечення прийняттого рівня напруги. Додатки кількох кінцевих користувачів або локальні методи компенсації виявилися перспективним рішенням. Ці методи мають ряд переваг з точки зору ефективності, гнучкості, надійності та масштабованості. Такий пристрій, як STATCOM, має перевагу в тому, що забезпечує швидкий час відгуку, забезпечуючи таким чином динамічний контроль напруги в системах. З іншого боку, SVC здатний забезпечити контроль напруги в межах дуже жорстких параметрів, незважаючи на значне коливання навантаження або внеску DG. Недоліком встановлення цих пристроїв компенсації реактивної потужності є висока вартість пристроїв.

Кілька підходів компенсації реактивної потужності для мережі з DG обговорюються та порівнюються в . SVC і STATCOM здатні забезпечити набагато кращий контроль профілю напруги в поєднанні з батареями фіксованих конденсаторів. Батареї шунтуючих конденсаторів також є ще одним звичайним методом забезпечення компенсації реактивної потужності в системах розподілу. Ці пристрої складаються з кількох

великих конденсаторів, які можна підключати або відключати від системи за допомогою перемикачів. У цьому порівняльному дослідженні, проведеному на різних типах компенсаторів реактивної потужності, а саме: одиночній батареї фіксованих конденсаторів, батареї з декількома конденсаторами, SVC і STATCOM, результати моделювання показали, що SVC і STATCOM забезпечують краще керування напругою, незважаючи на вищу вартість порівняно з компенсаторами напруги. батарея постійних конденсаторів. У розподільчій мережі було встановлено декілька компенсаційних пристроїв, у тому числі динамічний компенсаційний пристрій Var, щоб зменшити проблему підвищення напруги. Додаткові шунтуючі реактори також використовувалися для вирішення короткострокових і довгострокових проблем напруги. Ці пристрої забезпечують регулювання напруги та використовуються як частина активної схеми керування мережею в районі Північної Шотландії. Використовуючи D-STATCOM як контролер напруги, доведено, що загальна продуктивність значно покращилася. Використовуючи методику одиничного коефіцієнта потужності, схема контролю напруги дозволила STATCOM задовольнити вимоги до реактивної потужності для генерації вітряних електростанцій, таким чином активно керуючи напругою мережі. У [27] запропоновано автономний децентралізований контролер для підтримки профілю напруги з використанням регулювання реактивної потужності на основі інвертора системного підключення. Метод заснований на трьох режимах керування, «метод V-Ref», «метод Q-Save» і «метод Q-Coop», які працюють на основі зміни напруги в системі.

Схема локального керування, розподіляє реактивну потужність від кожного PV інвертора на основі локальних миттєвих вимірювань реальної та реактивної складових споживаної потужності та реальної потужності, виробленої PV. Інше розподілене або децентралізоване керування генерацією реактивної потужності пропонується як підхід автоматичного

керування для вирішення проблеми підвищення напруги, спричиненої подачею активної потужності. Контроль реактивної потужності пов'язаний з роботою на РПН, щоб гарантувати, що генерування активної потужності не викликає підвищення напруги.

3.6.2 Контроль коефіцієнта потужності та напруги

Оператори розподільчих мереж традиційно вимагали, щоб усі споживачі, які підключені до розподільної мережі, працювали в режимі контролю коефіцієнта потужності (ККП). Перевага ККП полягає в тому, що він менш заважає мережевим пристроям, таким як РПН. Однак недолік цього методу залежить від певної межі генерації, підключеної до системи, через що подальше збільшення генерації все одно призведе до зростання напруги. Метод контролю коефіцієнта потужності – керування напругою (PFC-VC) поєднує в собі поведінку роботи генератора в двох режимах, а саме: постійний коефіцієнт потужності та контроль напруги. За нормальних умов, коли виміряна напруга знаходиться в межах законодавчо встановлених верхньої та нижньої меж, генератор працюватиме в постійному режимі ККП. Однак у моменти, коли напруга відхиляється вище або нижче встановлених меж, генератор перейде в режим VC, тобто шляхом зміни збудження автоматичного регулятора напруги. У режимі ККП відношення реальної потужності до реактивної залишається постійним, при цьому реактивна потужність слідує за зміною реальної потужності. У режимі VC автоматичний контролер напруги активується для зміни збудження та переміщення робочої точки в межах напруги шини. Цей метод реалізовано з урахуванням поєднання переваг автоматичного регулятора напруги та ККП і також називається автоматичним контролем напруги/фактора потужності.

Незалежні виробники приймають стратегію ККП як засіб уникнути штрафів через надмірне споживання реактивної потужності. У метод полягає в збільшенні входу генерації в систему розподілу при збереженні фіксованої одиничної роботи коефіцієнта потужності. Інші методи пом'якшення підвищення напруги поєднуються з цим ККП для вирішення проблеми підвищення напруги. Генератори приймають три різні режими роботи коефіцієнта потужності: унітарний, ємнісний або індуктивний коефіцієнт потужності залежно від нормативних правил експлуатації. Адаптивний ККП, виявився здатним збільшити потужність генерації. Цей метод є частиною схеми активного управління, яка була впроваджена для максимізації виробництва енергії вітру.

3.6.3 Скорочення генерування

Підвищення напруги також можна пом'якшити шляхом зменшення вихідної активної потужності. Основним недоліком цього методу є те, що при перевищенні обмеження напруги власник рідко може вважати за доцільне скоротити частину його генерації. Це пов'язано з тим, що скорочення призведе до втрат доходів. Найпростішим методом скорочення генерації є відключення необхідної кількості генераторів при виході напруги за межі. Наприклад, якщо активну потужність можна контролювати за допомогою регулювання кута лопаті вітрогенераторів, відключення не потрібно, оскільки активну потужність можна контролювати постійно. У [38] метод реалізовано для вирішення проблеми підвищення напруги як останнього засобу, якщо режим керування PFC – VC не є успішним. Ця схема зменшить заданий відсоток вихідної потужності, коли напруга на шині з'єднання перевищує встановлені законом межі. Виробництво активної потужності фотоелектричних генераторів низької напруги контролюється інноваційною логікою

керування. Однак активне керування, що називається обмеженням потужності, регулює активну потужність, що генерується відповідно до напруги локального вузла, щоб уникнути перенапруги на напрузі локального вузла.

У [27] пропонується, коли всі звичайні засоби контролю напруги вичерпано, можна використовувати обмеження генерації. Робота зосереджена на запобіганні підвищенням напруги, оскільки це, як правило, є основною проблемою зворотних потоків електроенергії через генератор, але представлена методологія також може бути використана для керування скороченням навантажень у разі падіння напруги нижче нижньої встановленої законом межі. У рамках методу активного управління, також була протестована схема скорочення енергії, щоб дослідити вплив на кількість генераторів, яку можна підключити. Схема обмеження активної потужності на основі падіння для управління проблемами перенапруги представлена в [28-29]. Використовуючи техніку контролю падіння для керування роботою та розподілом потужності між генераторами, досягається підхід, який призводить до рівного розподілу втрат вихідної потужності між інверторами.

3.6.4 Інтелектуальні децентралізовані системи

Схема штучної нейронної мережі (ШНМ) для управління коливаннями напруги запропонована в [30]. У цьому методі шляхом аналізу впливу реактивної та активної потужностей на профіль напруги розроблено систему підтримки прийняття рішень на основі ШНМ. Це робиться шляхом використання нахилу напруги відносно активної та реактивної потужності блоку DG для визначення відповідної шини для підключення DG, таким чином зменшуючи відхилення напруги критичної шини. Отже, напруга вибраної шини може підтримуватися майже

постійною з точки зору роботи системи. Інша робота, яка також використовує ШНМ для вирішення проблеми провалів напруги, представлена в [31]. Використовуючи параметри розподільчої системи, які характеризують провали напруги, параметри потім обчислюються та порівнюються з необхідною величиною напруги, тривалістю та фазовим кутом, щоб забезпечити необхідну керуючу дію для регулювання напруги на клеммах на шині. Підхід на основі ШНМ також використовувався в [33] для оцінки контрольних параметрів STATCOM для покращення профілю напруги. Тут було розроблено дві ШНМ одночасно для оцінки величини напруги STATCOM і фазового кута, а також для оцінки реактивної потужності в STATCOM. У [34] регулятор напруги генеруючої установки в системі розподілу оснащений додатковим узгодженим контролером напруги, який використовує ШНМ. Тут запропонований контроль напруги ШНМ підтримує профіль напруги енергосистеми, таким чином зменшуючи втрати в енергосистемі. Керування перемикачем РПН на основі ШНМ було розроблено та представлено в [26]. У цій роботі роботу крана було вдосконалено шляхом використання відповідного вихідного кодування та принципу ансамблю. Реле автоматичного контролю напруги на основі ШНМ запропоновано в [35]. Використовуючи програму потоку навантаження енергосистеми, написану мовою FORTRAN, реле автоматичного контролю напруги розроблено та реалізовано за допомогою ШНМ. У [26] ШНМ разом із генетичним алгоритмом використовуються для визначення оптимальної роботи таких пристроїв керування, як ступінчастий регулятор напруги, шунтуючий конденсатор, шунтуючий реактор, трансформатор керування коефіцієнтом навантаження та SVC.

У [36] для оптимізації керування напругою в системах розподілу з ДГ застосовано підхід еволюційного програмування (EP). Використовуючи вкладене програмування EP, відхилення напруги у вузлах навантаження мінімізуються. В іншому дослідженні реактивний метод оптимізації

пошуку Tabu був застосований для визначення швидких оптимальних налаштувань для трансформаторів із регуляторами напруги та LDC, щоб впоратися зі змінами в системі [37]. Подібним чином, у [38], алгоритм пошуку Tabu разом з аналізом чутливості реалізовано для забезпечення компенсації реактивної потужності вітрових електростанцій. У роботі розглядаються компонентні моделі ВЕС та цільова функція, яка включає втрати потужності, вартість встановлення конденсаторів, напругу на шині та обмеження потужності вітряних турбін. Оптимізація реактивної потужності на основі комбінації порядкової оптимізації та пошуку Табу запропонована в [39]. У цьому методі оптимізації математичне моделювання виконується у два етапи. Першим кроком є отримання хорошого вихідного рішення для пошуку Табу за допомогою порядкової оптимізації з наступним пошуком глобального оптимального рішення за допомогою пошуку Табу. Інтелектуальне керування напругою для мереж з DG з використанням нечіткої логіки представлено в [39]. Метод передбачає використання локального, інтелектуального та автоадаптивного регулятора напруги для РГ, що призвело до досягнення прийнятних рівнів напруги в розподільчих системах у нормальних та аварійних умовах. У [39] нечітка логіка використовується для ідентифікації належних керуючих дій для датчиків і осциляторів розподіленого контролера напруги, спрямованих на підвищення рівня напруги та зменшення втрат потужності в мережі. У [26] концепція нечіткої логіки реалізована децентралізованим способом шляхом керування параметрами РПН. Керуюча дія базується на інформації про потік потужності трансформатора, отже обмежуючи потребу в комунікації. Однак, оскільки цей метод залежить від мережі та характеристик навантаження, нечітку логіку потрібно налаштовувати по-різному залежно від аналізу даних про навантаження мережі.

Багатоагентна система, яка є системою, що складається з кількох взаємодіючих агентних систем, була застосована для забезпечення автономного децентралізованого методу керування напругою для DG [39]. Сформульований метод враховує затримку зв'язку між агентами. У [39] була запропонована система зв'язку, що використовує багатоагентну кооперативну структуру управління для вирішення проблем напруги шляхом використання двостороннього зв'язку між компонентами статичної напруги, шунтуючими конденсаторами живлення та DG. У [39] моделювання в режимі реального часу мультиагентних систем для децентралізованого керування вторинною напругою виконується шляхом поєднання двох інструментів, перший є цифровим моделюванням у реальному часі для моделювання електроенергії, а інший є фреймворком для розробки агентів Java. Багатоагентний підхід використовується для розподілу зусиль регулювання напруги та виконання координації DG. Інший децентралізований багатоагентний підхід до регулювання напруги, представлений у [39], виконується шляхом призначення кожному агенту функції локальної багатоцільової оптимізації. Це контролюватиме напругу на шині вітрогенератора та бере участь у регулюванні напруги пілоотної шини.

- 3.7 Основні конфігурації та робота D-STATCOM

D-STATCOM — це трифазний пристрій на базі силової електроніки з шунтом. Він підключається поблизу навантаження в розподільчих системах. Основні компоненти D STATCOM показані на рис. 3.7. Він складається з конденсатора постійного струму, трифазного інвертора, фільтра змінного струму, зв'язувального трансформатора та стратегії керування. Базовий блок електроніки D STATCOM – це інвертор з

джерелом напруги, який перетворює вхідну напругу постійного струму в трифазну вихідну напругу на основній частоті.



Рисунок 3.7 STATCOM на основі перетворювача напруги

- 3.8 Порівняння між DSTATCOM і РПН

Очевидно, що DSTATCOM має швидшу реакцію та найвищу ефективність від РПН, але дорожчий. Отже, РПН є більш вживаним, оскільки він дешевший.

У таблиці 2 показано порівняння між DSTATCOM і РПН

Таблиця 2 Порівняння між DSTATCOM і РПН

	DSTATCOM	РПН
Напруга системи	380 В до 35 кВ, 50 або 60 Гц	380 і вище, 50 або 60 Гц
Час відгуку	2-4 мсек	3-10 секунд на натискання
Ефективність	близько 98%	близько 90%
Вартість	близько 70\$/квар	близько 10\$/квар

3.8.1 Тестування системи лише на джерелі коливань

У цьому випадку система без і з інсталяцією DSTATCOM відображається, коли коливання напруги походять від джерела живлення (джерел) і відображає вплив введення DSTATCOM на якість напруги системи розподілу, як показано на рисунках 3.8 і 3.9. При $t = 0,2$ с , напруга джерела збільшується на 7%. D-STATCOM компенсує це підвищення напруги шляхом поглинання реактивної потужності з мережі ($Q = +2,9$ МВАР).

При $t = 0,3$ с напруга джерела зменшується на 7%. D-STATCOM має генерувати реактивну потужність, щоб підтримувати напругу (1 о.е.) (Q змінюється від $+2,9$ МВАР до $-3,4$ МВАР). Зауважте, що коли D-STATCOM змінює роботу з індуктивної на ємнісну, реверсування реактивної потужності відбувається дуже швидко.

