

НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»

Навчально-науковий інститут енергозбереження та енергоменеджменту

Кафедра електропостачання

ЗАТВЕРДЖУЮ

В.о. завідувача кафедри

_____ Денис ДЕРЕВ'ЯНКО

«__» _____ 2024 р.

Дипломний проєкт

на здобуття ступеня бакалавра

Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Освітня програма: Системи забезпечення споживачів електричною енергією

на тему: Особливості регулювання напруги у розподільних мережах з
локальними джерелами енергії

Виконав:

студент IV курсу, групи ОЕ-01

Хоренко Анастасія Богданівна _____

Керівник:

д.т.н., проф. Попов Володимир Андрійович _____

Консультанти:

Охорона праці та пожежна безпека д.т.н., проф.Третьякова Л.Д. _____

(назва розділу)

(вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

(підпис)

Нормоконтроль _____

(назва розділу)

к.т.н., доц. Ярмолюк О.С. _____

(вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

(підпис)

Рецензент _____

(вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

(підпис)

Засвідчую, що у цьому дипломному проєкті
немає запозичень з праць інших авторів без
відповідних посилань.

Студент _____

Київ – 2024 р.

НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»

Навчально-науковий інститут енергозбереження та енергоменеджменту

Кафедра електропостачання

Рівень вищої освіти – перший (бакалаврський)

Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Освітня програма: Системи забезпечення споживачів електричною енергією

ЗАТВЕРДЖУЮ

В.о. завідувача кафедри

_____ Денис ДЕРЕВ'ЯНКО

«___» _____ 2024 р.

ЗАВДАННЯ

на дипломний проєкт студенту

Хоренко Анастасії Богданівни

1. Тема проєкту «Особливості регулювання напруги в системах електропостачання з локальними джерелами енергії»,

керівник проєкту д.т.н., проф. Попов Володимир Андрійович, затверджені наказом по університету від «29» травня 2024 р. № 2183-с.

2. Термін здачі студентом закінченого проєкту “18” червня 2024 р.

3. Вихідні дані до проєкту Схема електропостачання району міста та цеху

4. Перелік розділів, які мають бути розроблені

а) електрична частина: Розробка загальної схеми електропостачання промислового підприємства та району міста

б) спеціальна частина: Розрахунок регулювання напруги в системах електропостачання з локальними джерелами енергії

в) охорона праці та пожежна безпека: Охорона праці та пожежна безпека під час монтажу системи гарантованого електропостачання

5. Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу

- 1. Загальна схема електропостачання.
- 2. Схема розподілу електричної енергії промислового об’єкту.
- 3. Регулювання потоків активної потужності.
- 4. Регулювання потоків реактивної потужності.

6. Консультанти розділів проєкту

Розділ (частина)	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Релейний захист та автоматика	к.т.н., доц. Калінчик В.П.		
Розрахунки струмів к.з.	к.т.н., доц. Бєлоха Г.С.		
Розрахунок навантаження	д.т.н., проф. Попов В.А.		
Охорона праці та пожежна безпека	д.т.н., проф. Третьякова Л.Д.		

7. Дата видачі завдання “22” травня 2024 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН-ГРАФІК
виконання дипломного проєкту
студентом Хоренко Анастасією Богданівною
(прізвище, ініціали)

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проєкту	Строк виконання етапів проєкту	Позначки керівника про виконання завдань
	Розрахунок електричної частини	22.05.-14.06.24	
	Розрахунок релейної частини	27.05-31.06.24	
	Розрахунок струмів короткого замикання	01.06-07.06.24	
	Розрахунок особливості регулювання напруги в системах електропостачання	22.05-10.06.24	
	Розрахунок частини охорони праці та пожежної безпеки	01.06-07.06.24	
	Підготовка графічного матеріалу	10.06.-14.06.24	
	Захист диплому	18.06.24	

Студент
Керівник проєкту

Анастасія ХОРЕНКО
Володимир ПОПОВ

РЕФЕРАТ

Тема дипломного проєкту зі спеціальною частиною: «Особливості регулювання напруги у розподільних мережах з локальними джерелами енергії».

Дипломний проєкт представлено на аркушах 111 машинописного тексту, кількість ілюстрацій – 21, таблиць – 24, робочих креслень – 4, перелік використаних джерел – 13 найменувань.

Мета проєкту – вирішення питань регулювання напруги у розподільних мережах з розосередженою генерацією .

В рамках дипломного проєкту було детально проаналізовано проблему регулювання напруги в умовах інтеграції розосереджених джерел енергії. Було виконано розрахунки відхилень напруги в різних точках мережі та для різних режимів, що дозволило виявити критичні точки та моменти у функціонуванні мережі.

Для підвищення надійності електропостачання було обрано відповідні силові трансформатори та захисні апарати, здатні ефективно працювати в умовах змінного навантаження. Також було проведено розрахунок струмів короткого замикання, що допомогло визначити параметри обладнання для забезпечення його стійкості.

Ключові слова: *локальні енергетичні ресурси, розподільні мережі, регулювання напруги, матриця чутливості по реактивній потужності, якість електричної енергії.*

ABSTRACT

The topic of the diploma project with a special part: "Features of voltage regulation in distribution networks with local energy sources".

The thesis is presented on 111 pages of typewritten text, the number of illustrations is 21, tables is 24, working drawings are 4, and the list of references includes 13 titles.

The aim of the project is to solve the issues of voltage regulation in distribution networks with distributed generation.

As part of the diploma project, the problem of voltage regulation in the context of the integration of distributed energy sources was analyzed in detail. Calculations of voltage deviations at different points of the network and for different modes were performed, which made it possible to identify critical points and moments in the network functioning.

To improve the reliability of power supply, appropriate power transformers and protective devices were selected to operate efficiently under variable load conditions. Short-circuit currents were also calculated, which helped determine the parameters of the equipment to ensure its stability.

Keywords: local energy resources, distribution networks, voltage regulation, reactive power sensitivity matrix, power quality.

ПЕРЕЛІК ПРИЙНЯТИХ СКОРОЧЕНЬ

ДБН – державні будівельні норми;

ДРГ – джерела розосередженої генерації;

КЗ – коротке замикання, контактне з'єднання;

КТП – комплектна трансформаторна підстанція;

ПБЕЕС – правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів;

ПЛ – повітряна лінія;

ПУЕ – правила улаштування електроустановок;

РГ – розосереджена генерація;

РП – розподільний пристрій;

ТП - трансформаторна підстанція;

УЗЕ – установка зберігання енергії.

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
						7
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ЗМІСТ

ВСТУП	9
1 ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ ЩОДО МЕТИ, ОБ'ЄКТУ ТА ПРЕДМЕТУ ДОСЛІДЖЕННЯ	10
2 РОЗРОБКА ЗАГАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПРОМИСЛОВОГО ПІДПРИЄМСТВА ТА РАЙОНУ МІСТА	12
2.1 Умови проектування	12
2.2 Розрахунок електричних навантажень цеху та об'єктів цивільного призначення.....	18
2.3 Вибір трансформаторів і засобів компенсації реактивної потужності	39
2.5 Розрахунок живлячих і розподільних мереж.....	47
2.6 Вибір комутаційної апаратури розподільної мережі	51
2.7 Розрахунок струмів короткого замикання та перевірка вибраних комутаційних апаратів і живлячих провідників за умов короткого замикання	53
2.7.1 Розрахунок струмів короткого замикання в електричній мережі вище 1кВ.....	53
2.7.2 Розрахунок струмів короткого замикання в електричній мережі нижче 1 кВ.....	63
2.8. Розрахунок параметрів струмової відсічки	72
Висновки для розділу	76
3 ОСОБЛИВОСТІ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ В СИСТЕМАХ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ З ЛОКАЛЬНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ	78
3.1 Основні принципи регулювання напруги в системах електропостачання загального призначення.....	78
3.2 Адаптація методу визначення закону регулювання напруги у центрах живлення	81
3.3 Регулювання потоків активної та реактивної потужностей.....	86
Висновки до розділу	91
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА ПІД ЧАС МОНТАЖУ СИСТЕМИ ГАРАНТОВАНОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	94
4.1 Загальна характеристика об'єкта, технічні характеристики	

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		8

серійного енергетичного устаткування та систем енергопостачання.....	94
4.2 Визначення обсягів і послідовності робіт у ході експлуатації	95
4.3 Визначення та оцінка показників умов праці на робочих місцях ...	96
4.4 Визначення та оцінка шкідливих і небезпечних виробничих чинників	97
4.5 Вибір технічних та організаційних заходів з безпеки праці	97
4.6 Вибір засобів індивідуального захисту для обмеження впливу небезпечних і шкідливих виробничих чинників	98
4.7 Вибір заходів із запобігання та ліквідації наслідків пожеж і вибухів	101
4.8 Розрахунок захисного заземлення інвертора	102
4.9 Розрахунок контуру заземлення.....	103
Висновки для розділів	107
ВИСНОВКИ.....	109
Перелік джерел посилання	110

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		9

ВСТУП

В дипломному проєкті було вирішено комплекс питань, пов'язаних з проєктуванням СЕП загального призначення визначення розрахункових навантажень промислових та комунально-побутових споживачів, розрахунок параметрів мереж напругою до та понад 1000 В, обґрунтування схем їх побудови, а також кількості і номінальної потужності розподільних трансформаторів. було здійснено розрахунок струмів к.з. і на підставі цього виконано вибір необхідних комутаційних апаратів.

Спеціальна частина дипломного проєкту присвячена проблемі регулювання напруги у розподільних мереж за умов появи в її структурі засобів розосередженої генерації та/або пристрої накопичення енергії.

Поява в системах електропостачання локальних джерел енергії ускладнює забезпечення належної якості електричної енергії, зокрема, дотримання нормованих відхилень напруги у споживачів за рахунок використання виключно централізованих засобів регулювання.

Спроба створити узагальнений закон регулювання напруги може привести до її погіршення для усіх споживачів. Тому розглядається можливість зміни поточкорозподілу в окремій лінії за рахунок відповідного використання встановлених там засобів збереження енергії.

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
						9
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1 ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ ЩОДО МЕТИ, ОБ'ЄКТУ ТА ПРЕДМЕТУ ДОСЛІДЖЕННЯ

Систему електропостачання міста складають електричні мережі та трансформаторні підстанції, розташовані на його території, які забезпечують електроенергією місцевих споживачів. Основні характеристики цієї системи залежать від місцевих умов, таких як розміри міста, наявність джерел живлення, та характеристики споживачів.

Живлення міських споживачів здійснюється через розподільні мережі з напругою 6-10 кВ та 0,38 кВ, які підключені до відповідних джерел живлення. Трансформаторні підстанції з трансформаторами різної номінальної потужності живлять мережу 0,38 кВ, схема якої залежить від типу споживачів. Для живлення промислових підприємств і комунально-побутових споживачів можуть використовуватися окремі підстанції (ТП), не пов'язані з мережею загального користування. Залежно від важливості споживачів, ТП можуть бути автоматизовані, тобто оснащені пристроями для автоматичного перемикання живлення на резервну лінію у разі виходу з ладу основної.

Таким чином, основні показники системи електропостачання міста визначаються його розмірами, параметрами енергосистеми, характеристиками споживачів та іншими місцевими особливостями. Міські електричні мережі з напругою 6-10 кВ відзначаються тим, що в кожному мікрорайоні можуть бути споживачі всіх трьох категорій за надійністю електропостачання, що вимагає відповідного підходу до побудови схеми мережі.

					ОН-01-023 010 ПЗ			
Зм.	Кільк.	№ док.	Підпис	Дата				
Разробив		Хоренко А.Б.			ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ ЩОДО МЕТИ, ОБ'ЄКТУ ТА ПРЕДМЕТУ ДОСЛІДЖЕННЯ		Аркуш	Аркущів
Перевірів		Попов В.А.					10	111
Н. контр.		Ярмолюк О.С.					НН ІЕЕ, ОЕ-01	

Відповідно до Правил улаштування електроустановок (ПУЕ) [1], встановлено низку вимог до конструкцій, розміщення та обладнання підстанцій. Серед найважливіших слід зазначити наступні: підстанції забороняється вбудовувати в житлові будівлі, школи, лікарні та спальні корпуси санаторіїв. Якщо встановлюються трансформатори сухого типу або з негорючим наповнювачем, виконання цієї вимоги не є обов'язковим. Підстанції не допускається розташовувати під приміщеннями з мокрим технологічним процесом, такими як душові, вбиральні та ванні кімнати, за винятком випадків, коли використовуються перекриття з монолітного бетону та надійна гідроізоляція. Необхідно також застосовувати заходи захисту трансформаторних підстанцій від можливих ушкоджень при розташуванні в безпосередній близькості до шляхів кранів та внутрішньоцехового транспорту.

Раціональність проєктування системи електропостачання міста безпосередньо впливає на ефективність функціонування значної кількості міських та промислових об'єктів, розташованих на його території. Споживачі електричної енергії на житловій території міста умовно поділяються на дві основні групи: житлові будинки та суспільно-комунальні установи. Споживання електроенергії в житлових будинках визначається способом життя населення міста. В сучасних житлових будинках використовується велика кількість різноманітних електроприймачів, які поділяються на електроприймачі квартирного та загальнобудинкового призначення.

Метою даного дипломного проєкту є створення, згідно з чинними нормативно-технічними документами, економічно доцільної системи електропостачання міського району, яка забезпечує необхідну якість комплексного електропостачання для всіх споживачів та електроприймачів.

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2 РОЗРОБКА ЗАГАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПРОМИСЛОВОГО ПІДПРИЄМСТВА ТА РАЙОНУ МІСТА

2.1 Умови проєктування

2.1.1 Характеристика проєктованого об'єкту

Механічний цех є обробним цехом машинобудівного підприємства. Служить для обробки металу на устаткуванні яке забезпечує точність і витримує розміри згідно креслень.

У даному районі міста розташований механічний цех, який є частиною обширного промислового комплексу. Цей цех спеціалізується на виготовленні та механічній обробці деталей для машинобудування. Він складається з декількох основних зон: виробничої зони, де безперервно ведуться роботи з обробки матеріалів; складського приміщення для зберігання сировини та готової продукції; технічної зони для обслуговування обладнання; та адміністративного блоку для управлінського персоналу.

Механічна обробка матеріалів у цеху зумовлює велику кількість виробничих відходів, включно з металевими стружками та пилом, що вимагає ефективної системи вентиляції. Так, вентиляційні системи у цьому цеху є важливим елементом інфраструктури та належать до споживачів І категорії надійності електропостачання, адже забезпечення чистоти та безпеки робочого середовища є критично важливим.

Електропостачання цеху забезпечується через основну трансформаторну підстанцію. У випадку виникнення збоїв у роботі основного джерела живлення, передбачено автоматичне переключення на резервне джерело від

					ОН-01-023 010 ПЗ				
Зм.	Кільк.	№ док.	Підпис	Дата	РОЗРОБКА ЗАГАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПРОМИСЛОВОГО ПІДПРИЄМСТВА ТА РАЙОНУ МІСТА		Аркуш	Аркущів	
Розробив		Хоренко А.Б.							
Перевірів		Попов В.А.					12	111	
Н. контр.		Ярмолюк О.С.				НН ІЕЕ, ОЕ-01			

Схему електропостачання наведено на рис. 2.1.