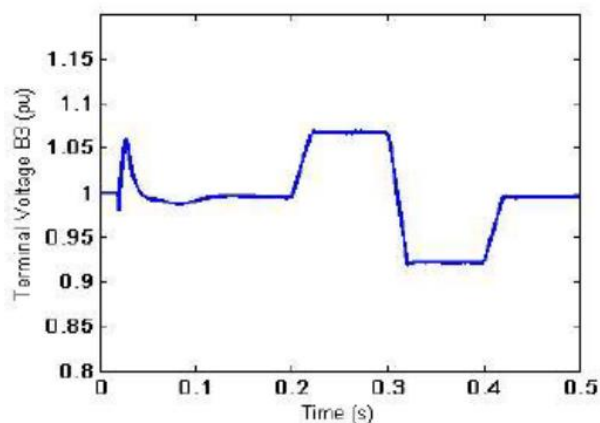


Рисунок 3.8 Напряга на шинах навантаження без DSTATCOM

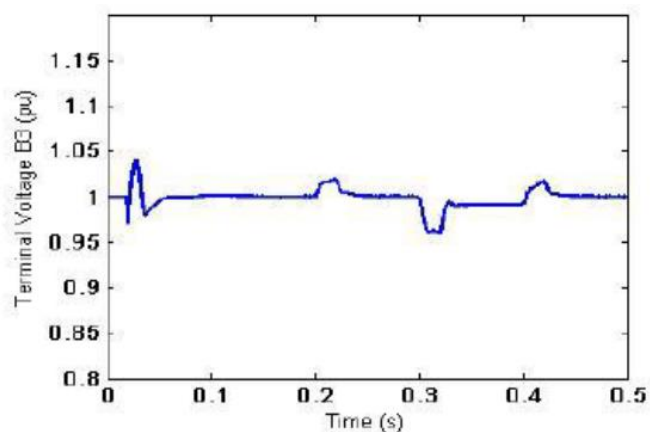


Рисунок 3.9 Напряга на шинах навантаження з DSTATCOM

3.8.2 Тестування системи лише при змінному навантаженні

У цьому випадку система без і з інсталяцією DSTATCOM відображається, коли коливання напруги походять лише від навантаження користувача. І показано ефект введення DSTATCOM для пом'якшення коливань напруги внаслідок коливань навантаження шини В3, як показано на рисунках 3.10 і 3.11. У цьому випадку реактивна потужність компенсації DSTATCOM змінилася з +1,6 МВАР до -2,3 МВАР для пом'якшення коливань напруги за допомогою високої реакції.

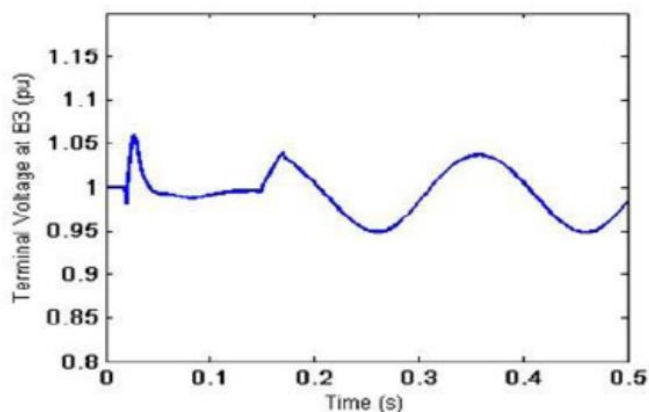


Рисунок 3.10 Напруга на шинах навантаження без DSTATCOM

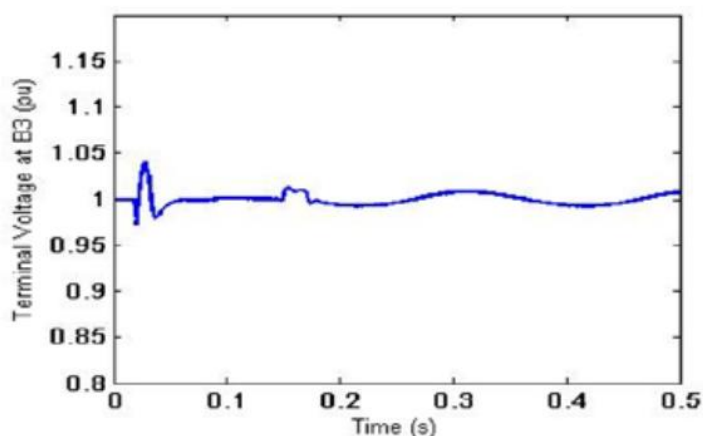


Рисунок 3.11 Напруга на шині навантаження з DSTATCOM

3.8.3 Усунення трифазного короткого замикання на землю

У цьому випадку перехідний збій виникає від 0,1 до 0,2 с. 3-фазне замикання на землю через опір замикання 79 Ом, що впливає на стабільність напруги навантаження на ВЗ. DSTATCOM працює за допомогою конденсатора, який компенсує це зниження напруги шляхом введення реактивної потужності на (- 3,3 МВАР) у момент часу від 0,1 до 0,2 с та усунення перехідного збою, як показано на малюнках 3.12 і 3.13.

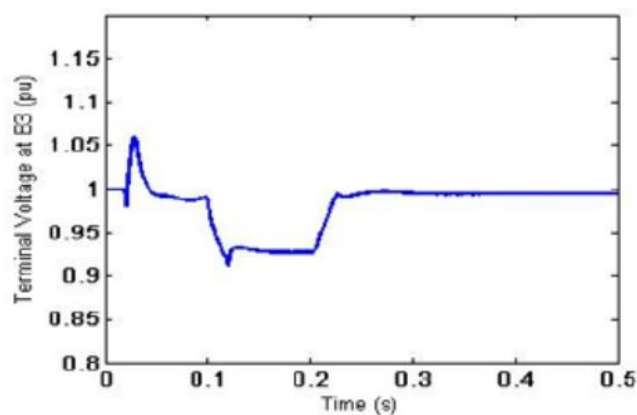


Рисунок 3.12 Напруга на шині навантаження без DSTATCOM

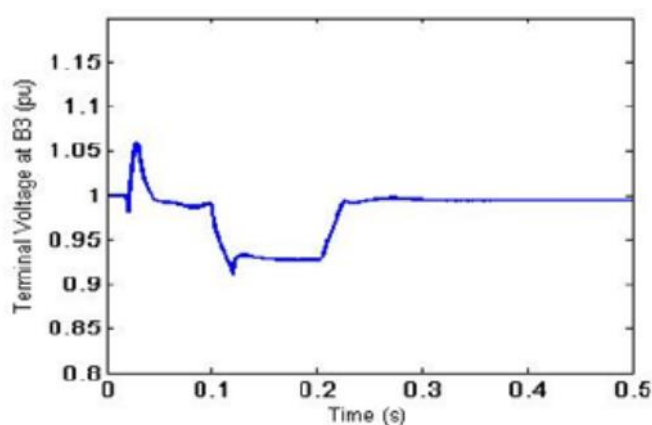


Рисунок 3.13 Напруга на шині навантаження з DSTATCOM

3.8.4 Випробування системи моделювання при коливаннях джерела та коливаннях навантаження із застосуванням трифазного замикання на землю разом

Цей випадок вважається найгіршим. У цьому випадку напруга при навантаженні коливається в межах (1,06-0,92) pu. Система без і з інсталяцією DSTATCOM відображається під час виникнення всіх випадків, згаданих вище разом. Відображаючи вплив встановлення DSTATCOM на пом'якшення коливань напруги в розподільчій системі, як показано на рисунку 3.14 і рисунку 3.15. Компенсована реактивна потужність (MVAR) DSTATCOM, як показано нижче, DSTATCOM

працює як конденсатор, який компенсує зниження напруги, спричинене перехідним процесом. 3-фазне замикання на землю - шляхом подачі реактивної потужності (- 3,3 МВАР) у час від 0,1 до 0,2 с. При $t = 0,2$ с напруга підвищується на 6%. D-STATCOM компенсує це підвищення напруги шляхом поглинання реактивної потужності з мережі ($Q = +2,6$ МВАР). При $t = 0,3$ с напруга джерела зменшується на 8%. D-STATCOM має генерувати реактивну потужність, щоб підтримувати напругу (1 pu) (Q змінюється від +2,6 МВАР до -3,3 МВАР). Зауважте, що коли відповідь D-STATCOM дуже швидка (3-6) мс.

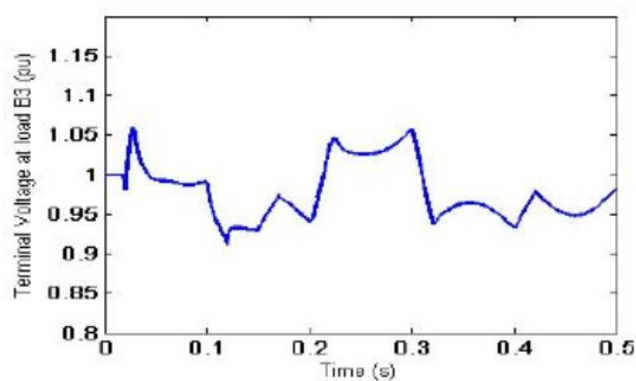


Рисунок 3.14 Напруга на шині навантаження без DSTATCOM

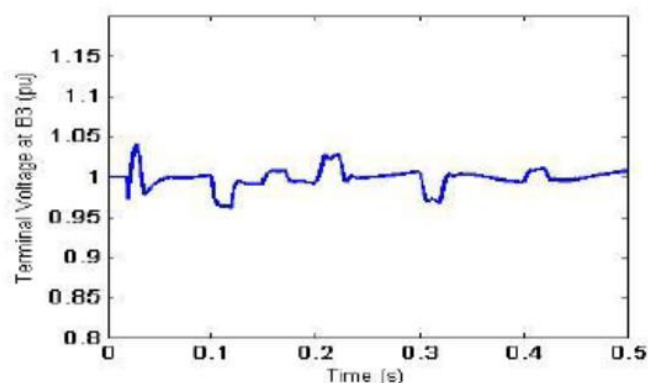


Рисунок 3.15 Напруга на шині навантаження з DSTATCOM

3.8.4 Випробування системи моделювання у випадку коливань напруги

Коливання напруги можуть відбуватися через коливання джерела або коливання навантаження або разом. Усі попередні причини коливань напруги однаково впливають на шину навантаження. У цьому тесті ми будемо використовувати трансформатор РПН для регулювання напруги системи на шині В2 22 кВ, змінюючи відводи трансформатора за допомогою керування перемикачем під навантаженням (РПН).

У цьому випадку система без і з установкою РПН відображається, коли мерехтіння напруги походить від джерела живлення або навантажень, і відображається вплив використання трансформатора РПН на якість напруги системи розподілу, як показано на рисунках 3.16, 3.17, 3.18, 3.19. Напруга зменшується до 0,93 ри. і збільшується до 1,07 ри. Трансформатор РПН запускається з відводу (-2) і змінює відводи для отримання опорної напруги (1) ри., щоб зменшити коливання напруги.

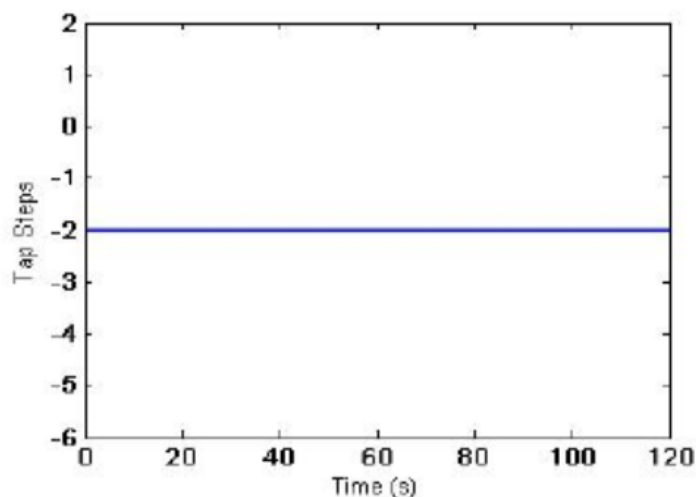


Рисунок 3.16 Ступені без РПН

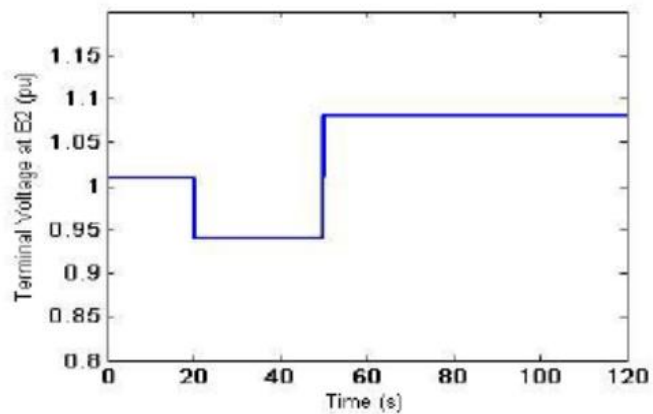


Рисунок 3.17 Напруга на клемі без РПН

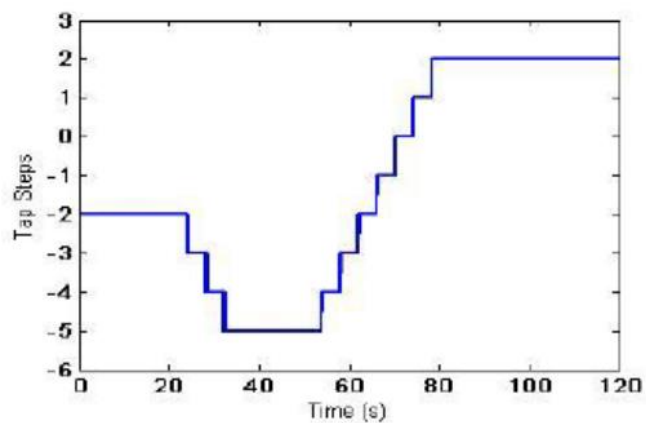


Рисунок 3.18 Трансформатор РПН

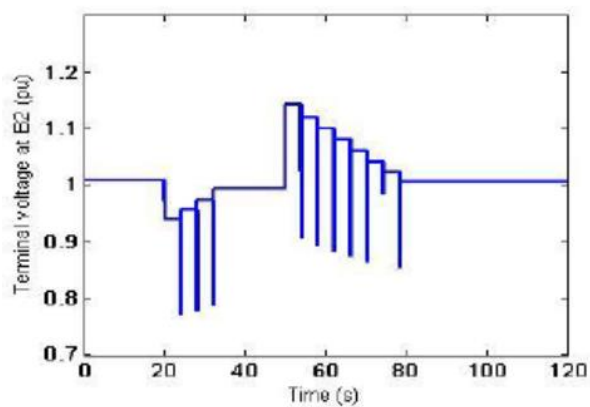


Рисунок 3.19 Напруга на з РПН

3.8.5 Випробування системи моделювання при коливаннях напруги з 3-фазним замиканням на землю

У цьому випадку відображається система без і з установкою керування РПН для регулювання флікеру напруги системи на шині В2 22 кВ і пом'якшення перехідного 3-фазного замикання на землю шляхом зміни відводів трансформатора за допомогою керування РПН, як показано на малюнках 3.20, 3.21, 3.22, 3.23. Замикання 3 фази на землю відбувається в цьому моделюванні між (90-100) с. Напруга зменшується до 0,93 pu. і збільшується до 1,07 pu. і знову зменшується через перехідне 3-фазне замикання на землю. Трансформатор РПН починається з (-2) відводів і змінює відводи для отримання опорної напруги (1 pu.), щоб регулювати напругу.