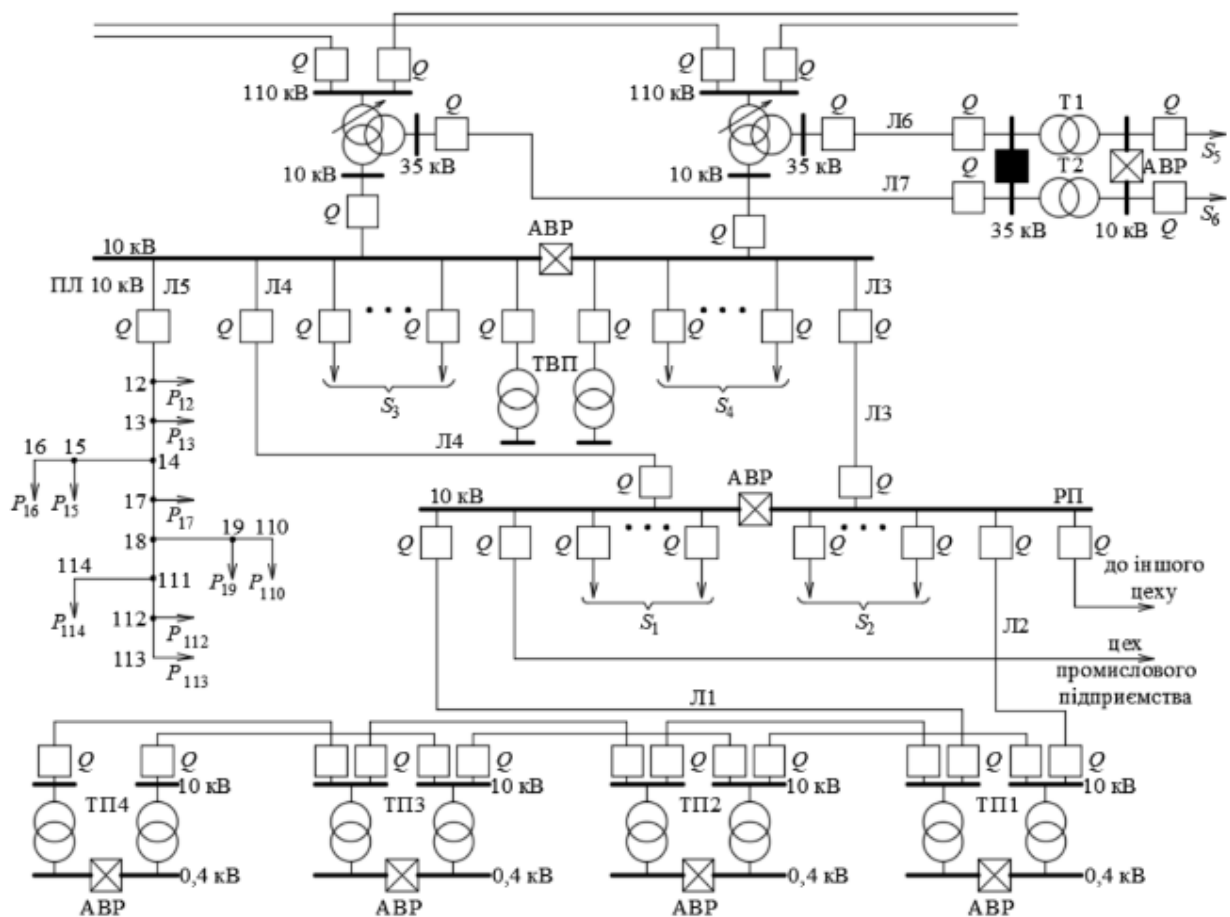


Рисунок 2.1 – Схема електропостачання

Робоча зона включає в себе: шліфувальні верстати, обдираючі верстати, заточувальні верстати, фрезерувальні верстати, свердильні верстати, токарні верстати, агрегатні верстати, електротермічні установки, мостові крани.

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
						13
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Обладнання у цеху заживлено змінною напругою 380В та частотою 50Гц. Обладнання, яке відноситься до I категорії: електротермічні установки, мостові крани та вентиляція, їх безперебійність роботи є важливою складовою для здоров'я працівників та процесу виробництва. Всі інші верстати відносяться до III категорії надійності, їх знеживлення призведе до зупинки виробництва та простою персоналу.

План цеху з електроприймачами, щитом освітлення, щит аварійного освітлення, силовими пунктами та схемою прокладання кабелю зображений на рисунку 2.2.

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
						14
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

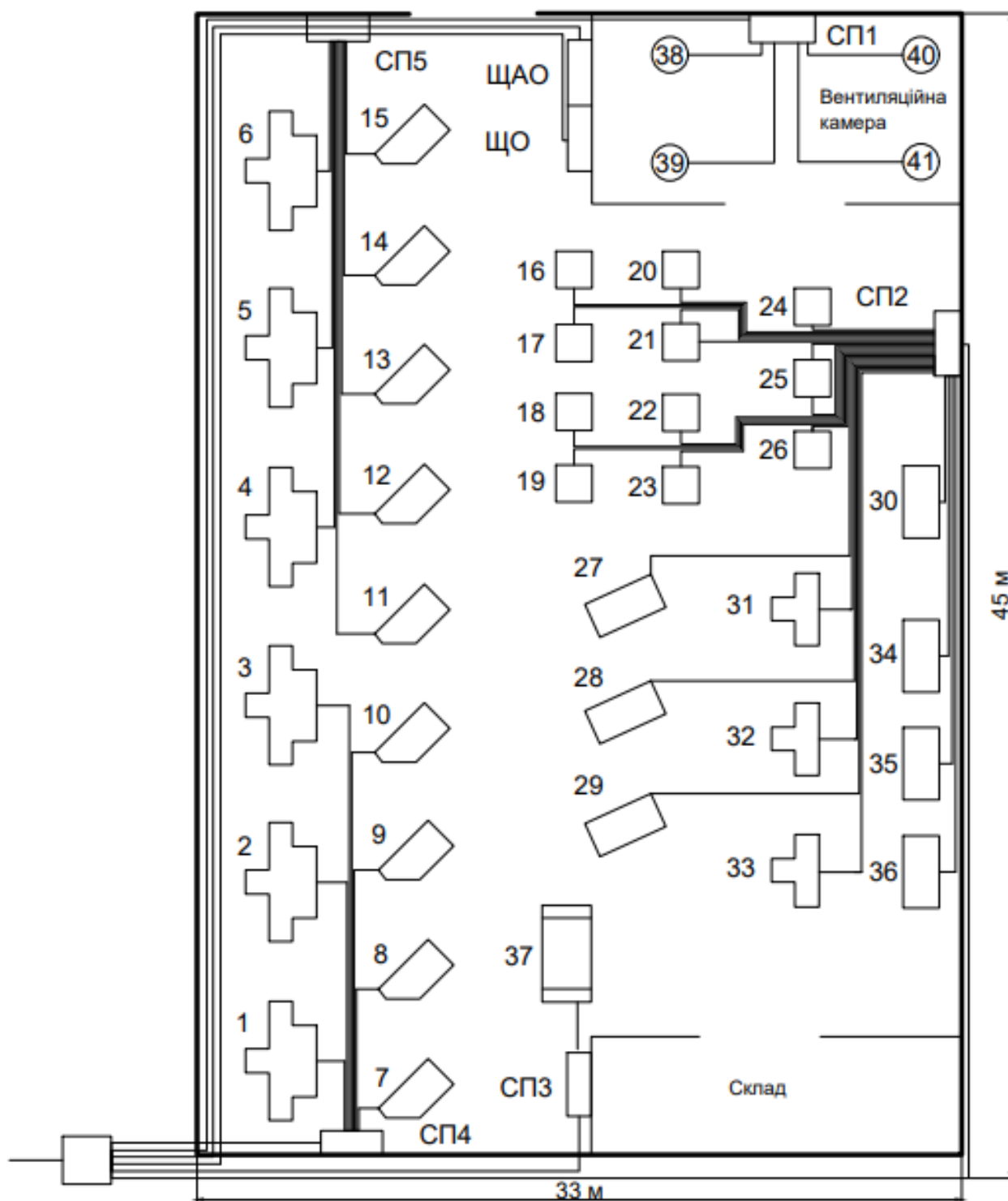


Рисунок 2.2 – Схема підключення ЕП до СП

Щит освітлення та аварійного освітлення встановлено біля входу в цех.

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		15

Таблиця 2.1 - Характеристики ЕП механічного цеху

Номер на плані цеху	Назва ЕП	kB	cos	Номінальна потужність, кВт
1-6	Шліфувальні верстати	0,22	0,6	75
7-10	Обдираючі верстати	0,17	0,5	30
11-15	Заточувальні верстати	0,2	0,5	7
16-23	Фрезерувальні верстати	0,22	0,5	8
24-26	Свердлильні верстати	0,14	0,6	8
27-29	Токарні верстати	0,16	0,6	12
31-33	Агрегатні верстати	0,3	0,7	16
30, 34-36	Електротермічні установки	0,6	0,9	15
37	Мостові крани, ТВ=60%	0,1	0,5	40
38, 39	Вентилятор витяжний	0,6	0,8	30
40, 41	Вентилятор приточний	0,6	0,8	35

Таблиця 2.2 – Характеристики комунально-побутових споживачів

Код об'єкту	Характеристика об'єкту	Кільк.	Кат. над.
А	Житловий будинок з електричними плитами, 24 поверхи, 2 секції, 144 помешкань	1	II
Б	Житловий будинок з електричними плитами, 16 поверхів, 1 секція, 48 помешкань	2	II

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
						16
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Продовження таблиці 2.2

В	Житловий будинок з електричними плитами, 16 поверхів, 2 секції, 128 помешкань	1	II
Е	Житловий будинок з газовими плитами, 9 поверхів, 1 секції, 36 помешкань	2	II
Ж	Житловий будинок з газовими плитами, 9 поверхів, 4 секція, 216 помешкань	2	II
Л	Аптека з площею залу 100 м ²	2	II
М	Перукарня на 20 робочих місць	1	III
Р	Ресторан на 200 місць	1	II
Т	Магазин промислових товарів з площею торгівельного залу 500 м ²	1	II

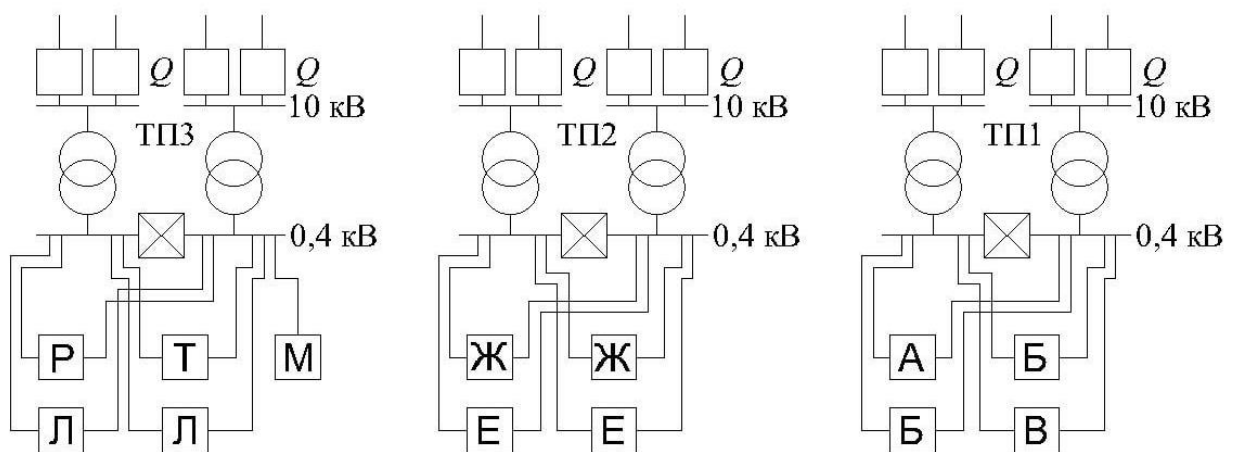


Рисунок 2.3 – Схема приєднання об'єктів до ТП1-3

2.2 Розрахунок електричних навантажень цеху та об'єктів цивільного призначення

Метод розрахункових коефіцієнтів (РК) [1], котрий базується на методі упорядкованих діаграм, дає можливість більш точно враховувати формування середніх значень електричних навантажень на високих ступенях електропостачання і тим самим усунути необґрунтоване збільшення розрахункових навантажень.

Номінальна активна потужність групи ЕП розраховується за формулою:

$$P_H = nP_{Hi}, \quad (2.1)$$

де n – кількість ЕП;

P_{Hi} – номінальна потужність електроприймача для Фрезувальний верстатів, за формулою (2.1):

$$P_H = 8 \cdot 8 = 64 \text{ кВт},$$

Розраховуємо номінальну групову активну потужність для СП1:

$$P_H = \sum_{i=1}^n P_{Hi} = 60 + 70 = 130 \text{ кВт}.$$

Для інших споживачів розрахунок проводимо аналогічно та результати зводимо до таблиці 2.3.

Сумарна проміжна активна і реактивна потужності для СП1:

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
						18
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$P_{\Pi} = \sum_{i=1}^n P_{\Pi i}, \quad (2.2)$$

де $\sum P_{\Pi}$ – сума активних проміжних потужностей для СП1,

$$P_{\Pi \text{СП1}} = 36 + 42 = 78 \text{ кВт},$$

$$Q_{\Pi} = \sum_{i=1}^n Q_{\Pi i}, \quad (2.3)$$

де $\sum Q_{\Pi}$ - сума реактивних проміжних потужностей для СП1,

$$Q_{\Pi \text{СП1}} = 27 + 31,5 = 58,5 \text{ квар.}$$

Серед всіх споживачів СП2 шукаємо з максимальною і мінімальною потужностями:

$$P_{\min \Pi \text{СП1}} = 30 \text{ кВт},$$

$$P_{\max \Pi \text{СП1}} = 35 \text{ кВт},$$

$$m = \frac{P_{\max \Pi \text{СП1}}}{P_{\min \Pi \text{СП1}}} = \frac{35}{30} = 1,17.$$

Розраховуємо коефіцієнт використання всього силового пункту:

$$K_{\text{в}} = \frac{P_{\Pi}}{P_{\Pi \Sigma}}, \quad (2.4)$$

де P_{Π} - сумарна проміжна потужності для СП1;

$P_{\Pi \Sigma}$ - сумарна номінальна потужність для СП1;

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
						19
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$K_{всп1} = \frac{78}{130} = 0,6.$$

Ефективне число ЕП визначимо по формулі:

$$n_{ef} = \frac{P_{н\Sigma}^2}{\Sigma P_{нi}^2}, \quad (2.5)$$

де $P_{н\max}$ - максимальна номінальна потужність

$$n_{efсп1} = \frac{130^2}{2 \cdot 30^2 + 2 \cdot 35^2} = 3,98.$$

Приймаємо $n_{сп1} = 4$

Для інших електроприладів розрахунок ведеться аналогічно. Дані зводимо в таблицю 2.3.

Згідно [2] визначаємо коефіцієнт розрахункового навантаження:

$$K_{рсп1} = 1,14.$$

Розраховуємо сумарну розрахункову активну потужність для СП1:

$$P_p = P_{п} K_p, \quad (2.6)$$

де $P_{п}$ – сумарна проміжна активна потужність для СП1;

K_p – коефіцієнт розрахункового навантаження;

$$P_p = 78 \cdot 1,14 = 88,92 \text{ кВт.}$$

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
						20
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Визначаємо розрахункову реактивну потужність:

$$\text{при } n_e > 10 \quad Q_p = Q_{\text{пр}},$$

$$\text{при } n_e \leq 10 \quad Q_p = 1,1 Q_{\text{пр}},$$

$$\text{СП1: } Q_p = Q_{\text{пр}} = 1,1 \cdot 58,5 = 64,35 \text{ квар (так як } n_e = 4 < 10),$$

Повна розрахункова потужність для СП1:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}, \quad (2.7)$$

$$S_{\text{рСП1}} = \sqrt{88,92^2 + 64,35^2} = 109,76 \text{ кВА.}$$

Розрахунковий струм для СП1:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} U_n}, \quad (2.8)$$

де S_p – повна розрахункова потужність для СП1;

U_n – номінальна напруга;

$$I_{\text{рСП1}} = \frac{109,76}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 166,77 \text{ А,}$$

Для інших СП розрахунок проводимо аналогічно і результати зводимо до таблиці 2.3.

Розрахуємо сумарне силове навантаження цеху:

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
						21
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Сумарна кількість електроприймачів

$$n_{\Sigma} = \sum_{i=1}^m n_i, \quad (2.9)$$

$$n_{\Sigma} = 4 + 21 + 1 + 7 + 8 = 41,$$

Розраховуємо номінальну групову активну потужність:

$$P_H = \sum_{i=1}^n P_{Hi} = 130 + 232 + 40 + 345 + 260 = 1007 \text{ кВт},$$

Серед всіх електроприймачів шукаємо з максимальною і мінімальною потужностями:

$$P_{\min \text{ПСП5}} = 7 \text{ кВт},$$

$$P_{\max \text{ПСП5}} = 75 \text{ кВт},$$

$$m = \frac{P_{\max \text{ПСП5}}}{P_{\min \text{ПСП5}}} = \frac{75}{7} = 10,71.$$

Сумарна проміжна активна і реактивна потужності:

$$P_{\text{псн}} = \sum_{i=1}^n P_{\text{псн}i}, \quad (2.10)$$

$$P_{\text{псн}} = 78 + 73,6 + 4 + 69,9 + 56,5 = 282 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{псн}} = \sum_{i=1}^n Q_{\text{псн}i}, \quad (2.11)$$

$$Q_{\text{псн}} = 58,5 + 68,67 + 3 + 101,33 + 78,12 = 309,63 \text{ квар.}$$

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
						22
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Розраховуємо коефіцієнт використання:

$$K_B = \frac{P_{пCH}}{P_{нΣ}}, \quad (2.12)$$

$$K_{вСП} = \frac{282}{1007} = 0,28.$$

Ефективне число ЕП визначимо по формулі:

$$n_{еСП} = \frac{2 \sum_{i=1}^n P_{ни}}{P_{н.i.max}}, \quad (2.13)$$

$$n_{еСП} = \frac{2 \cdot 282}{75} = 26,85.$$

Приймаємо $n_{еСП} = 26$.

Згідно [2] визначаємо коефіцієнт розрахункового навантаження:

$$K_p = 0,75.$$

Розраховуємо сумарну розрахункову активну потужність:

$$P_p = P_n K_p, \quad (2.14)$$

$$P_p = 282 \cdot 0,75 = 211,5 \text{ кВт.}$$

Визначаємо розрахункову реактивну потужність:

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
						23
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$Q_p = K_p Q_{пр}, \quad (2.15)$$

$$Q_p = 0,75 \cdot 309,63 = 232,22 \text{ квар.}$$

Повна розрахункова потужність силового навантаження:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}, \quad (2.16)$$

$$S_p = \sqrt{211,5^2 + 232,22^2} = 314,1 \text{ кВА.}$$

Розрахунковий струм:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} U_n}, \quad (2.17)$$

$$I_p = \frac{314,1}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 477,23 \text{ А,}$$

Розрахункове навантаження освітлювальних установок поділяють на робоче та аварійне освітлення.