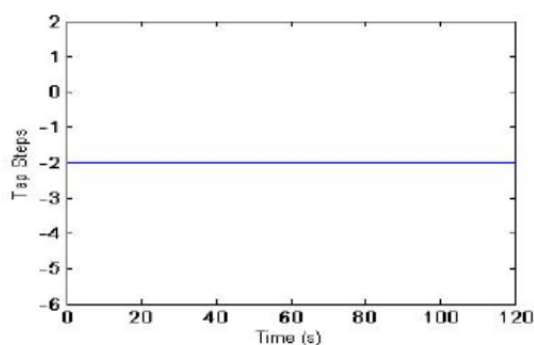


Рисунок 3.20 Ступені без РПН

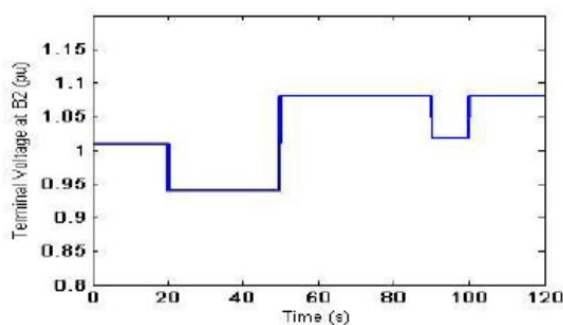


Рисунок 3.21 Напруга на шині без РПН

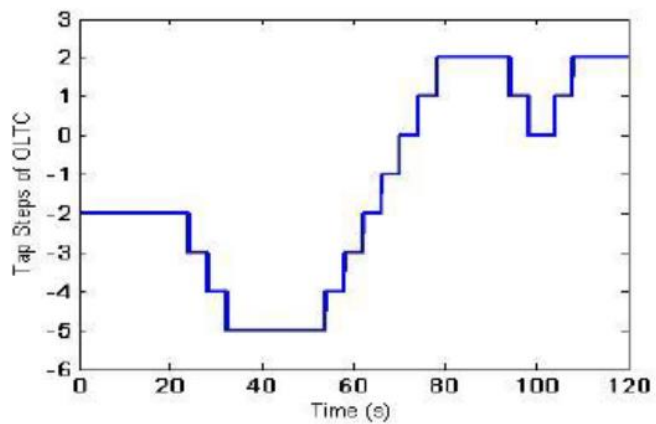


Рисунок 3.22 Трансформатор РПН

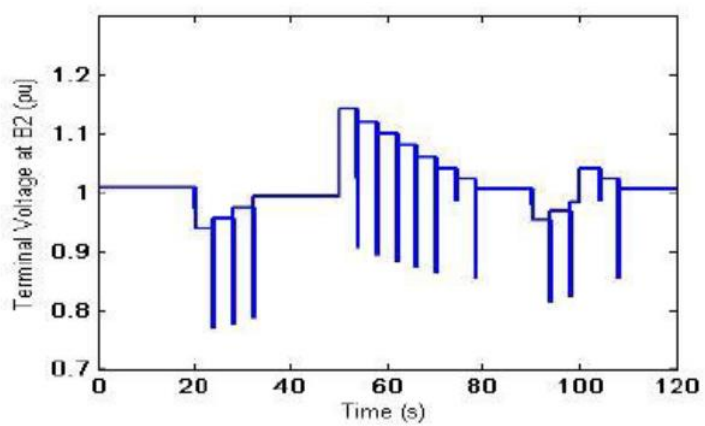


Рисунок 3.23 Напряга на шині з РПН

РОЗДІЛ 4

ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ

4.1 Техніко-економічне обґрунтування роботи

Техніко-економічного обґрунтування проекту полягає в проведенні попередніх техніко економічних розрахунків, які підтверджуються доцільність капіталовкладень в даний енергетичний об'єкт [17].

Доцільність реалізації проекту обґрунтовується:

- задоволення потреб суспільства послугами та продукцією підприємства;

- прибутковістю;

- окупністю капіталовкладень, і т.д.

- створення нових робочих мість та працевлаштуванням населення;

- надання необхідних послуг;

Вихідні дані для розрахунку:

- середньооблікова чисельність персоналу $N = 24$;

- виручка від реалізації продукції $B = 90$ (млн. грн./рік);

- середньорічний фонд заробітної плати одного працівника разом з нарахуванням на соціальні потреби $Z_{\text{пл}}$, грн./рік;

- первісна, або балансова вартість основних фондів $\Phi = 320$ млн.грн;

- нормований коефіцієнт ефективності капіталовкладень: $E_{\text{н}} = 0,1$;

- питома заробітна плата в собівартості продукції $d = 10\%$;

- середньомісячна зарплата одного працівника $Z = 9000$ грн./міс.

- нормований термін окупності, років: $T_{\text{ок}} = 10$.

Середньорічний фонд заробітної плати одного працівника:

$$Z_{\text{пл}} = Z \cdot 12 \cdot 10^{-6} = 9000 \cdot 12 \cdot 10^{-6} = 0,108 \text{ (млн.грн./рік)},$$

(4.1)

Повна собівартість продукції:

$$C = \frac{1,38 \cdot 3_{\text{ПІ}} \cdot N}{d} = \frac{1,38 \cdot 0,108 \cdot 24}{0,1} = 35,77 \text{ (млн.грн./рік)}, \quad (4.2)$$

Балансовий прибуток:

$$\Pi = B - C = 90 - 35,77 = 54,23 \text{ (млн..грн./рік)}, \quad (4.3)$$

Визначаємо термін окупності даного підприємства:

$$T_{OP} = \frac{\Phi}{\Pi} = \frac{320}{54,23} = 5,89 \text{ (років)}, \quad (4.4)$$

$$T_{OP} = 5,89 < T_{OK} = 10 \text{ (років)}.$$

Даний термін не перевищує нормативний, отже розрахунок системи електропостачання є прибутковим.

Відповідно до схеми електричної мережі підприємства, показаної на рисунку 4.1, та вихідних даних, приведених у таблицях 4.1, 4,2 1.1, необхідно виконати такі розрахунки:

1. Розрахувати величину капітальних вкладень в трансформаторні підстанції, кабельні лінії та високовольтні вимикачі.

2. Розрахувати оплату за спожиту електроенергію.

3. Розрахувати величину складових експлуатаційних витрат:

- витрат в мережах підприємства;
- витрат на заробітну плату;
- витрат на матеріали;
- амортизаційних витрат.

4. Розрахувати собівартість електроенергії на підприємстві.

Таблиця 4.1 – Характеристики трансформаторних підстанцій

Підстанція	Тип трансформатора	Кількість трансформаторів	Факт. потужність підстанції, кВА
ТП 1	ТМ-630	2	682
ТП 2	ТМ-630	2	928
ТП 3	ТМ-630	2	918
ТП 4	ТМ-630	2	742

Таблиця 4.2 – Відомості про кабельні лінії

Найменування ліній	Довжина лінії, м	Марка кабелю	К-сть
ЦРП - ТП1	302	АПвЭБВ-10 3х35	1
ЦРП – ТП2	376	АПвЭБВ-10 3х35	1
ЦРП – ТП3	48	АПвЭБВ-10 3х35	1
ЦРП – ТП4	222	АПвЭБВ-10 3х35	1

Рекомендації до виконання:

1. Оплату за спожиту електроенергію розраховують по тарифам:
6,5 грн/кВт·год
2. Прийняти норму амортизації – 6%,
3. Нарахування:
 - єдиний соціальний внесок – 22%,
 - військовий збір – 1,5%,

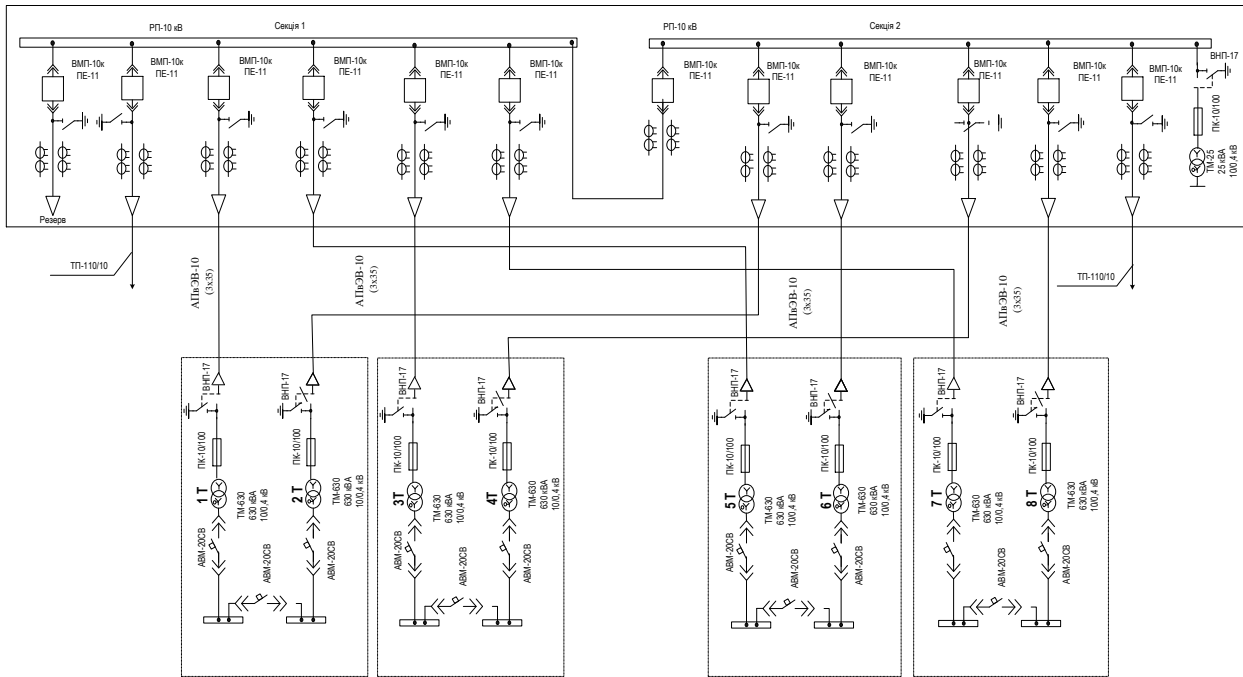


Рисунок 4.1 – Схема електропостачання підприємства

4.2 Розрахунок капіталовкладень в систему електропостачання

Розрахунок капіталовкладень в лінії електропередач виконуємо за вартістю кабелів та їх прокладання, які наведені в табл. 4.4 і табл.4.5 [17].

Капітальні вкладення для ліній електропередач:

$$K_{л} = (K_{пит} \cdot n + K_{прок}) \cdot L, \quad (4.5)$$

де $K_{пит}$ - питома вартість на 1 км лінії, тис. грн./км [17];

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

L - довжина лінії електропередачі, км.

n – кількість кабелів в траншеї, шт.

Визначимо вартість прокладання кабельної лінії від ТП “Південна” до ТП1 (АПВЭБВ-10 3x35) в ґрунті II категорії без врахування переходів:

$$K_{л1} = (K_{пит} \cdot n + K_{прок}) \cdot L = (520 \cdot 1 + 159) \cdot 0,302 = 205,058 \text{ (тис.грн.)}$$

Для інших ліній розрахунки виконуються аналогічно, результати розрахунків заносимо в таблиця 4.3.

Таблиця 4.3 – Розрахунок капіталовкладень для ліній електропередач

Назва лінії	Марка кабелю	Кіл-ть	Довжина, км	К _{пит} , тис.грн	К _{прок} , тис.грн	К _л , тис.грн
ЦРП- ТП1	АПвЭБВ-10 3x35	1	0,302	520	159	205,058
ЦРП - ТП2	АПвЭБВ-10 3x35	1	0,376	520	159	255,304
ЦРП – ТП3	АПвЭБВ-10 3x35	1	0,048	520	159	32,592
ЦРП – ТП4	АПвЭБВ-10 3x35	1	0,222	520	159	150,738
Всього						643,692

Капітальні вкладення для електричних підстанцій будуть:

$$K_{\text{пс}} = \sum_{i=1}^N K_{\text{псі}} + K_{\text{пост}} \quad (4.6)$$

де $K_{\text{псі}}$ – вартість однієї трансформаторної підстанції, тис. грн. ;

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

Визначаємо величину капіталовкладень для трансформаторних підстанцій, наприклад, для ТП–1:

$$K_{\text{пс1}} = 920 + 184 = 1104 \text{ (тис.грн),}$$

Результати розрахунків заносимо в таблицю 4.4.

Таблиця 4.4 – Розрахунок капіталовкладень для електричних підстанцій

№	Тип тр-ра	Кількість т-рів	К _{од} , тис.грн	К _{пост} , тис.грн	К _{пс} , тис.грн
ТП-1	ТМ-630	2	920	184	1104
ТП-2	ТМ-630	2	920	184	1104
ТП-1	ТМ-630	2	920	184	1104
ТП-2	ТМ-630	2	920	184	1104
Всього					4416

Розрахуємо сумарну вартість вимикачів. Відповідно до схеми, зображеної на рис.1, кількість вимикачів 10 кВ – 12 шт.. Відповідно до рекомендацій приймаємо вартість вимикача 10 кВ рівною (60–90) тис. грн.. Сумарна вартість вимикачів:

$$K_B = 12 \cdot 80 = 960 \text{ (тис. грн.)}, \quad (4.7)$$

Вартість підстанцій з вимикачами:

$$K_{пс} = 4416 + 960 = 5376 \text{ (тис.грн.)}, \quad (4.8)$$

Відповідно сумарна величина капітальних вкладень в систему електропостачання підприємства.

$$K = 644 + 5376 = 6020 \text{ (тис.грн.)}. \quad (4.9)$$

4.3 Розрахунок поточних витрат

4.3.1 Розрахунок потреби в робочій силі

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

$$T = \Pi \cdot t_{\text{норм}} \cdot h, \quad (4.10)$$

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

$t_{\text{норм}}$ – норма трудомісткості поточного ремонту або огляду, люд.-год. [17];

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

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

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

$$T_{\text{го}} = 12 \cdot t_{\text{пр}} \cdot K_{\text{ср}} \cdot K_{\text{зм}} \cdot h, \quad (4.11)$$

де 12 – кількість місяців у році;

$t_{\text{пр}}$ – планова (таблична) трудомісткість поточного ремонту одиниць устаткування люд.-год [17];

$K_{\text{ср}}$ – коефіцієнт складності ремонту, який показує частку трудомісткості поточного ремонту, необхідну для технічного обслуговування енергетичного обладнання і мереж на кожен місяць планованого року, 1/міс, $K_{\text{ср}} = 0,1$.

h – кількість обладнання в групі.

Проводимо розрахунки трудомісткості технічного обслуговування іншого електрообладнання та заносимо їх результати до таблиці 4.5.

Таблиця 4.5 – Трудомісткість поточного ремонту та огляду

Обладнання	К-ть	Поточний ремонт			Огляд		
		К-сть на одиницю облад. рем/рік	Норма трудомісткості люд.год.	Заг. трудмісткість люд.год.	К-сть на одиницю облад. огл/рік	Норма трудомісткості люд.год.	Заг. трудмісткість люд.год.
Вимикач 10кВ	12	1	16	192	12	1	12
ТМ-630	8	0,33	100	264	12	2	16
Кабельна лінія 35 мм ² , км	0,948	1	54	51,192	1	13,5	12,798
Разом				507,192			40,798

Таблиця 4.6 – Трудомісткість технічного обслуговування і загальна трудомісткість

Обладнання	К-ть	Технічне обслуговування				Загальна
		Змінність роботи	Коеф. складності	К-ть місяців	Загал. трудомісткість люд.год.	трудомісткість обслуговування люд.год.
Вимикач 10кВ	12	2	0,1	12	230,4	460,8
ТМ-630	8	2	0,1	12	960	1920
Кабельна лінія 35 мм ² , км	0,948	2	0,1	12	61,4304	122,8608
Разом					1251,8304	2503,6608

Відповідно знаходимо кількість експлуатаційних робітників, чол.:

$$N_{\text{ОБС}} = \frac{2503,66}{1900 \cdot 1,05} = 1,25 \quad (4.12)$$

та персоналу для ремонтних робіт, чол.:

$$N_{\text{ТР}} = \frac{547,798}{1900 \cdot 1,1} = 0,26. \quad (4.13)$$

Приймаємо за нормами ПУЕ $N_{тр} = 2$ чол., $N_{обс} = 2$ чол

4.3.2 Розрахунок витрат по заробітній платі

Фонд прямої заробітної плати:

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

$$\Phi_e = N_{обс} \cdot \textcircled{R}_H \cdot t_{ге} \cdot \Phi_d, \quad (4.14)$$

Годинну тарифну ставку рекомендується розраховувати за формулою:

$$t_{ге} = ((K3 + K4) / 2) \oplus C_I, \quad (4.15)$$

де $K3, K4$ – тарифні коефіцієнти III та IV розрядів, відповідно, [17];

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

$$C_i = \frac{Z_{\min} \cdot k_{r,i}}{\Phi_H}, \quad (4.16)$$

$$C_I = 6000 \oplus 1 / 176 = 34,09 \text{ грн./год.}$$

Тоді годинна тарифна ставка 3,5 розряду становитиме:

$$t_{ге} = ((1,18 + 1,27) / 2) \oplus 34,09 = 41,761 \text{ (грн./год.)}, \quad (4.17)$$

Заробітна плата робітників-погодинників:

$$\Phi_e = 2 \cdot 0,9 \cdot 41,761 \cdot 1900 = 142823 \text{ (грн./рік)}, \quad (4.18)$$

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

$$\Phi_p = T_{\text{пр}} \cdot t_{\text{гр}}, \quad (4.19)$$

$$t_{\text{гр}} = ((K4+K5)/2) \oplus C_1, \quad (4.20)$$

де K4, K5 – тарифні коефіцієнти IV та V розрядів, відповідно, [10].

Розраховуємо годинну тарифну ставку 4,5 розряду:

$$t_{\text{гр}} = ((1,27+1,36)/2) \oplus 41,761 = 44,83 \text{ (грн./год.)},$$

$$\Phi_p = 513,4 \cdot 44,83 = 23016 \text{ (грн./рік)}.$$

Фонд основної заробітної плати, грн./рік:

$$\Phi_o = \Phi(1+0.05+0.01+\langle), \text{ (грн./рік)}, \quad (4.21)$$

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

0.01 - частка доплат за роботу у святкові дні;

0.05 - частка доплат за роботу в нічний час;

\langle - частка преміальних доплат для відповідної категорії робітників.

Величина основної заробітної плати для експлуатаційних робітників:

$$\Phi_{oe} = 142823 \cdot (1+0,05+0,01+0,2) = 179957 \text{ (грн./рік)}, \quad (4.22)$$

і для ремонтних:

$$\Phi_{op} = 23016 \cdot (1+0,05+0,01+0,25) = 29000 \text{ (грн./рік)}. \quad (4.23)$$

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

$$\Phi_{од} = \Phi_o \cdot 1,15, \quad (4.24)$$

$$\Phi_{\text{осд}} = 179957 \cdot 1,15 = 206950 \text{ (грн./рік)},$$

$$\Phi_{\text{орд}} = 29000 \cdot 1,15 = 33350 \text{ (грн./рік)}.$$

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

Крім того, на заробітну плату здійснюються нарахування в пенсійний фонд та фонд зайнятості. Отже, витрати по заробітній платі ($C_{3П}$) розраховуються так, грн./рік:

$$C_{3П} = \Phi_{\text{об}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{п}} + \beta_{\text{з}}}{100} \right), \quad (4.25)$$

де $\beta_{\text{п}}$ - ЄСВ, $\beta_{\text{п}} = 22\%$;

$\beta_{\text{з}}$ - військовий збір, $\beta_{\text{з}} = 1,5\%$;

Відповідно розраховуємо витрати по заробітній платі експлуатаційному персоналу:

$$C_{3П} = 206950 \cdot \left(1 + \frac{22+1,5}{100} \right) = 255584 \text{ (грн./рік)},$$

і ремонтному персоналу:

$$C_{3П} = 29000 \cdot \left(1 + \frac{22+1,5}{100} \right) = 35815 \text{ (грн./рік)}.$$

4.3.3 Планування вартості матеріалів, що витрачаються

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

Необхідні дані для розрахунку беремо з [10], результати розрахунків заносимо до таблиці 4.7.

Таблиця 4.7 – Розрахунок вартості матеріалів, включених у норму витрат

Матеріал	Ціна матеріалу, грн.	Норми витрат матер. на 100 люд.-год. трудомісткості ремонту і тех. обслуговування				Вартість матеріалу, грн.			
		1000	1600	2500	10000	1000	1600	2500	10000
Силкові трансформатори		1000	1600	2500	10000	1000	1600	2500	10000
Сталь сортова, кг	7,5	6	7	7	10	44,95	52,44	52,44	74,91
Провід установлюваний, м	3,1	0,5	0,5	0,5	0,5	1,55	1,55	1,55	1,55
Мідь-алюміній (гола), кг	69,8	62	73	73	79	4324,50	5091,75	5091,75	5510,25
Картон електроізоляційний, кг	33,6	1,4	1,6	1,6	1,7	47,08	53,81	53,81	57,17
Лакотканина (ширина 700мм), м	93,3	0,2	0,21	0,21	0,3	18,65	19,59	19,59	27,98
Кабельний папір, кг	27,5	0,6	0,6	0,6	0,6	16,50	16,50	16,50	16,50
Стрічка кіперна, кг	336,3	40	41	41	42	13452,00	13788,30	13788,3	14124,60
Стрічка тафтяна, кг	249,8	18	24	24	28	4497,12	5996,16	5996,16	6995,52
Стрічка азбестова, м	7,4	0,05	0,08	0,08	0,09	0,37	0,59	0,59	0,66
Лаки ізоляційні, кг	40,2	1,5	1,6	1,6	1,8	60,35	64,37	64,37	72,41
Емалі ґрунтові, кг	44,1	2,5	3,1	3,1	3,2	110,33	136,80	136,80	141,22
Масло трансформаторне, кг	13,6	0,58	1,2	1,2	1,3	7,91	16,36	16,36	17,73
Бензин, кг	6,9	0,7	0,9	0,9	1	4,84	6,23	6,23	6,92
Розчинники кг	19,5	0,8	1	1	1,2	15,60	19,50	19,50	23,40
Маслостійка гума, кг	50,0	0,4	0,5	0,5	0,6	20,00	25,01	25,01	30,01
Гума профільна, кг	50,0	0,13	0,09	0,09	0,09	6,50	4,50	4,50	4,50
Припій олов'яно-свинцевий, кг	476,1	0,02	0,02	0,02	-	9,52	9,52	9,52	
Припій мідно-фосфорний, кг	88,5	0,03	0,03	0,03	-	2,66	2,66	2,66	
Електроди, кг	16,4	0,15	0,2	0,2	0,3	2,47	3,29	3,29	4,93
Засоби кріплення, кг	20,9	2	2,5	2,5	3	41,88	52,35	52,35	62,82
Дріт кручений,	2,7	0,3	0,3	0,3	0,37	0,82	0,82	0,82	1,01
Матеріали обтиску, кг	27,3	0,4	0,5	0,5	0,5	10,91	13,64	13,64	13,64
Разом:						22696	25376	25376	27188
Кабельні лінії									
Сталь сортова, кг	7,5	2				15,0			
Електроди, кг	16,5	0,1				1,6			
Разом:						16,6			

Вартість матеріалу на технічну операцію:

$$C_m = 0,01 \cdot \left(\sum_{i=1}^n C_{oi} \cdot T_i + L \cdot C_{лЮ} \right), \quad (4.26)$$

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

T_i – трудомісткість обслуговування i -го виду трансформаторів,

L – сумарна довжина кабелів,

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

Отже, вартість матеріалів на ремонт: $C_{мпр} = 44945,11$ (грн/рік);

і вартість матеріалів на технічне обслуговування:

$$C_{мто} = 653663,43 \text{ (грн / рік)}.$$

Отже, можна розрахувати:

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

$$C_{обс} = C_{зпе} + C_{мто}, \quad (4.27)$$

$$C_{обс} = 419077,35 + 653663,43 = 1072740,35 \text{ (грн/рік)};$$

та витрати на їх поточний ремонт, грн/рік:

$$C_{пр} = C_{зпр} + C_{мпр}, \quad (4.28)$$

$$C_{пр} = 35042,82 + 44945,11 = 79987,93 \text{ (грн/рік)}.$$

4.3.4 Визначення амортизаційних відрахувань і інших витрат

Знаходимо амортизаційні відрахування за формулою:

$$C_a = a \cdot K, \quad (4.29)$$

де a – норма амортизації, %

К – капіталовкладення, грн.

$$C_a = 0,06 \cdot 6\,020\,000 = 361\,200 \text{ (грн/рік)}.$$

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

$$C_{ip} = \textcircled{R}_{ip} (C_{обс} + C_{пр} + C_a); \quad (4.30)$$

де \textcircled{R}_{ip} - коефіцієнт відрахувань на інші витрати.

$$C_{ip} = 0,25 \cdot (1072740,35 + 79987,93 + 361\,200) = 378482,07 \text{ (грн/рік)}.$$

Після визначення всіх елементів витрат підприємства, необхідних для передавання і розподілення електроенергії, зведемо їх в таблицю 4.8.

Таблиця 4.8 – Кошторис річних поточних витрат

Стаття витрат	Величина витрат, грн	Структура, % до підсумку
Витрати по експлуатації енергоустаткування і мереж	1072740,35	56.69
Витрати на поточний ремонт	79987,93	4,23
Витрати на амортизацію	361 200	19.09
Інші витрати	378482,07	20.00
Разом	1 892 410	100

4.4. Розрахунок собівартості електроенергії

4.4.1 Розрахунок річного споживання і втрат електроенергії.

Розрахунок оплати за електроенергію

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

$$E_{ai} = P_p \cdot T_{mi} = K_{\Pi} \cdot P_{\text{ном}} \cdot T_{mi}, \quad (4.31)$$

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

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

K_{Π} – коефіцієнт попиту.

Для прикладу визначимо річні витрати активної електроенергії для Складу №1:

$$E_{a1} = 149,38 \cdot 4000 = 597520 \text{ (кВт год./ рік).}$$

Аналогічно визначаємо річні витрати активної електроенергії для інших цехів. Результати розрахунків заносимо в таблицю 4.9.

Таблиця 4.9 – Річні витрати активної електроенергії по цехах

№	Назва цеху	К-сть змін	Sp, кВА	Tм, год.	cos φ	Pp, кВт	Ea, кВт·год./рік
1	Заводоуправління	2	149,89	4000	0,8	149,38	597520
2	Акумуляторний цех	2	205,17	4000	0,65	123,08	492320
3	Котельня	2	597,18	4000	0,8	447,00	1788000
4	Автоматни цех	2	81,13	4000	0,65	52,64	210560
5	Електроцех	2	595,72	4000	0,6	317,59	1270360
6	Відділення зливу підшипників	2	21,57	4000	0,65	16,50	66000
7	Роликове відділення	2	277,70	4000	0,65	163,50	654000
8	Дослідний цех	2	430,36	4000	0,75	298,98	1195920
9	Заготівельно-механічний цех	2	365,79	4000	0,7	240,68	960256
10	Просувально-сушильне відділення	2	428,35	4000	0,75	298,81	1195240
11	Кузня	2	113,11	4000	0,65	70,58	282320
12	Електромоторний цех	2	293,91	4000	0,6	172,99	691960
13	Електромашинний цех	2	311,23	400	0,8	188,05	752200
	Разом						10156656

Необхідно також визначити річні витрати реактивної електроенергії.

Втрати електроенергії в лініях розраховуємо так:

$$\Delta E_{\text{л}} = 3 \cdot n \cdot I_{\text{м}}^2 \cdot R \cdot | \cdot 10^{-3}, \quad (4.32)$$

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

$|$ – час максимальних втрат, год./рік.