Для розрахунку освітлення в електромеханічному цеху використаємо метод коефіцієнта використання.

Потрібний потік ламп в кожному світильнику Φ знаходиться з формули:

$$\Phi = \frac{E_{min} k_3 F z}{\eta}, \quad (2.18)$$

де k_3 – коефіцієнт запасу;

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
						24
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

E_{min} – мінімальна освітленість, лк;

F – площа, приміщення, що освітлюється, м²;

z – коефіцієнт нерівномірності освітленості;

η – коефіцієнт використання світлового потоку – відношення світлового потоку, який падає на робочу поверхню, до світлового потоку світильників.

Коефіцієнт використання η залежить від типу світильника, коефіцієнтів відбиття стін $\rho_{ст}$, стелі ρ_c , робочої поверхні ρ_p , та від показника приміщення який враховує співвідношення розмірів приміщення.

Приймаємо:

$$\rho_{ст} = 0,5,$$

$$\rho_c = 0,3,$$

$$\rho_p = 0,1,$$

Згідно [3] та вище приведених формул, визначаємо:

Коефіцієнт запасу $k_z = 1,8$.

Мінімальна освітленість $E_{min} = 200$ лк.

Коефіцієнт нерівномірності $z = 1,15$.

Площа приміщення:

$$F = AB, \quad (2.19)$$

$$F = 45 \cdot 33 = 1485 \text{ м}^2.$$

Визначимо показник, який враховує співвідношення розмірів приміщення (індекс приміщення):

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
						25
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$i = \frac{AB}{h(A+B)}, \quad (2.20)$$

$$h = H - h_c - h_p, \quad (1.21)$$

де $H = 11$ м – висота приміщення цеху;

$h_c = 1,2$ м – відстань світильника від перекриття;

$h_p = 0,8$ м – висота розрахункової поверхні над підлогою згідно норм [2];

$$h = 11 - 1,2 - 0,8 = 9 \text{ м},$$

Тоді:

$$i = \frac{45 \cdot 33}{9 \cdot (45 + 33)} = 2,11,$$

Вибираємо згідно коефіцієнт використання світлового потоку:

$$\eta = 0,35.$$

Визначимо світловий потік однієї лампи, необхідний для забезпечення заданої мінімальної освітленості, лм:

Нормоване значення освітленості для цеху дорівнює 200 лк. Коефіцієнт мінімальної освітленості $z = 1,12$. Вибираємо значення коефіцієнту запасу $k_3 = 1,3$.

Вибираємо згідно з тип та потужність ламп:

тип натрієва TM LightOffer SL250, $\Phi_{\text{л}} = 29000$ лм, $P_{\text{л}} = 250$ Вт $U = 220/100$ В.

Тоді світловий потік:

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
						26
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\Phi = \frac{200 \cdot 1,3 \cdot 1485 \cdot 1,12}{0,35} = 1235520 \text{ лм},$$

Кількість світильників :

$$N_{\text{св}} = \frac{\Phi}{\Phi_{\text{л}}}, \quad (2.22)$$

$$N = \frac{1235520}{29000} = 42,6 \approx 43 \text{ шт.}$$

Використовуємо ТМ LightOffer SL250; Потужність ламп $P_{\text{л}} = 250 \text{ Вт}$,
 $I = 3 \text{ А}$, $\cos \varphi = 0,9$, тоді $\operatorname{tg} \varphi = 0,48$.

Визначаємо активну потужність освітлювального навантаження при коефіцієнті попиту ($K_{\text{л}} = 0,9$):

$$P_{\text{осв}} = n P_{\text{л}} K_{\text{л}}, \quad (2.23)$$

$$P_{\text{осв}} = 43 \cdot 250 \cdot 0,9 = 9675 \text{ Вт.}$$

Визначаємо реактивну потужність освітлювального навантаження:

$$Q_{\text{осв}} = P_{\text{осв}} \operatorname{tg} \varphi, \quad (2.24)$$

$$Q_{\text{осв}} = 9675 \cdot 0,48 = 4644 \text{ вар.}$$

Світильники аварійного освітлення розмістимо рівномірно по всій площі приміщення, значення освітленості при аварійному освітленні для ремонтно-механічного цеху рекомендується брати 5 % від норми робочого освітлення,

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
						27
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

але не менш як 5 та не більше 30 лк. Для освітлення використаємо LED світильник ДБО 01-24-П-003.

$$P_{ав} = 0,05P_{осв}, \quad (2.25)$$

$$P_{ав} = 0,05 \cdot 4644 = 232,2 \text{ Вт.}$$

Розрахуємо повне освітлювальне навантаження:

$$S_{осв} = \sqrt{P_{осв\Sigma}^2 + Q_{осв\Sigma}^2}, \quad (2.26)$$

$$P_{осв\Sigma} = P_{осв} + P_{ав}, \quad (2.27)$$

$$P_{осв\Sigma} = 4644 + 232,2 = 4876,2 \text{ Вт.}$$

$$Q_{осв\Sigma} = P_{осв} \operatorname{tg} \varphi, \quad (2.28)$$

$$Q_{осв\Sigma} = 4876,2 \cdot 0,484 = 2360,08 \text{ квар.}$$

$$S_{осв} = \sqrt{4876,2^2 + 2360,08^2} = 5,417 \text{ кВА.}$$

Результати розрахунків зведемо в таблицю 2.3.

Активна потужність на шинах 0,4кВ ТП:

$$P_{нн} = P_p + P_{осв}, \quad (2.29)$$

де P_p – сумарна розрахункова активна потужність для всіх СП;

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
						28
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$P_{\text{осв}}$ – активна потужність освітлювального навантаження;

$$P_{\text{HH}} = 211,5 + 5,41 = 216,38 \text{ кВт.}$$

Реактивна потужність на шинах 0,4кВ ТП:

$$Q_{\text{HH}} = Q_{\text{р}} + Q_{\text{осв}}, \quad (2.30)$$

де $Q_{\text{р}}$ – сумарна розрахункова активна потужність для всіх СП;

$Q_{\text{осв}}$ – активна потужність освітлювального навантаження;

$$Q_{\text{HH}} = 232,22 + 2,26 = 234,58 \text{ квар.}$$

Повна потужність на шинах 0,4кВ ТП:

$$S_{\text{HH}} = \sqrt{P_{\text{HH}}^2 + Q_{\text{HH}}^2}, \quad (2.31)$$

де P_{HH} і Q_{HH} – активна і реактивна потужність на шинах НН.

$$S_{\text{HH}} = \sqrt{216,38^2 + 234,58^2} = 319,14 \text{ кВА.}$$

Результати розрахунків занесемо в таблицю 2.3.

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
						29
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.3 – Навантаження цеху промислового підприємства

Початкові дані																				
За умовою												Розрахункові потужності								
Найменування ЕП	n, од	Номінальна потужність, кВт						$\frac{P_{н.д. max}}{P_{н.д. min}}$	k_v K_v	cosφ	tgφ	Проміжні потужності		n_{pe}	n_e	K_p	Розрахункові потужності			Розрахунковий струм I_p , А
		$P_{н.д.}$	$P_{н.с.}$	$P_{н.д. max}$	$P_{н.д. min}$	$P_{н.кВт}$	$Q_{квар}$					P_p , кВт	Q_p , квар				S_p , кВА			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19		
Вентелятор виляжний	2	30,0	60,00				0,6	0,8	0,75	36	27									
Вентелятор приточний	2	35,0	70,00				0,6	0,8	0,75	42	31,5									
СП1	4		130,00	35	30	1,17	0,6			78	58,5	3,98	4	1,14	88,92	64,35	109,76	166,8		
Фрезувальний верстат	8	8,0	64,00				0,22	0,5	1,73	14,08	24,3873									
Свердильні верстат	3	8,0	24,00				0,14	0,6	1,33	3,36	4,48									
Токарні верстат	3	12,0	36,00				0,16	0,6	1,33	5,76	7,68									
Агрегатні верстат	3	16,0	48,00				0,3	0,7	1,02	14,4	14,6909									
Електротермічні установки	4	15,0	60,00				0,6	0,9	0,48	36	17,4356									
СП2	21		232,00	16	8	2,00	0,32			73,6	68,674	19,20	19	1	73,60	68,6738	100,66	152,9		
Мостові крани, ТВ=60%	1	40,0	40,00				0,1	0,8	0,75	4,00	3,00									
СП3	1		40,00	40	40	1,00	0,1			4	3	1,00	1	8	32	3,3	32,17	48,9		
Шліфувальний верстат	3	75,0	225,00				0,22	0,6	1,33	49,5	66,00									
Обдираючі верстат	4	30,0	120,00				0,17	0,5	1,73	20,4	35,33									
СП4	7		345,00	75	30	2,50	0,2			69,9	101,33	5,81	7	1,54	107,65	111,467	154,96	235,4		
Шліфувальний верстат	3	75,0	225,00				0,22	0,6	1,33	49,5	66,00									
Заточувальні верстат	5	7,0	35,00				0,2	0,5	1,73	7	12,12									
СП5	8		260,00	75	7	10,71	0,22			56,5	78,12	3,95	3	1,75	98,88	85,9368	131	199,0		
Силове навантаження (СП1...СП5) на шини 0,4 кВ ТП	41		1007,00	75	7	10,71	0,28			282,00	309,63	26,8533	26	0,75	211,50	232,224	314,1	477,2		
Освітлювальне навантаження (ЩО)															4,8762	2,360	5,417	8,231		
Сумарне навантаження на шини 0,4 кВ ТП															216,38	234,584	319,14	484,88		

ОН-01-023 010 ПЗ

Арк.