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

$$R = r_0 \cdot L ; \quad (4.33)$$

де r_0 – питомий опір однієї фази кабелю, Ом / км (див. табл. 10.25 [1]),

Активний опір однієї фази кабелю від ЦРП до ТП1.:

$$R = 0,111 \cdot 0,302 = 0,069 \text{ Ом.}$$

Відповідно втрати електроенергії в лінії ЦРП-ТП1:

$$\Delta E_{л} = 3 \cdot 1 \cdot 19,7^2 \cdot 0,186 \cdot 2405,29 \cdot 10^{-3} = 1009,2 \text{ (кВт}\cdot\text{год./рік)}.$$

Аналогічно виконуємо розрахунок втрат електроенергії в інших лініях і результати заносимо до таблиця 4.10.

Таблиця 4.10 – Втрати електроенергії в лініях

Лінія	Марка кабелю	К-сть ліній	Довжина, км	I_M , А	R, Ом	τ , год./рік	R _{пит} , Ом/км	$\Delta E_{л}$, кВт·год.
ЦРП-ТП1	АПвЭБВ-10 3х35	1	0,302	19,7	0,187	2405,29	0,62	2,42
ЦРП-ТП2	АПвЭБВ-10 3х35	1	0,376	28,8	0,233	2405,29	0,62	6,84
ЦРП-ТП3	АПвЭБВ-10 3х35	1	0,048	29,5	0,029	2405,29	0,62	0,014
ЦРП-ТП4	АПвЭБВ-10 3х35	1	0,222	32,3	0,137	2405,29	0,62	1,58
Разом								1474,8

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

$$\Delta E_T = n \cdot \Delta P_{xx} \cdot T_p + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{кз} \cdot \left(\frac{S_{\phi}}{S_H} \right)^2 \cdot \tau, \quad (4.36)$$

де n - кількість трансформаторів;

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

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

S_{ϕ} - фактична потужність, яка передається через трансформатори, кВА;

S_n - номінальна потужність одного трансформатора, кВА.

Відповідно втрати енергії в трансформаторах ТП-1:

$$\Delta E_T = 2 \cdot 1.31 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 8.5 \cdot \left(\frac{682}{630}\right)^2 = 34930,89 \text{ (кВт}\cdot\text{год./рік)}.$$

Для інших ТП проводимо аналогічні розрахунки і їх результати зводимо у табл. 4.11.

Таблиця 4.11 – Втрати енергії в трансформаторах

№	Тип т-ра	К-сть	ΔP_x , кВт	ΔP_k , кВт	S_p , кВА	S_n , кВА	ΔE_T , кВт·год./рік
КТП-1	ТМ-630	2	1,31	8,5	682	630	34930,89
КТП-2	ТМ-630	2	1,31	8,5	928	630	31517,72
КТП-3	ТМ-630	2	1,31	8,5	918	630	42735,42
КТП-4	ТМ-630	2	1,31	8,5	742	630	31517,72
Разом							74252

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

$$E = E_a + \Delta E_{\text{л}} + \Delta E_T; \quad (4.37)$$

$$E = 10156656 + 1475 + 74252 = 10232383 \text{ (кВт}\cdot\text{год./рік)}.$$

Оплата за спожиту електроенергію:

$$P_1 = 6,5 \cdot 10156656 = 66510486,5 \text{ (грн.)}; \quad (4.38)$$

4.4.2 Розрахунок собівартості електроенергії

Собівартість корисної, споживаної підприємством кіловат-години електроенергії, коп./кВтг:

$$S = \frac{C_{\text{сум}} \cdot 100}{E_a}, \quad (4.39)$$

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

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

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

$$C_{\text{сум}} = \Pi + C_{\text{п}}, \quad (4.40)$$

де Π – оплата за спожиту електроенергію;

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

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

$$C_{\text{п}} = C_{\text{обс}} + C_{\text{пр}} + C_a + C_{\text{ір}}, \quad (4.41)$$

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

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

C_a – амортизаційні відрахування при експлуатації електроустановок підприємства, грн/рік;

$$C_{\text{п}} = 1072740,35 + 79987,93 + 361\,200 + 378482,07 = 1892410,28 \text{ (грн/рік)}.$$

Отже, сумарні витрати визначаються так:

$$C_{\text{сум}} = 66510486,5 + 1892410,28 = 68402899,5 (\text{грн/рік}).$$

Отже, собівартість електроенергії

$$S = \frac{68402899,5}{10156\ 656} = 6,73 \text{ (грн./кВтгод.)}.$$

Для наочності результати розрахунків зводимо в таблицю 4.12.

Таблиця 4.12 –Результати розрахунків

Показники	Позначення	Величина показників	Одиниця вимірювання
К-сть корисно спожитої ел.енергії	E_a	10156 656	кВт·год.
Річне споживання ел.енергії із втратами	E	10232383	кВт·год.
Плата за електроенергію	Π	66510486,5	грн.
Витрати на передачу і розподіл ел.ен.	C_{Π}	1892410,28	грн.
Сумарні витрати під-ва	$C_{\text{сум}}$	68402899,5	грн.
Собівартість ел.енергії	S	6,73	грн/кВт·год.

В даному розділі дипломної роботи було проведено розрахунок основних техніко-економічних показників спроектованої СЕП підприємства та розраховано собівартість електричної енергії.

РОЗДІЛ 5

ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

У цьому розділі випускної магістерської дипломної роботи запропоновані заходи та засоби з охорони праці під час оцінювання ефективності методів зниження коливань напруги в мережі електропостачання депо станції Жмеринка Акціонерного товариства «Укрзалізниця». В процесі виконання досліджень на інженерний проектний персонал впливають такі небезпечні та шкідливі виробничі фактори [1, 2]:

1) фізичні: підвищена запиленість повітря робочої зони; підвищена та знижена температура повітря робочої зони; підвищена та знижена рухомість повітря; підвищена та знижена вологість повітря; підвищений рівень шуму на робочому місці; підвищений рівень інфразвукових коливань; підвищений рівень ультразвуку; небезпечне значення напруги в електричному колі, замикання якого може відбутись через тіло людини; підвищений рівень статичної електрики; нестача природного освітлення; недостатнє освітлення робочої зони; підвищена яскравість світла; знижена контрастність; прямий і відбитий блиск; підвищена пульсація світлового потоку;

2) психофізіологічні: фізичні перевантаження (статичні); нервово-психічні перенавантаження (розумові перенапруги, монотонність праці, перенапруга аналізаторів).

- 5.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації обладнання

Технічні рішення з безпечної організації робочих місць

Конструкція робочого місця інженера-проектувальника повинна відповідати сучасним вимогам ергономіки та Гігієнічної класифікації

праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу, затвердженої Наказом Міністерства охорони здоров'я № 528 від 27 грудня 2001 року [1], характеру виконуваної роботи та забезпечити оптимальне розміщення на робочій поверхні документів, рухомого пюпітра (тримача документів) та обладнання ПК (монітора, системного блоку, клавіатури, пристрою «миша», принтера та інших периферійних пристроїв з урахуванням їх кількості та конструктивних особливостей). Площа одного робочого місця інженера обладнаного ПК, повинна складати не менше 6 м^2 , а об'єм – не менше 20 м^3 .

Живлення силового обладнання проєктної організації та системи освітлення здійснюється від чотирьохпровідної трифазної мережі $380 \times 220\text{В}$ (фазна напруга (фаза – "0") – 220В , а міжфазна лінійна (фаза – фаза) – 380В). Категорія умов по небезпеці електротравматизму – без підвищеної небезпеки.

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

Нульовий захисний провід прокладається від стійки групового розподільчого щита, розподільчого пункту до розеток живлення. Не допускається підключення на щиті до одного контактного затискача нульового робочого та нульового захисного провідників. Площа перерізу нульового робочого та нульового захисного провідника в груповій трипровідній мережі повинна бути не менше площі перерізу фазового провідника. Усі провідники повинні відповідати номінальним параметрам мережі та навантаження, умовам навколишнього середовища, умовам розподілу провідників, температурному режиму та типам апаратури захисту, вимогам ПВЕ. У приміщені, де одночасно експлуатується або

обслуговується більше п'яти персональних комп'ютерів, на помітному та доступному місці встановлюється аварійний резервний вимикач, який може повністю вимкнути електричне живлення приміщення, крім освітлення.

Комп'ютери та устаткування для їх обслуговування, ремонту та налагодження повинні підключатися до електромережі тільки з допомогою справних штепсельних з'єднань і електророзеток заводського виготовлення. Штепсельні з'єднання та електророзетки крім контактів фазового та нульового робочого провідників повинні мати спеціальні контакти для підключення нульового захисного провідника. Конструкція їх має бути такою, щоб приєднання нульового захисного провідника відбувалося раніше ніж приєднання фазового та нульового робочого провідників. Порядок роз'єднання при відключенні має бути зворотним. Необхідно унеможливити з'єднання контактів фазових провідників з контактами нульового захисного провідника.

Неприпустимим є підключення комп'ютерів та їх устаткування для обслуговування, ремонту та налагодження до звичайної двопровідної електромережі, в тому числі – з використанням перехідних пристроїв. Індивідуальні та групові штепсельні з'єднання та електророзетки необхідно монтувати на негорючих або важкогорючих пластинах з урахуванням вимог ПВЕ та Правил пожежної безпеки в Україні. Електромережу штепсельних розеток для живлення комп'ютерів та їх устаткування для обслуговування, ремонту та налагодження при розташуванні їх уздовж стін приміщення прокладають по підлозі поряд зі стінами приміщення, як правило, в металевих трубах і гнучких металевих рукавах з відводами відповідно до затвердженого плану розміщення обладнання та технічних характеристик обладнання. При розташуванні в приміщенні за його периметром до 5 комп'ютерів, використанні трипровідникового захищеного проводу або кабелю в оболонці з

негорючого або важкогорючого матеріалу дозволяється прокладання їх без металевих труб та гнучких металевих рукавів.

Під час монтажу та експлуатації необхідно повністю унеможливити виникнення електричного джерела загоряння внаслідок короткого замикання та перевантаження проводів, обмежувати застосування проводів з легкозаймистою ізоляцією і, за можливості, перейти на негорючу ізоляцію. Під час ремонту ліній електромережі шляхом зварювання, паяння та з використанням відкритого вогню необхідно дотримуватися Правил пожежної безпеки в Україні. Лінія електромережі для живлення комп'ютерів, їх периферійних пристроїв та устаткування для обслуговування, ремонту та налагодження виконується як окрема групова трипровідна мережа, шляхом прокладання фазового, нульового робочого та нульового захисного провідників. Нульовий захисний провідник використовується для заземлення (занулення) електроприймачів. Використання нульового робочого провідника як нульового захисного провідника забороняється.

Є неприпустимими: експлуатація кабелів та проводів з пошкодженою або такою, що втратила захисні властивості за час експлуатації, ізоляцією; залишення під напругою кабелів та проводів з неізольованими провідниками; застосування саморобних подовжувачів, які не відповідають вимогам до переносних електропроводок; застосування для опалення приміщення нестандартного (саморобного) електронагрівального обладнання або ламп розжарювання; користування пошкодженими розетками, розгалужувальними та з'єднувальними коробками, вимикачами та іншими електровиробами, а також лампами, скло яких має сліди затемнення або випинання; підвішування світильників безпосередньо на струмопровідних проводах, обгортання електроламп і світильників папером, тканиною та іншими горючими матеріалами, експлуатація їх зі знятими ковпаками (розсіювачами); використання

електроапаратури та приладів в умовах, що не відповідають вказівкам (рекомендаціям) підприємств-виготовлювачів.

Металеві труби та гнучкі металеві рукави повинні бути заземлені. Заземлення повинно відповідати вимогам ДНАОП 0.00-1.21-98 "Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів". Для підключення переносної електроапаратури застосовують гнучкі проводи в надійній ізоляції. Тимчасова електропроводка від переносних приладів до джерел живлення виконується найкоротшим шляхом без заплутування проводів у конструкціях машин, приладів та меблях. Доточувати проводи можна тільки шляхом паяння з наступним старанним ізолюванням місць з'єднання.

- 5.2 Електробезпека

Технічні рішення щодо запобігання електротравмам [4, 5]:

1) Для запобігання електротравм від контакту з нормально-струмопровідними елементами електроустаткування, необхідно: розміщувати неізольовані струмопровідні елементи в окремих приміщеннях з обмеженим доступом, у металевих шафах; використовувати засоби орієнтації в електроустаткуванні - написи, таблички, попереджувальні знаки; підвід кабелів до споживачів здійснювати у закритих конструкціях підлоги;

2) При живленні однофазних споживачів струму від трипровідної мережі при напрузі до 1000 В використовується нульовий захисний провідник. При його використанні пробій на корпус призводить до КЗ. Спрацьовує захист від КЗ і пошкоджений споживач відключається від мережі. Згідно з вимогами нормативів, повинна бути забезпечена необхідна кратність струму К.З. залежно від типу запобіжного пристрою, повинна бути забезпечена цілісність нульового захисного провідника.

3) Електрозахисні засоби захисту

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

Використовуються основні та допоміжні електрозахисні засоби. Основними електрозахисними засобами називаються засоби, ізоляція яких тривалий час витримує робочу напругу, що дозволяє дотикатися до струмопровідних частин, які знаходяться під напругою. До них відносяться (до 1000В): ізолювальні штанги; ізолювальні та струмовимірювальні кліщі; покажчики напруги; діелектричні рукавиці; слюсарно-монтажний інструмент з ізольованими ручками. Додатковими електрозахисними засобами називаються засоби, які захищають персонал від напруги дотику, напруги кроку та попереджають персонал про можливість помилкових дій. До них відносяться (до 1000 В): діелектричні калоші; діелектричні килимки; переносні заземлення; ізолювальні накладки і підставки; захисні пристрої; плакати і знаки безпеки.

- 5.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

5.2.1 Мікроклімат

Мікроклімат приміщення – це сукупність фізичних параметрів повітря в виробничому приміщенні, які діють на людину в процесі праці на її робочому місці, в робочій зоні. При цьому потрібно розрізняти оптимальні та допустимі мікрокліматичні умови.

Допустимі мікрокліматичні умови – поєднання кількісних показників мікроклімату, які при тривалому та систематичному впливові на людину можуть викликати скороминучі зміни, що швидко нормалізують тепловий стан організму, і які супроводжуються напруженням механізмів терморегуляції, не виходячи за межі

фізіологічних пристосувальних можливостей. При цьому виникає пошкодження або порушення стану здоров'я, але можуть спостерігатися дискомфортні тепловідчуття, погіршення самопочуття та зниження працездатності. Допустимі величини показників мікроклімату встановлюють тоді, коли за технологічними умовами, технічними і економічними причинами не забезпечуються оптимальні норми.