30

Зм.

Арк.

№ докум.

Підпис

Дата

Визначення розрахункових навантажень в електропостачальних системах житлових і громадських будинків.

$$P_{ж.б} = p_{пит} n_{кв} + 0,9 K_{п.л} n_{ліф} p_{л}, \quad (2.32)$$

$$Q_{ж.б} = p_{пит} n_{кв} tg \varphi_{кв} + 0,9 K_{п.л} n_{ліф} p_{л} tg \varphi_{ліф}, \quad (2.33)$$

де $p_{пит}$ —питоме розрахункове електричне навантаження житл;

$n_{кв}$ - сумарна кількість квартир;

$n_{ліф}$ -сумарна кількість ліфтів;

$K_{п.л}$ -коефіцієнти попиту для ліфтових установок;

$tg \varphi$ -реактивне навантаження.

При проведенні розрахунків всі житлові будинки з однаковим характером приготування їжі розглядаються як один житловий будинок з сумарним числом квартир та сумарним числом ліфтових установок.

2.2.1 Визначення навантажень в нормальному режимі роботи

До ТП1 підключені:

- житловий будинок з електричними плитами, 24 поверхи, 2 секції, 144 помешкань; (1 шт);
- житловий будинок з електричними плитами, 16 поверхів, 1 секція, 48 помешкань; (2 шт);
- житловий будинок з електричними плитами, 16 поверхів, 2 секції; (1 шт).

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
						31
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$P_{\text{АБВ}}^{\frac{1}{2}} = 1,5 \cdot \left(\frac{144 + 48 \cdot 2 + 48}{2} \right) + 0,9 \cdot 0,85 \cdot \frac{7}{2} \cdot (6,5 + 9) = 257,501 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{АБВ}}^{\frac{1}{2}} = 1,5 \cdot \left(\frac{144 + 48 \cdot 2 + 48}{2} \right) \cdot 0,4 + 0,9 \cdot 0,85 \cdot \frac{7}{2} \cdot (6,5 + 9) \\ = 127,9 \text{ квар.}$$

Розраховуємо навантаження на першому трансформаторі :

$$P_{\text{ТП1}} = 257,501 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{ТП1}} = 127,9 \text{ квар},$$

$$S_{\text{ТП1.ТР1}} = \sqrt{257,501^2 + 127,9^2} = 287,51 \text{ кВА.}$$

До ТП2 підключені:

- житловий будинок з газовими плитами, 9 поверхів, 1 секції, 36 помешкань; (2 шт.)
- житловий будинок з газовими плитами, 9 поверхів, 4 секція, 216 помешкань; (2 шт.)

$$P_{\text{ЕЖ}}^{\frac{1}{2}} = 0,83 \cdot \left(\frac{216 \cdot 2 + 36 \cdot 2}{2} \right) + 0,9 \cdot 0,7 \cdot \frac{10}{2} \cdot 6,5 = 229,635 \text{ кВт},$$

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
						32
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$Q_{\text{ЕЖ}}^{\frac{1}{2}} = 0,83 \cdot \left(\frac{216 \cdot 2 + 36 \cdot 2}{2} \right) \cdot 0,43 + 0,9 \cdot 0,7 \cdot 5 \cdot 6,5 \cdot 1,17$$

$$= 113,89 \text{ квар.}$$

Розраховуємо навантаження на другому трансформаторі в ТП2:

$$P_{\text{ТП2}} = 229,635 \text{ кВт,}$$

$$Q_{\text{ТП2}} = 113,89 \text{ квар,}$$

$$S_{\text{ТП2}} = \sqrt{229,638^2 + 113,89^2} = 256,32 \text{ кВА.}$$

До ТП3 підключені:

- Аптека; (2 шт.)
- Перукарня; (1 шт.)
- Ресторан; (1 шт.)
- Магазин промислових товарів; (1 шт.)

$$P_p = 200 \cdot 1,03 \cdot 0,5 = 103 \text{ кВт,}$$

$$Q_p = 200 \cdot 1,03 \cdot 0,5 \cdot 0,2 = 20,6 \text{ квар.}$$

$$P_{\text{ап}} = 100 \cdot 0,12 \cdot 0,5 = 6 \text{ кВт,}$$

$$Q_{\text{ап}} = 100 \cdot 0,12 \cdot 0,5 \cdot 0,4 = 2,4 \text{ квар.}$$

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
						33
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$P_{\Pi} = 20 \cdot 1,45 \cdot 0,5 = 14,5 \text{ кВт},$$

$$Q_{\Pi} = 20 \cdot 1,45 \cdot 0,5 \cdot 0,25 = 3,625 \text{ квар.}$$

$$P_{\text{маг}} = 500 \cdot 0,15 \cdot 0,5 = 45 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{маг}} = 500 \cdot 0,15 \cdot 0,5 \cdot 0,75 = 33,75 \text{ квар.}$$

$$P_{\text{ТПЗ}} = 103 + 45 \cdot 0,6 + 14,5 \cdot 0,8 + 6 \cdot 0,5 = 144,6 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{ТПЗ}} = 33,75 + 20,6 \cdot 0,6 + 3,625 \cdot 0,8 + 2,4 \cdot 0,5 = 50,51 \text{ квар.}$$

$$S_{\text{ТПЗ}} = \sqrt{144,6^2 + 50,51^2} = 153,16 \text{ кВА.}$$

Таблиця 2.4. – Навантаження об'єктів в нормальному режимі роботи

Позначення на схемі	Об'єкт	$P_p, \text{кВт}$	$Q_p, \text{квар}$
АБВ	Житловий будинок з електричними плитами	257,501	127,9
ЕЖ	Житловий будинок з газовими плитами	229,634	113,89
Р	Ресторан	103	20,6
Т	Магазин	45	44,75
Л	Аптека	6	2,4
М	Перукарня	14,5	3,625

2.2.2 Визначення навантажень в післяаварійному режимі роботи

До ТП1 підключені:

- житловий будинок з електричними плитами, 24 поверхи, 2 секції, 144 помешкань; (1 шт);
- житловий будинок з електричними плитами, 16 поверхів, 1 секція, 48 помешкань; (2 шт);
- житловий будинок з електричними плитами, 16 поверхів, 2 секції; (1 шт).

$$P_{\text{АБВ}}^{\frac{1}{2}} = 1,34 \cdot (144 + 48 \cdot 2 + 48) + 0,9 \cdot 0,72 \cdot 7 \cdot (6,5 + 9) = 456,228 \text{ кВт},$$

$$\begin{aligned} Q_{\text{АБВ}}^{\frac{1}{2}} &= 1,34 \cdot (144 + 48 \cdot 2 + 48) \cdot 0,4 + 0,9 \cdot 0,72 \cdot 7 \cdot (6,5 + 9) \\ &= 224,676 \text{ квар}, \end{aligned}$$

$$P_{\text{ТП1.п/а}} = 456,228 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{ТП1.п/а}} = 224,676 \text{ квар},$$

$$S_{\text{ТП1.п/а}} = \sqrt{456,228^2 + 224,676^2} = 508,55 \text{ кВА},$$

До ТП2 підключені:

- житловий будинок з газовими плитами, 9 поверхів, 1 секції, 36 помешкань; (2 шт.);
- житловий будинок з газовими плитами, 9 поверхів, 4 секція, 216 помешкань; (2 шт.).

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
						35
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$P_{\text{ЕЖ}}^{\frac{1}{2}} = 0,7 \cdot (216 \cdot 2 + 36 \cdot 2) + 0,9 \cdot 0,7 \cdot \frac{10}{2} \cdot 6,5 = 373,275 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{ЕЖ}}^{\frac{1}{2}} = 0,7 \cdot (216 \cdot 2 + 36 \cdot 2) \cdot 0,43 + 0,9 \cdot 0,7 \cdot 5 \cdot 6,5 \cdot 1,17 = 175,65 \text{ квар},$$

$$P_{\text{ТП2.п/а}} = 373,275 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{ТП2.п/а}} = 175,65 \text{ квар},$$

$$S_{\text{ТП2.п/а}} = \sqrt{373,275^2 + 175,65^2} = 412,53 \text{ кВА}.$$

До ТПЗ підключені:

- Аптека; (2 шт.)
- Перукарня; (1 шт.)
- Ресторан; (1 шт.)
- Магазин промислових товарів; (1 шт.)

$$P_{\text{ап}} = 100 \cdot 0,12 = 12 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{ап}} = 100 \cdot 0,12 \cdot 0,4 = 4,8 \text{ квар}.$$

$$P_{\text{п}} = 20 \cdot 1,45 = 29 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{п}} = 20 \cdot 1,45 \cdot 0,25 = 7,25 \text{ квар}.$$

$$P_{\text{р}} = 200 \cdot 1,03 = 206 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{р}} = 200 \cdot 1,03 \cdot 0,2 = 41,2 \text{ квар}.$$

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
						36
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$P_{\text{маг}} = 500 \cdot 0,15 = 76 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{маг}} = 500 \cdot 0,15 \cdot 0,75 = 56,25 \text{ квар.}$$

$$P_{\text{ТПЗ}} = 206 + 76 \cdot 0,8 + 29 \cdot 0,8 + 12 \cdot 0,8 = 299,6 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{ТПЗ}} = 56,25 + 41,2 \cdot 0,6 + 7,25 \cdot 0,8 + 4,8 \cdot 0,8 = 90,91 \text{ квар},$$

$$S_{\text{ТПЗ}} = \sqrt{299,6^2 + 90,91^2} = 313,08 \text{ кВА.}$$

Визначимо навантаження на вводі для кожного об'єкту окремо і занесемо отримані значення у таблицю 2.5.

Таблиця 2.5 – Навантаження об'єктів в післяаварійному режимі роботи

Позначення на схемі	Об'єкт	$P_p, \text{кВт}$	$Q_p, \text{квар}$
А	Житловий будинок з електричними плитами	248,31	118,65
Б	Житловий будинок з електричними плитами	121,03	58,08
В	Житловий будинок з електричними плитами	227,12	108,03
Е	Житловий будинок з газовими плитами	53,86	27,05
Ж	Житловий будинок з газовими плитами	210,78	102,75
Р	Ресторан	206	41,2

$$P_A = 1,55 \cdot 144 + 0,9 \cdot 0,9 \cdot 2 \cdot (6,5 + 9) = 248,31 \text{ кВт},$$

$$Q_A = 1,55 \cdot 144 \cdot 0,4 + 0,9 \cdot 0,9 \cdot 2 \cdot (6,5 + 9) \cdot 1,17 = 118,65 \text{ квар},$$

$$P_B = 2,26 \cdot 48 + 0,9 \cdot 0,9 \cdot 1 \cdot (6,5 + 9) = 121,03 \text{ кВт},$$

$$Q_B = 2,26 \cdot 48 \cdot 0,4 + 0,9 \cdot 0,9 \cdot 1 \cdot (6,5 + 9) \cdot 1,17 = 58,08 \text{ квар},$$

$$P_B = 1,6 \cdot 128 + 0,9 \cdot 0,8 \cdot 2 \cdot (6,5 + 9) = 227,12 \text{ кВт},$$

$$Q_B = 1,6 \cdot 128 \cdot 0,4 + 0,9 \cdot 0,8 \cdot 2 \cdot (6,5 + 9) \cdot 1,17 = 108,03 \text{ квар},$$

$$P_E = 1,35 \cdot 36 + 0,9 \cdot 0,9 \cdot 1 \cdot 6,6 = 53,86 \text{ кВт},$$

$$Q_E = 1,35 \cdot 36 \cdot 0,43 + 0,9 \cdot 0,9 \cdot 1 \cdot 6,5 \cdot 1,17 = 27,05 \text{ квар},$$

$$P_{\text{Ж}} = 0,9 \cdot 216 + 0,9 \cdot 0,7 \cdot 4 \cdot 6,5 = 210,78 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{Ж}} = 0,9 \cdot 216 \cdot 0,43 + 0,9 \cdot 0,7 \cdot 4 \cdot 6,5 \cdot 1,17 = 102,75 \text{ квар}.$$

Таблиця 2.6 – Навантаження на вводі кожного об'єкту для після аварійного режиму роботи

Позначення на схемі	Об'єкт	$P_p, \text{кВт}$	$Q_p, \text{квар}$
А	Житловий будинок з електричними плитами	248,31	118,65
Б	Житловий будинок з електричними плитами	121,03	58,08
В	Житловий будинок з електричними плитами	227,12	108,03

Продовження таблиці 2.6

Е	Житловий будинок з газовими плитами	53,86	27,05
Ж	Житловий будинок з газовими плитами	210,78	102,75
Р	Ресторан	206	41,2
Т	Магазин	76	56,25
Л	Аптека	12	4,8
М	Перукарня	29	7,25

2.3 Вибір трансформаторів і засобів компенсації реактивної потужності

Розрахункове в післяаварійному режимі візьмемо з 2.2 розділу.

Таблиця 2.7 - Навантаження ТП в післяаварійному режимі роботи

№	Р, кВт	Q, квар	Sф, кВА
ТП1	596,46	284,76	660,95
ТП2	264,64	129,8	294,76
ТП3	323	109,5	341,06
ТП4	360	70	366,74
ТП цех.	216,38	234,58	319,14

Таблиця 2.8 - Навантаження на РП

Р1	1170	Q1	57
Р2	1260	Q2	57

2.3.1 Вибір трансформатору для трансформаторної підстанції 1

Приймаємо для ТП1 трансформатор ТМ 100/10 з паспортними даними:

$$S_H = 630 \text{ кВА};$$

$$\Delta P_{xx} = 1,05 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{кз} = 7,6 \text{ кВт};$$

$$I_{xx} = 1,8 \text{ \%};$$

$$U_{кз} = 5,5 \text{ \%}.$$

Перевірка трансформатора в післяаварійному режимі:

Втрати в трансформаторі:

$$\Delta S = \sqrt{(\Delta P_{xx} + \Delta P_{кз})^2 + \left(S_H \frac{I_{xx}}{100} + \left(\frac{S_\phi}{S_H} \right)^2 S_H \frac{U_{кз}}{100} \right)^2}, \quad (2.34)$$

$$\Delta S = \sqrt{(1,05 + 7,6)^2 + \left(630 \cdot \frac{1,8}{100} + \left(\frac{660,95}{630} \right)^2 \cdot 630 \cdot \frac{5,5}{100} \right)^2} = 50,22 \text{ кВА},$$

$$S_{ТП1} = S_\phi + \Delta S < 1,4 S_H, \quad (2.35)$$

$$S_{ТП1} = 660,95 + 50,22 < 1,4 \cdot 630 = 711,17 < 882 \text{ кВА}.$$

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
						40
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Вибір та перевірку для наступних ТП в післяаварійному режимі проводяться аналогічно, результати заносимо у таблицю 2.9.

Таблиця 2.9 – Вибрані трансформатори для ТП1-ТП5 за розрахунком в післяаварійному режимі

№	Марка трансформатора	Розр. Пот.	ΔS	S_n	$1,4S_n$	sum	% зав
ТП1	ТМ 630/10	660,95	50,228	630	882	711,177	1,13
ТП2	ТМ 250/10	294,76	20,829	250	350	315,587	1,26
ТП3	ТМ 400/10	341,06	20,108	400	560	361,164	0,90
ТП4	ТМ 1000/10	919,84	59,824	1000	1400	979,661	0,98
ТП цех.	ТМ 400/10	319,14	18,570	400	560	337,710	0,84

На рис. 2.1 видно, що ТП№1–ТП№4 живляться двопротеновою схемою.

Післяаварійний режим буде являти собою живлення всіх трансформаторів від Л1 або Л2.

Для вибору кабелю проведемо розрахунок післяаварійного режиму для Л1.