Нормуються параметри мікроклімату в виробничих приміщеннях та гранично допустимі концентрації шкідливих речовин в повітрі робочої зони [6]. Тяжкість роботи розділяється на категорії залежно від загальних енерговитрат організму, ккал/с (Вт). Параметри мікроклімату в виробничому приміщенні для виконання проєктних робіт наведено в таблиці 1.

Таблиця 5.1 – Нормування параметрів мікроклімату для постійних робочих місць

Період року	Категорія робіт	Температура, °С	Відносна вологість	Швидкість руху
Теплий	Ia	22-28	55 при 28°C	0,1-0,2
Холодний	Ia	21-25	75 при 25°C	Не більше 0,1

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату [7] на робочому місці інженера передбачається: в холодну пору року використання калорифера; в літню пору застосування вентиляторів обдува; провітрювання приміщення.

5.2.2 Склад повітря робочої зони

Забруднення повітря робочої зони регламентується концентраціями (ГДК) в мг/м [6]. В умовах роботи на граничнодопустимих концентраціях можливими забруднювачами повітря робочої зони можуть бути пил та шкідливі гази, їх ГДК наведено в таблиці 5.2.

Таблиця 5.2 – Гранично допустимі концентрації шкідливих речовин у повітрі робочої зони оператора лінії

Назва речовини	ГДК, мг/м ³		Клас небезпечності
	Максимально разова	Середньо добова	
Пил нетоксичний	0.5	0.15	4

Для забезпечення складу повітря робочої зони передбачено [7]: провітрювання приміщення; цілісність вікон для перешкоджання попадання пилу в приміщення під час роботи; встановлення пиловловлюючих засобів.

5.2.3 Виробниче освітлення

Природне освітлення.

В залежності від джерела світла промислове освітлення поділяється на: - природне освітлення – освітленість приміщень світлом неба (прямого або відображеного), яке проникає через світлові пройми в зовнішніх огорожених конструкціях. По своєму спектральному складу воно є найбільш сприятливим. Природне освітлення характеризується коефіцієнтом природної освітленості КПО (e_n). КПО – відношення природного освітлення, яке створюється в деякій точці заданої площини всередині приміщення світлом неба, до значення зовнішньої горизонтальної освітленості.

Основною величиною для розрахунку і нормування природного освітлення є коефіцієнт природної освітленості (КПО). Прийняте роздільне нормування КЕО для бічного і верхнього освітлення. Ті місця, що освітлюється тільки бічним світлом, нормується мінімальне значення КЕО в межах робочої зони, що повинно бути забезпечене в точках,

найбільше віддалених від вікна.

Штучне освітлення.

Штучне освітлення використовується двох систем: загальне або комбіноване. Загальне освітлення - освітлення, при якому світильники розміщуються у верхній зоні приміщення рівномірно або пристосувальне до розташування обладнання. Комбіноване освітлення - додаткове освітлення, при якому до загального освітлення додається ще й місцеве. Місцеве освітлення - освітлення, яке створюється світильниками, які концентрують світловий потік безпосередньо на робочих місцях.

Характеристика зорових робіт – середньої точності [8].

Відповідно до ДБН В.2.5-28-2018 розряд зорової роботи IV, підрозряд «в».

Для забезпечення достатнього освітлення здійснюють систематичне очищення скла та світильників від пилу (не рідше двох разів на рік), використовують жалюзі. В разі нестачі природного освітлення, використовують загальне штучне освітленням, що створюється за допомогою світлодіодних ламп E27 LED 15W NW A60 "SG". Висота підвісу світильників над робочою поверхнею 4,5 метра.

Таблиця 5.3 – Вимоги до освітлення приміщень виробничих підприємств

Х-ка зорової роботи	Найменший або еквівалентний розмір об'єкта розрізнення, мм	Розряд зорової роботи	Під-розряд зорової роботи	Контраст об'єкта з фоном	Х-ка фону	Штучне при системі комбінованого освітлення		Природне Ен пр	Сумісне Е сум
						всього	у т. ч. від загального		
Середньої точності	Від 0,5 до 1,0 включно	IV	в	середній	середній	400	200	4	2,4

Для загального освітлення приміщень рекомендується використовувати головним чином, світлодіодні лампи, що обумовлюється наступними перевагами: високою світловою віддачею (до 75 лм/Вт і більше); довгим часом використання (до 10000 годин); малою яскравістю поверхні, що світиться; спектральним складом випромінюючого світла (для деяких видів ламп цей склад є близьким до природного світла, що забезпечує гарну передачу кольорів). Разом з тим необхідно врахувати і недоліки цих ламп: висока пульсація світлого потоку та пов'язана з цим можливість стробоскопічного ефекту; для запалювання та горіння лампи необхідно включення послідовно з ним пускорегулюючих апаратів; працездатність ламп залежить від температури оточуючого середовища, до кінця часу роботи світловий потік зменшується більш ніж на половину від номінального.

Світильники з світлодіодними лампами розміщують рядами; що дозволяє здійснювати їх послідовне включення (відключення) в залежності від величини природної освітленості. При експлуатації здійснюється контроль за рівнем напруги освітлювальної мережі, своєчасна заміна перегорілих ламп, забезпечується чистота повітря у приміщенні.

5.2.4 Виробничий шум

Для відносної логарифмічної шкали в якості нульових рівнів обрані

показники, що характеризують мінімальний поріг сприйняття звуку людським вухом на частоті 1000 Гц. Нормативним документом, який регламентує рівні шуму для різних категорій робочих місць службових приміщень, є «ССБТ. Шум. Загальні вимоги безпеки» [9] (таблиця 4).

Шум порушує нормальну роботу шлунку, особливо впливає на центральну нервову систему. Для забезпечення допустимих параметрів шуму в приміщенні, проектом передбачено засоби колективного захисту: акустичні, архітектурно-планувальні й організаційно-технічні.

Засоби боротьби із шумом в залежності від числа осіб, для яких вони призначені, поділяються на засоби індивідуального захисту і на засоби колективного захисту - «ССБТ. Засоби індивідуального захисту органів слуху. Загальні технічні умови і методи випробувань» і «Засоби і методи захисту від шуму. Класифікація».

Таблиця 5.4 – Рівень звукового тиску

Характер робіт	Допустимі рівні звукового тиску (дБ) в стандартизованих октавних смугах з середньгеометричними частотами, Гц								
	32	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Творча діяльність, конструювання і проєктування, програмування	86	71	61	54	49	45	42	40	38

Для зниження шуму в приміщенні потрібно: безпосередньо біля джерел шуму використовувати звукопоглинаючі матеріали для покриття стелі, стін, застосовувати підвісні звукопоглиначі; для боротьби з вентиляційним шумом потрібно застосовувати мало шумові вентилятори.

3 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження безпеки роботи мережі електропостачання депо станції Жмеринка Акціонерного товариства «Укрзалізниця» в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій

Щорічно в нашій країні виникають надзвичайні ситуації природного та техногенного характеру, що призводить до загибелі багатьох людей і значних матеріальних збитків. Масштаби, характер руйнувань і кількість постраждалих людей залежать від типу, масштабу і місця аварії, катастрофи або стихійного лиха, від швидкості розвитку надзвичайної ситуації.

- 5.3 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи системи електропостачання в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій

Всі системи електропостачання є досить вразливими до дії загрозливих чинників, що виникають у надзвичайних ситуаціях. Підприємство відноситься до підприємств перебої в роботі якого можуть спричинити гуманітарну катастрофу. Тому важливим питанням є забезпечення високої стійкості роботи СЕП.

Дія радіації на матеріали та обладнання залежить в основному від виду випромінювання, дози опромінення, умов навколишнього середовища. Найбільш чутливе до дії іонізуючого випромінювання є електронне обладнання систем управління СЕП. Серед елементів є напівпровідники, блок живлення, блок керування та силові елементи, транзистори, діоди. Через впливи на ізоляцію в трансформаторах можливі замикання обмоток, а відповідно і загорання трансформаторів.

В результаті опромінення системи в регуляторах змінюється струм і коефіцієнти підсилення; в конденсаторах понизиться напруга пробною і опір витоку, зміниться провідність і внутрішнє нагрівання. В ізоляційних і діелектричних матеріалах зміняться такі параметри: електрична провідність та діелектрична провідність.

Серед загрозливих чинників надзвичайних ситуацій особливо великий вплив на СЕП має вплив електромагнітного імпульсу (ЕМІ). Він може призвести до загорання електронних елементів, зокрема транзисторів КТ-646, а також до серйозних порушень в цифрових і контрольних пристроях. Електромагнітний імпульс пробиває ізоляцію, випалює елементи мікросхем, викликає коротке замикання. Ці наслідки в подальшому призводять до пожеж на підприємстві, а в подальшому розвитку можливі і вибухи. Саме тому є необхідність запобіганню при дії цього фактору на електричне та електронне обладнання.

5.3.1 Дослідження стійкості роботи СЕП підприємств в умовах дії іонізуючих випромінювань

Визначаємо граничні значення дози опромінення $\dot{A} \text{ д}^3$, для елементної бази системи, при яких виникають незворотні зміни. Отримані дані заносимо в таблицю 5.5

Таблиця 5.5 – Граничні значення експозиційних доз елементів СЕП

№	Блоки СЕП	Елементна база СЕП	$D_{гр1}, P$	$D_{гр}, P$
1	Блок живлення	Мікросхема К 1533 РЕЗ	10^5	10^4
2	Блок керування СВП-4	Транзистори КТ-646	10^4	
		Діоди Д224А	10^4	
		Конденсатори СП5-30	10^7	
		Резистори ПЭВ 100-150 Ом	10^7	
3	Силові елементи	Трансформатор ТМ-630	10^7	
		Тиристри Т171-320-1.6	10^5	
		Дросель РLM3216	10^5	
		Реактори ФРОС-125/0.5УЗ	10^5	

Проаналізувавши дані таблиці 5.5 визначили, що самим уразливим елементом системи з мінімальною дозою $D_{гр1} = 10^4 P$ є транзистори та діоди а також елементи блоку живлення. Блок живлення в разі дії на нього іонізуючих випромінювань можна перенести в підвальне приміщення, що збільшить його стійкість. Визначаємо можливу дозу опромінення за формулою:

$$D_m = \frac{2 \cdot P_1 (\sqrt{t_k} - \sqrt{t_n})}{K_{осл}}$$

де P_1 – максимальне значення рівня радіації ($P_1 = 4,03P/\text{год}$);

t_k – час кінця опромінення ($t_k = 131400$ год (5 років));

$t_{п}$ – час початку опромінення ($t_{п} = 1$ год).

Косл – коефіцієнт послаблення радіації (Косл = 2).

$$D_M = \frac{2 \cdot 4,03(\sqrt{44640} - \sqrt{1})}{2} = 847,43(\text{Р}).$$

Оскільки $D_{гр} > D_M$, то дана система стійка до дії радіації.
Визначимо допустимий час роботи РЕА в заданих умовах за формулою:

$$t_D = \frac{D_{гр} \cdot K_{осл} + 2 \cdot P_1 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot P_1},$$

$$t_D = \frac{10^4 \cdot 2 + 2 \cdot 4,03 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 4,03} = 1241,69 \text{ (год)}.$$

Отже, можливо доза опромінення елементної бази $D_M = 847,43$ Р, а допустима 10^4 Р. Отже, система СЕП є стійкою в умовах дії іонізуючого випромінювання. Допустимий час роботи системи в заданих умовах становить 1241,69 год., при рівні радіації 4,03 Р/год.

5.3.2 Дослідження стійкості роботи СЕП підприємств в умовах дії електромагнітного імпульсу

Визначимо горизонтальну складову напруженості електромагнітного поля:

$$E_r = E_b \cdot 10^{-3}, \text{ кВ/м},$$

$$E_r = 10,08 \cdot 10^3 \cdot 10^{-3} = 10,08 \text{ (В/м)}.$$

Визначаємо горизонтальну та вертикальну напругу наводки.

$$U_{Гi} = E_{в} \cdot 1_{Гi}, \text{ В},$$

$$U = 10,08 \cdot 10^3 \cdot 0,5 = 5040 \text{ (В)}.$$

$$U_{Вi} = E_{Г} \cdot 1_{Вi}, \text{ В},$$

$$U_{Вi} = 10,08 \cdot 0,5 = 5,04 \text{ (В)}$$

Визначаємо допустимі коливання напруги живлення для різних блоків:

$$U_{д} = U_{ж} + \frac{U_{ж}}{100} \cdot N,$$

де N – відсоток допуску.

$$U_{д} = 12 + \frac{12}{100} \cdot 5 = 12,6 \text{ (В)},$$

$$U_{д} = 24 + \frac{24}{100} \cdot 5 = 25,2 \text{ (В)},$$

$$U_{д} = 380 + \frac{380}{100} \cdot 5 = 399 \text{ (В)}.$$

Визначаємо коефіцієнти безпеки для кожної ділянки:

$$K_{\phi} = 20 \cdot \lg \frac{U_{д}}{U_{г(в)}} \geq 40 \text{ [дБ]},$$

Горизонтальної:

$$Kb_{r1} = 20 \lg \frac{12,6}{5040} = -52,04 \text{ (дБ)}$$

$$Kb_{r2} = 20 \lg \frac{25,2}{5040} = -46,02 \text{ (дБ)}$$

$$Kb_{r3} = 20 \lg \frac{399}{5040} = -22,02 \text{ (дБ)}$$

Вертикальної:

$$Kb_{v1} = 20 \lg \frac{12,6}{5,040} = 7,95 \text{ (дБ)}$$

$$Kb_{v2} = 20 \lg \frac{25,2}{5,040} = 13,97 \text{ (дБ)}$$

$$Kb_{v3} = 20 \lg \frac{399}{5,040} = 37,97 \text{ (дБ)}$$

Отримані дані заносимо в таблицю 13.6.

Таблиця 13.6 – Значення коефіцієнтів безпеки системи електропостачання

№	Найменування блоків	Kb_r , дБ	Kb_v , дБ	Результат дії
1	Блок живлення, 12 В	-52,04	7,95	Нестійкий
2	Блок управління, 24 В	-46,02	13,97	Нестійкий
3	Силові елементи, 380 В	-22,02	37,97	Нестійкий

Границя стійкості системи керування $Kb_{мін} = -52,04$ дБ, а $Kb_{гр} = 37,97$.

Отже, система є нестійкою в умовах дії електромагнітного імпульсу. Для підвищення стійкості необхідно використовувати екранування напівпровідникових елементів та горизонтальних струмопровідних елементів.

Перехідне гасіння енергії електричного поля екраном для сталі:

$$A = 40 + K_{\text{бмін}},$$

для БЖ:

$$A_1 = 40 + 52,04 = 92,04 \text{ (дБ)}$$

$$A_2 = 40 + 46,02 = 86,02 \text{ (дБ)}$$

$$A_3 = 40 + 22,02 = 72,02 \text{ (дБ)}$$

Розрахуємо товщини захисних екранів:

$$t = \frac{A}{5,2 \cdot \sqrt{f}},$$

де f - найбільш характерна частота, ($f = 15$ кГц).

Для БЖ:

$$t_1 = \frac{92,04}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,144 \text{ (см)}$$

для БУ:

$$t_1 = \frac{86,02}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,135 \text{ (см)}$$

для СЕ:

$$t_1 = \frac{72,02}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,113 \text{ (см)}$$

Отже, при екрануванні блоку живлення та блоку керування з використанням екрану товщиною до 1,5 мм зі сталі, система керування буде стійкою в умовах дії електромагнітного імпульсу, при екрануванні

силових елементів з використанням екрану товщиною 1,5 мм вони будуть стійкими в умовах дії електромагнітного імпульсу.

Висновки В умовах дії іонізуючого випромінювання система електропостачання залишається стійкою. Тому іонізуюче випромінювання для обладнання не є таким небезпечним, як для обслуговуючого персоналу. Для нормальної роботи об'єкта під час аварій з такими наслідками, як іонізуюче випромінювання, потрібно розраховувати робочі зміни для обслуговуючого персоналу з врахуванням їх допустимої дози опромінення. Після проведених розрахунків визначено, що робота системи електропостачання буде стійка протягом 1241,69 год, при заданому рівні радіації 4,03 Р/год. До дії ЕМІ система керування виявилась нестійкою. Застосування екранування систем електропостачання суттєво підвищує її стійкість в умовах дії електромагнітного імпульсу. В результаті застосування екранів система буде працювати стійко аж до значення напруженості вертикальної складової 10,08 кВ/м. Ще одним варіантом підвищення стійкості апаратури до дії ЕМІ є зменшення струмопровідних довжини провідників шляхом вдосконалення схемокомпоновки елементів СЕП. Крім цього необхідно екранувати кабелі живлення, а також застосувати прилади, які б вимикали електронні схеми на період впливу ЕМІ

ВИСНОВКИ

В результаті виконання магістерської кваліфікаційної роботи було розглянуто підприємство:

- Розглянуто основні проблемні питання системи електропостачання Депо станції «ЖМЕРИНКА»
- Проведено розрахунки підприємства в цілому. Розрахункова потужність підприємства складає 3630 кВА.
- Для живлення підрозділів було обрано чотири двотрансформаторних підстанції з трансформаторами ТМ-630 також вакуїні вимикачі ВБЭ-10-20/630 та кабельну лінію АПвЭВ-10 3х35 (мм²)
- Було розроблено одонолінійну схему електропостачання підприємства на напрузі 10кВ
- Було розглянуто основні поняття коливань напруги та методи зменшення коливань напруги. Також проведено порівняння між DSTATCOM і РПН. З якого очевидно, що DSTATCOM має швидшу реакцію та найвищу ефективність від РПН, але дорожчий. Отже, РПН є більш вживанишим, оскільки він дешевший.
- Проведено економічні розрахунки, у яких отримано термін окупності системи електропостачання а також капітальні витрати для будівництва СЕП і визначено необхідну кількість працівників, потрібних для обслуговування СЕП.
- У цьому розділі магістерської дипломної роботи запропоновані заходи та засоби з охорони праці під час оцінювання ефективності методів зниження коливань напруги в мережі електропостачання депо станції Жмеринка. В процесі виконання досліджень на інженерний проєктний персонал впливають такі небезпечні та шкідливі виробничі фактори

ВИКОРИСТАНІ ДЖЕРЕЛА

1. Бурбело Михайло Йосипович. Проектування систем електропостачання. Приклади розрахунків: навчальний посібник - 2-ге вид., перероб. і доп. / М.Й. Бурбело. –Вінниця: УНІВЕРСУМ, 2005 – 148 с. ISBN 966-641-145-8.
2. Справочник по проектированию электроснабжения / Ю.Г. Барыбин, И.С. Бабаханян, А.А. Бейдер [та ін.] // . – Москва: Энергоатомиздат, 1990 – 576 с. ISBN 5-283-01032-5.
3. Правила улаштування електроустановок. - 5-те вид., переробл. й доповн. - X .: Міненерговугілля України, 2014.
4. Неклепаев Борис Николаевич. Электрическая часть электростанций и подстанций / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – Москва: Энергоатомиздат, 1989 – 607 с. ISBN 5-283-01086-4.
5. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию. /Под ред.. А.А. Федорова. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – Т.1 – 580с., Т.2 – 591
6. РТМ 36.18.32.4-92 Указания по расчету электрических нагрузок.
7. ГОСТ 14209-97 Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов.
8. Жежеленко І. В., Саєнко Ю. Л. Якість електроенергії на промислових підприємствах, Вища школа, 2005 – 320с.
9. В. Н. Вінославській, Г. Г. Півняк, Л. І. Несен і ін .; Під ред. В. Н. Вінославського. Перехідні процеси в системах електропостачання: - К.: Вища школа., 1989. - 422с.
10. ДСНіП «Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу». Наказ МОЗ № 248 від 08.04.2014.

12. ДСТУ-Н Б А 3.2-1: 2007 Настанова щодо визначення небезпечних і шкідливих факторів та захисту від їх впливу при виробництві будівельних матеріалів і виробів та їх використання в процесі зведення та експлуатації об'єктів будівництва. URL: <https://profidom.com.ua/a-3/a-3-2/824-dstu-n-b-a-3-2-12007-nastanova-shhodo-viznachenna-nebezpechnih-i-shkidlivih-faktoriv->.
13. ДБН А.3.2-2-2009. ССБП. Охорона праці і промислова безпека у будівництві. Основні положення. URL: https://dbn.co.ua/load/normativy/dbn/dbn_a322_2009/1-1-0-945.
14. ДСТУ Б В.2.5-82:2016. Електробезпека в будівлях і спорудах. Вимоги до захисних заходів від ураження електричним струмом. К. : ДП «УкрНДНЦ», 2016. 109 с.
15. ДСНіП «Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу». Наказ МОЗ № 248 від 08.04.2014.
16. ДСТУ-Н Б А 3.2-1: 2007 Настанова щодо визначення небезпечних і шкідливих факторів та захисту від їх впливу при виробництві будівельних матеріалів і виробів та їх використання в процесі зведення та експлуатації об'єктів будівництва. URL: <https://profidom.com.ua/a-3/a-3-2/824-dstu-n-b-a-3-2-12007-nastanova-shhodo-viznachenna-nebezpechnih-i-shkidlivih-faktoriv->.
17. ДБН А.3.2-2-2009. ССБП. Охорона праці і промислова безпека у будівництві. Основні положення. URL: https://dbn.co.ua/load/normativy/dbn/dbn_a322_2009/1-1-0-945.
18. ДСТУ Б В.2.5-82:2016. Електробезпека в будівлях і спорудах. Вимоги до захисних заходів від ураження електричним струмом. К. : ДП «УкрНДНЦ», 2016. 109 с.
19. НПАОП 40.1-1.32-01 (ДНАОП 0.00-1.32-01) Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок

- (Правила устройства электроустановок. Электрооборудование специальных установок). URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0272203-01#Text>.
20. ДСН 3.3.6.042-99 Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. URL: <http://mozdocs.kiev.ua/view.php?id=1972>.
 21. ДБН В.2.5-67:2013. Опалення, вентиляція та кондиціонування. К. : Мінрегіонбуд України, 2013. 149 с.
 22. ДБН В.2.5-28:2018 Природне і штучне освітлення. URL: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=79885
 23. ДСН 3.3.6.037-99 Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку. URL: <http://document.ua/sanitarni-normi-virobnichogo-shumu-ultrazvuku-ta-infrazvuku-nor4878.html>.
 24. ДСН 3.3.6.039-99. Державні санітарні норми виробничої загальної та локальної вібрації. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/rada/show/va039282-99>.
 25. Кодекс цивільного захисту України. К.: ВР України, 2012. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/5403-17>.
 - 26 Shalwala R. A. and Bleijs J. A. M., Voltage control scheme using Fuzzy Logic for residential area networks with PV generators in Saudi Arabia, IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT) (2011), 1-6.
 - 27 Tsuji T., Oyama T., Hashiguchi T., Goda T., Horiuchi K., Tange S., Shinji T., and Tsujita S., A study on autonomous decentralized voltage controller in distribution network considering control priority, International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP) (2011), 749-754.
 - 28 Tonkoski R., Lopes L. A. C., and El-Fouly T. H. M., Coordinated Active Power Curtailment of Grid Connected PV Inverters for Overvoltage Prevention, IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2 (2011) No.2, 139-147.

- 29 Tonkoski R., Lopes L. A. C., and Turcotte D., Active power curtailment of PV inverters in diesel hybrid mini-grids, *Electrical Power & Energy Conference (EPEC), 2009 IEEE (2009)*, 1-6.
- 30 Ugranli F., Ersavas C., and Karatepe E., Neural network based distributed generation allocation for minimizing voltage fluctuation due to uncertainty of the output power, *International Symposium on Innovations in Intelligent Systems and Applications (INISTA) (2011)*, 415-419.
- 31 Ipinnimo O., Chowdhury S., and Chowdhury S. P., ANN-based voltage dip mitigation in power networks with distributed generation, *IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition (PSCE) (2011)*, 1-8.
- 32 Varshney S., Srivastava L., and Pandit M., ANN based control of Statcom for improving voltage profile in power system, *India International Conference on Power Electronics (IICPE) (2011)*, 1-7.
- 33 Gwang W.K. and Lee K. Y., Coordination control of ULTC transformer and STATCOM based on an artificial neural network, *IEEE Transactions on Power Systems*, 20 (2005) No.2, 580-586.
- 34 Salman S. K. and Rida I. M., ANN-based AVC relay for voltage control of distribution network with and without embedded generation, *International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (2000)*, 263-267.
- 35 Batrinu F., Carpaneto E., Chicco G., De Donno M., Napoli R., Porumb R., Postolache P., and Toader C., New nested evolutionary programming approach for voltage control optimization with distributed generation, *Proceedings of the 12th IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference*, 3 (2004), 1007-1010 Vol.3
- 36 Oomori T., Genji T., Yura T., Takayama S., Watanabe T., and Fukuyama Y., Fast optimal setting for voltage control equipment considering interconnection of distributed generators, *IEEE/PES Asia Pacific Trans. and Dist. Conf. and Exhibition*, 2 (2002), 1145-1150 vol.2.

- 37 Ling L., Xiangjun Z., Ping Z., Yunfeng X., and Guopin L., Optimization of Reactive Power Compensation in Wind Farms Using Sensitivity Analysis and Tabu Algorithm, IEEE Industry Applications Society Annual Meeting (2008), 1-5.
- 38 Haoming Liu, Yunhe Hou, and Xingying Chen, A hybrid algorithm of ordinal optimization and Tabu Search for reactive power optimization in distribution system, Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (2008), 1318-1324.
- 39 Fakham H., Ahmidi A., Colas F., and Guillaud X., Multi-agent system for distributed voltage regulation of wind generators connected to distribution network, IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe) (2010), 1-6

ДОДАТКИ

Додаток А

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ВІННИЦЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

УЗГОДЖЕНО

ЗАТВЕРДЖЕНО

Зав. кафедри ЕСЕМ

“ ___ ” _____ 2023р.

д.т.н., проф. Бурбело М.Й. _____

“ ___ ” _____ 2023 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

до магістерської кваліфікаційної роботи

на тему:

Оцінка ефективності методів зниження коливань напруги в мережі електропостачання Депо станції «ЖМЕРИНКА» регіональної філії «Південно-Західна залізниця» АТ «Укрзалізниця»

Науковий керівник:

к.т.н., доц. Кравець О.М. _____

(підпис)

Виконавець: студент гр. ЕСЕ – 22м

Богацький Д.Р. _____

(підпис)

Вінниця 2023 р.

1. ПІДСТАВА ДЛЯ ВИКОНАННЯ МАГІСТЕРСЬКОЇ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ (МКР)

Робота виконується на підставі наказу ВНТУ за № 247 від 18.09.2023.

Дата початку роботи 02.10.2023р.

Дата закінчення роботи 05.12.2023.

2. МЕТА І ПРИЗНАЧЕННЯ МКР. ВИХІДНІ ДАНІ ДЛЯ РОЗРОБКИ МАГІСТЕРСЬКОЇ РОБОТИ

а) Оцінити поточну систему електропостачання підприємства з точки зору надійності та економічності. Дослідити джерела виникнення коливань напруги та методи зниження коливань. Оцінити ефективність методів зниження коливань.

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

в) вихідні дані для виконання МКР:

Генплан підприємств; відомості про особливості технологічних процесів, відомості про електричні навантаження підприємства; відомості про джерела живлення та перспективу розвитку підприємства.

3. ДЖЕРЕЛА РОЗРОБКИ

3.1 Методичні вказівки до оформлення дипломних проектів (робіт) у Вінницькому національному технічному університеті / Уклад. Г.Л. Лисенко, А.Г. Буда, Р.Р. Обертюх. – Вінниця: ВНТУ, 2006. – 60 с,

3.2 Правила улаштування електроустановок. - : Міненерговугілля України, 2017.

3.3. М.Й. Бурбело «Проектування систем електропостачання. Приклади розрахунків».- Вінниця: ВНТУ, 2005р.

3.4 ДБН В.2.5-28-2018. Природне і штучне освітлення.

3.5 Методичні вказівки до виконання магістерської кваліфікаційної роботи студентами спеціальності 141 – «Електроенергетика, електротехніка та

електромеханіка» / Л.Б. Терешкевич, О.Д. Демов, Ю.А. Шулле. – Вінниця: ВНТУ, 2006р.

4. ЕТАПИ І ТЕРМІН ВИКОНАННЯ РОБОТИ

Зміст етапу	Термін виконання	
	початок	кінець
4.1 Збір інформації, яка необхідна для дослідження	02.10.23	10.10.23
4.2 Проведення дослідних розрахунків	10.10.23	25.10.23
4.3 Розробка робочих креслень	25.10.23	20.11.23
4.4 Написання розрахунково-пояснювальної записки і захист магістерської роботи	20.11.23	05.12.23

5. МАТЕРІАЛИ, ЩО ПОДАЮТЬСЯ ДО ЗАХИСТУ МКР

Пояснювальна записка МКР, графічні і ілюстровані матеріали, анотація до МКР українською та іноземною мовою.

6. ПОРЯДОК КОНТРОЛЮ ВИКОНАННЯ ТА ЗАХИСТУ МКР

Робота приймається на проміжних контрольних перевірках, попередньому захисті та захисті в ДЕК.

7. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ

7.1 Дані про патентоспроможність

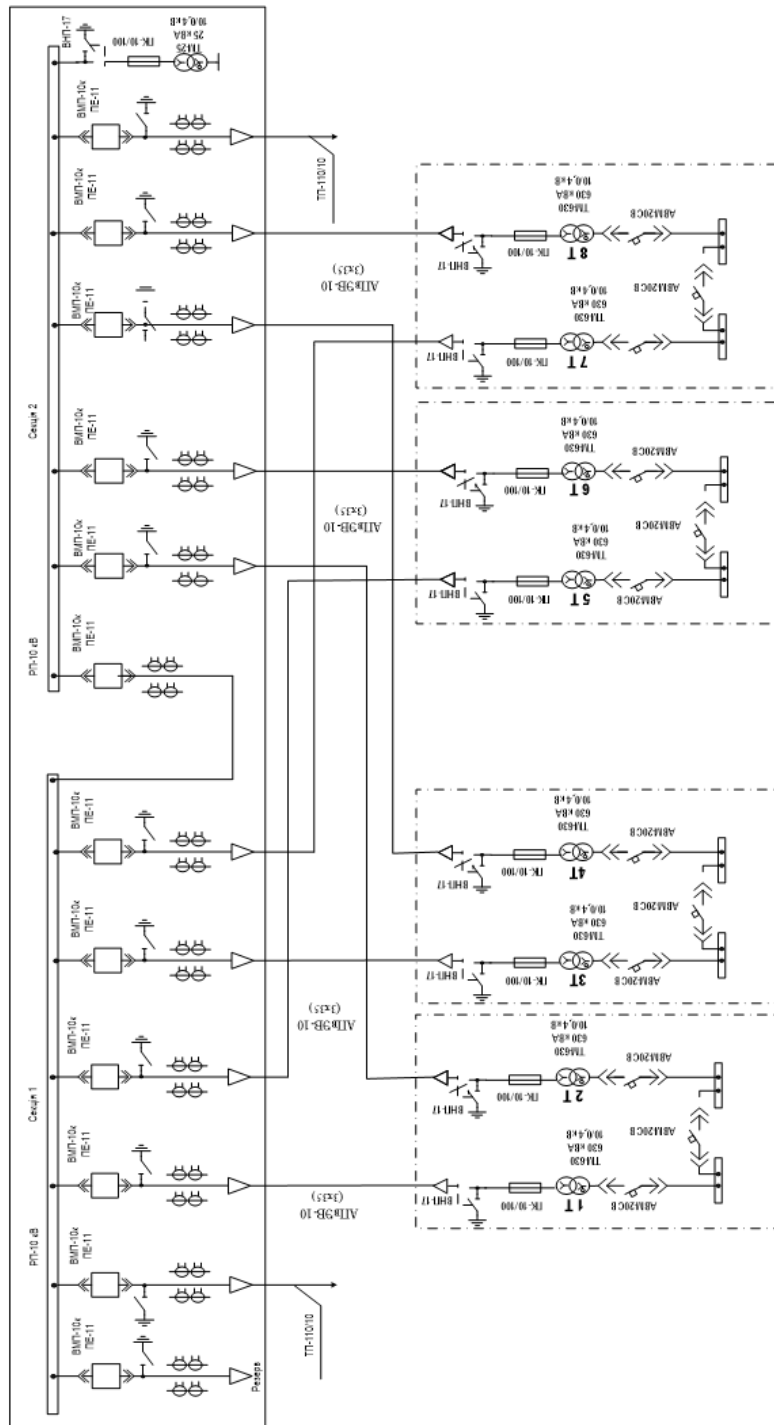
Не передбачається

8 ОЧІКУВАНИЙ ЕКОНОМІЧНИЙ ЕФЕКТ

Не передбачається

Додаток В

Однолінійна схема електропостачання депо станція «Жмеренка»



Додаток Г

Презентація

ВІННИЦЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електротехнічних систем електроспоживання та енергетичного
менеджменту

на тему: «Оцінка ефективності методів зниження коливань напруги в мережі електропостачання Депо станції
«ЖМЕРИНКА» регіональної філії «Південно-Західна залізниця» АТ «Укрзалізниця»»

Виконав: студент 2-го курсу, групи 1ЕСЕ22-м
спеціальності 141 – Електроенергетика,

електротехніка та електромеханік

Богацький Д.Р.

Керівник к.т.н., доц. каф. Кравець О.М.

Вінниця ВНТУ – 2023 року

ВСТУП

Актуальність дослідження полягає у аналізі ефективності різних методів зменшення коливань напруги у електричних мережах живлення..

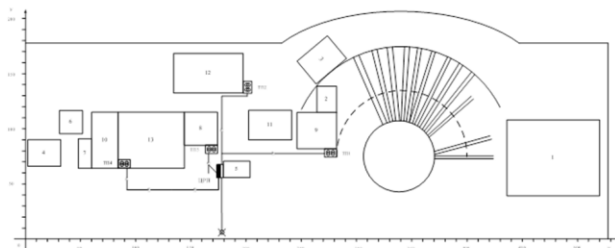
Мета дослідження: Оцінити поточну систему електропостачання підприємства з точки зору надійності та економічності. Дослідити джерела виникнення коливань напруги та методи зниження коливань. Оцінити ефективність методів зниження коливань.

Завдання проекту:

- розрахувати електричні навантаження підприємства в цілому;
- виявити джерела виникнення коливань напруги
- Провести огляд методів зниження коливань
- провести оцінку цих методів та визначення найбільш ефективних.
- провести економічні розрахунки для визначення загальної вартості електроенергії на підприємстві
- запропонувати рішення для безпечної експлуатації обладнання персоналом
- зробити загальні висновки про результати дослідження

У розділі №1 Наведено загальні відомості про підприємство:

- відомості про підприємство;
- генеральний план підприємства;
- та силове навантаження цехів підприємства;

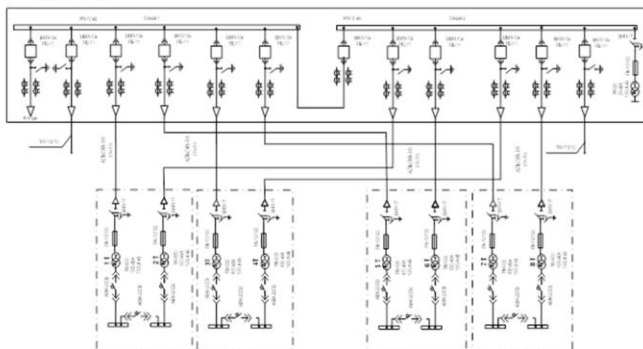


Назва	Силоне навантаження	Категорія електропостачання
	Рн, кВт	
1.Заводоуправління	25	2
2.Акумуляторний цех	260	2
3.Котельня	800	2
4.Автоматні цех	80	2
5.Електроцех	700	2
6.Відділення зливу підшипників	18	2
7.Роликове відділення	400	2
8.Дослідний цех	650	2
9.Заготівельно-механічний цех	450	2
10.Просувально-сушильне відділення	580	2
11.Кузня	180	2
12.Електромоторний цех	330	2
13.Електромашинний цех	310	2
Всього по заводу	4783	

У розділі №2 АНАЛІЗ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПІДПРИЄМСТВА

Розраховано навантаження підприємства за методом коефіцієнта попиту:

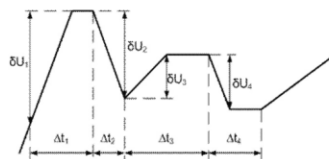
- обрано до встановлення 4 двотрансформаторні підстанції ;
- обрано однолінійну схему електропостачання Депо ;
- вибрано кабелі та вакуумні вимикачі, запобіжники;



У розділі №3 розглянуто вплив коливання напруги на роботу електрообладнання та основні параметри а також способи усунення коливань напруги у мережі

Колівання напруги впливають на :

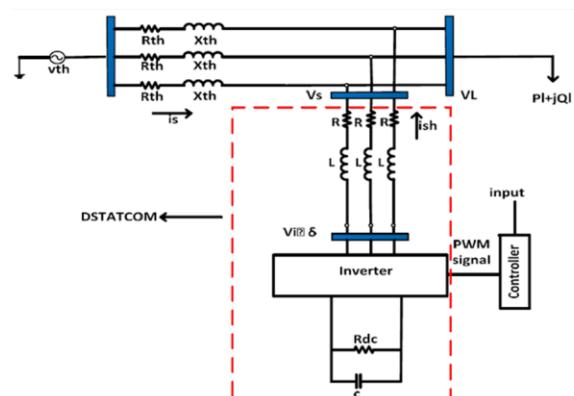
- збільшення електричних втрат в мережі;
- стомлення зору;
- зниження продуктивності;
- травматизму;
- зниження терміну служби електроприймачів;
- вихід з ладу конденсаторних батарей;
- хитка робота систем збудження синхронних генераторів та двигунів;
- вібрації апаратури



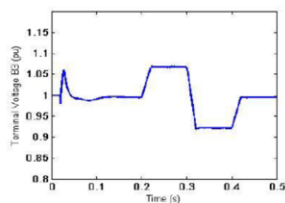
D-STATCOM - це реактивний компенсаційний пристрій із шунтом, який використовується в електро мережах. Він використовує силову електроніку для формування перетворювача джерела напруги, який може діяти як джерело або споживач реактивної потужності змінного струму в електричній мережі

Він складається з конденсатора постійного струму, трифазного інвертора, фільтра змінного струму, зв'язувального трансформатора та блока керування

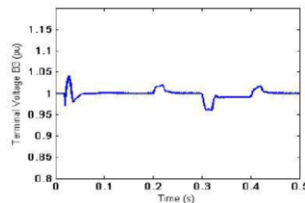
Використовуючи D-STATCOM як контролер напруги, доведено, що загальна продуктивність значно покращується завдяки швидкої дії



На даному слайді видно що значно змінився час дії коливань а також амплітуда і величина цих коливань

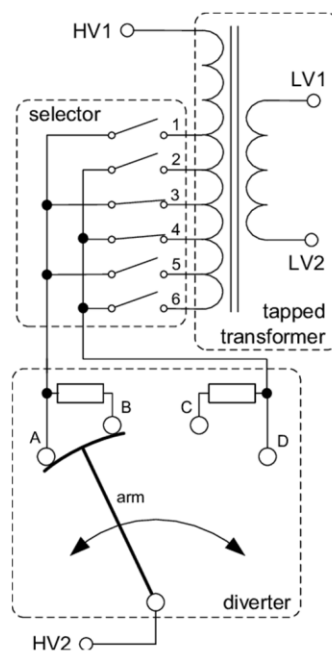


Напряг на шинах навантаження без DSTATCOM



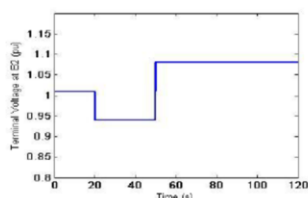
Напряг на шинах навантаження з DSTATCOM

РПН – це пристрій який регулює кількість витків трансформатора і, таким чином, змінює коефіцієнт трансформації. На відміну від аналогів без навантаження, РПН робить це безпосередньо під навантаженням

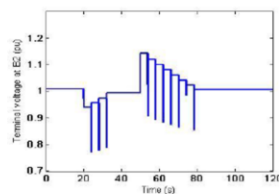


Коливання напруги можуть відбуватися через коливання джерела або коливання навантаження або разом. Усі попередні причини коливань напруги однаково впливають на шину навантаження. Якщо ми будемо використовувати трансформатор РПН для регулювання напруги системи на шині 10 кВ, змінюючи відводи трансформатора за допомогою керування перемикачем під навантаженням (РПН).

З графік видно що напруга повертається на номінальну за допомогою РПН



Напруга на шині без РПН



Напруга на шині з РПН

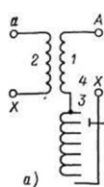
Також зроблено порівняння між DSTATCOM і РПН

	DSTATCOM	РПН
Напруга системи	380 В до 35 кВ, 50 або 60 Гц	380 і вище, 50 або 60 Гц
Час відгуку	2-4 мсек	3-10 секунд на натискання
Ефективність	близько 98%	близько 90%
Вартість	близько 70\$/квар	близько 10\$/квар

З таблиці видно що DSTATCOM є набагато швидшим та має вищу ефективність але і також має високу ціну та гранично допустиму напругу 35кВ

РПН регулювання є набагато дешевшим і має хорошу ефективність і можливість встановлення на вищі рівні напругу

Отже, РПН є більш вживаним, оскільки він дешевший.



Принцип роботи РПН силового трансформатора схема



STATCOM на основі перетворювача напруги

У розділі №4

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

У розділі №5 розглянуто питання охорони праці, що стосуються робіт з монтажу обладнання системи електропостачання депо станції «Жмеринка».

-Технічні рішення з безпечної експлуатації обладнання

-Електробезпеку

- Фізичні фактори: мікроклімат (температура, вологість, швидкість руху повітря, інфрачервоне випромінювання); виробничий шум, ультразвук, інфразвук; вібрація; освітлення та іонізація повітря.

- Хімічні фактори: речовини хімічного походження, аерозолі фіброгенної дії (пил).

- Фактори трудового процесу: важкість (тяжкість) праці; напруженість праці.

Додаток Д

ПРОТОКОЛ
ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ
НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Оцінка ефективності методів зниження коливань напруги в мережі електропостачання Депо станції «ЖМЕРИНКА» регіональної філії «Південно-Західна залізниця» АТ «Укрзалізниця»

Тип роботи: МКР

Підрозділ: кафедра електротехнічних систем електроспоживання та енергетичного менеджменту факультет електроенергетики, електротехніки та електромеханіки

(кафедра, факультет)

Показники звіту подібності Unicheck

Оригінальність 81,6%

Схожість 18,4%

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

1. Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак плагіату.
2. Виявлені у роботі запозичення не мають ознак плагіату, але їх надмірна кількість викликає сумніви щодо цінності роботи і відсутності самостійності її виконання автором. Роботу направити на розгляд експертної комісії кафедри.
3. Виявлені у роботі запозичення є недобросовісними і мають ознаки плагіату та/або в ній містяться навмисні спотворення тексту, що вказують на спроби приховування недобросовісних запозичень.

Особа, відповідальна за перевірку _____ Лобода Ю.В.

Ознайомлені з повним звітом подібності, який був згенерований системою Unicheck щодо роботи.

Автор роботи _____ Богацький Д.Р.

Керівник роботи _____ Кравець О.М.