При післяаварійному $K_{\text{сум макс}} = 0,85$ для 4 ТП.

$$P_{\text{Л1}}^{\text{П}} = \left(\sum_{i=1}^4 P'_{\text{ТПi}} \right) K_{\text{СУМ.МАКС.ТР}} \text{ кВт}, \quad (2.36)$$

$$Q_{\text{Л1}}^{\text{П/А}} = \left(\sum_{i=1}^4 Q'_{\text{ТПi}} \right) K_{\text{СУМ.МАКС.ТР}} \text{ квар}, \quad (2.37)$$

де $K_{\text{СУМ.МАКС.ТР}}$ – коефіцієнт суміщення максимумів трансформаторів.
Приймаємо $K_{\text{СУМ.МАКС.ТР}} = 0,85$ для 4-ьох трансформаторів.

$$P_{Л1,2}^{\Pi/A} = (596,46 + 264,64 + 323 + 900) \cdot 0,85 = 1771,49 \text{ кВт},$$

$$Q_{Л1,2}^{\Pi/A} = (284,76 + 129,8 + 109,5 + 190) \cdot 0,85 = 606,95 \text{ квар},$$

$$S_{Л1,2}^{\Pi/A} = \sqrt{1771,49^2 + 606,95^2} = 1872,57 \text{ кВА},$$

$$I_{Л1}^{\Pi/A} = I_{Л2}^{\Pi/A} = \frac{S_{Л1}^{\Pi/A}}{U_H \cdot \sqrt{3}}, \quad (2.38)$$

$$I_{Л1}^{\Pi/A} = I_{Л2}^{\Pi/A} = \frac{1644,939}{10 \cdot \sqrt{3}} = 108,11 \text{ А}.$$

За таблицею ПУЕ (таблиця 1.3.37) обираємо кабель АПвП 3х35 $I_{\text{ДОП}} = 119\text{А}$ при прокладці в повітрі. Перевіримо кабель за умовою допустимого струму у післяаварійному режиму.

$$I_{Л1}^{\Pi/A} < I_{\text{ДОП}} K_1 K_2 K_{\text{пер}}, \quad (2.39)$$

де K_1 – Коефіцієнт, що враховує фактичні термічні умови експлуатації, приймаємо $K_1 = 1,03$, вважаючи, що середньорічна температура в регіоні експлуатації $+10^\circ \text{C}$;

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
						42
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

K_2 – Коефіцієнт, що враховує кількість прокладених кабелів. Оскільки кабель один, приймаємо коефіцієнт рівним 1;

$$K_{ПЕР}=1,35,$$

$$108,11 < 119 \cdot 1,03 \cdot 1 \cdot 1,35 = 165,47 \text{ А.}$$

Умова виконується.

2.3.2 Визначення розрахункового післяаварійного режиму лінії 3= лінія 4 для цеху.

$$P_{ЛЗ}^{\Pi} = (\sum_{i=1}^4 P'_{ТПi}) K_{СУМ.МАКС.ТР} \text{ кВт}, \quad (2.40)$$

$$Q_{ЛЗ}^{\Pi/A} = (\sum_{i=1}^4 Q'_{ТПi}) K_{СУМ.МАКС.ТР} \text{ квар}, \quad (2.41)$$

$$P_{ЛЗ}^{\Pi/A} = 216,38 \cdot 0,85 = 183,92 \text{ кВт},$$

$$Q_{ЛЗ}^{\Pi/A} = 234,58 \cdot 0,85 = 199,39 \text{ квар},$$

$$S_{ЛЗ}^{\Pi/A} = \sqrt{P_{ЛЗ}^{\Pi/A^2} + Q_{ЛЗ}^{\Pi/A^2}}, \quad (2.42)$$

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
						43
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$S_{ЛЗ}^{\Pi/A} = \sqrt{183,92^2 + 199,39^2} = 271,26 \text{ кВА},$$

$$I_{ЛЗ}^{\Pi/A} = \frac{S_{ЛЗ}^{\Pi/A}}{U_H \sqrt{3}} = \frac{271,26}{10 \cdot \sqrt{3}} = 15,66 \text{ А}.$$

Відповідно ПУЕ обираємо кабель АПвП 3350 $I_{доп} = 119 \text{ А}$.

Перевіримо за умовою допустимого струму П/А режиму:

$$15,66 < 119 \cdot 1,03 \cdot 1 \cdot 1,35 = 165,47.$$

Умова виконується.

2.3.3 Визначення розрахункового післяаварійного режиму лінії :

$$P_{Л5,6}^{\Pi/A} = (596,46 + 264,64 + 323 + 900 + 216,38) \cdot 0,85 = 1955,41 \text{ кВт},$$

$$Q_{Л5,6}^{\Pi/A} = (284,76 + 129,8 + 109,5 + 190 + 234,58) \cdot 0,85 = 806,34 \text{ квар},$$

$$S_{Л5,6}^{\Pi/A} = \sqrt{1955,41^2 + 806,34^2} = 2115,13 \text{ кВА},$$

$$I_{Л5}^{\Pi/A} = I_{Л6}^{\Pi/A} = \frac{2115,13}{10 \cdot \sqrt{3}} = 122,11 \text{ А}.$$

Відповідно ПУЕ обираємо кабель АПвП 3х50 $I_{доп} = 119 \text{ А}$.

Перевіримо за умовою допустимого струму у післяаварійному режиму:

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
						4
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$122,11 < 119 \cdot 1,03 \cdot 1 \cdot 1,35 = 165,47 \text{ А.}$$

Обрані кабелі зведемо в таблицю 2.10.

Таблиця 2.10- Параметри ліній

Л №	Що живить	P	Q	S	I _p	I / 1,3	Обраний кабель	I доп
Л1,2	ТП1-4	1771,49	606,95	1872,578	108,113	83,164	АПвП 3х35	119
Л3,4	ТП5(цех)	183,92	199,393	271,266	15,662	12,047	АПвП 3х35	119
Л5,6	ТП1-5	1955,41	806,34	2115,139	122,118	93,937	АПвП 3х35	119

2.3.4 Центр навантажень об'єкту проєктування

З метою скорочення довжини розподільних і низьковольтних мереж, підвищення економічності їх роботи, виконання вимог щодо якості електричної енергії необхідно прагнути до максимального наближення джерела живлення (ГПП, ЦП, РП, цехові ТП) до точок споживання електричної енергії (центрів електричних навантажень).

Для спрощення вирішення даного питання використовуються так звані картограми електричних навантажень промислового підприємства (цехів), які дають уявлення про розподіл навантажень по площі, відповідно, всього підприємства або окремого цеху. Так звана картограма може будуватися як для активних, так і для реактивних навантажень або відображати рівень річного споживання електричної енергії.

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
						45
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Центр електричних навантажень являє собою символічний центр споживання електроенергії. Очевидно, що за припущення рівномірного розподілу навантажень, їх центр буде збігатися з центром ваги геометричної фігури, яка відображає план відповідного об'єкта (рис. 2.3).

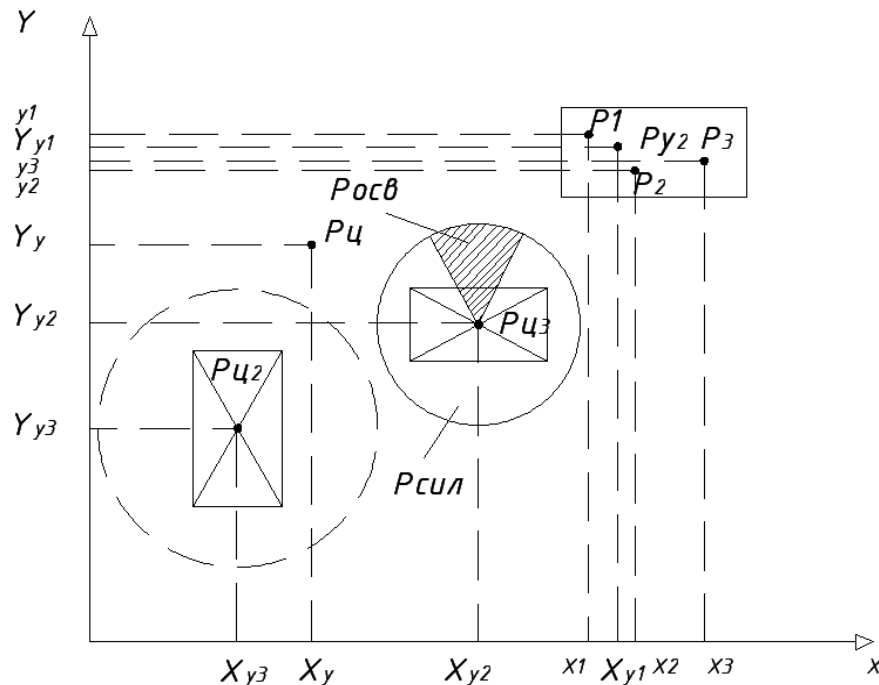


Рисунок 2.3 – Картограма навантажень

У загальному випадку координати центра навантажень будь-якої групи споживачів визначаються у такий спосіб.

$$x_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_i x_i T_{\max i}}{\sum_{i=1}^n P_i T_{\max i}}, \quad y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_i y_i T_{\max i}}{\sum_{i=1}^n P_i T_{\max i}},$$

де x_i, y_i – координати i -го ЕП потужністю P_i або відповідного центра навантажень сумарною потужністю P_i .

Після знаходження центра навантажень, з нього, вибравши деякий масштаб m , будується коло радіусом r_i , що власне й називається картограмою навантажень

$$r_i = \sqrt{\frac{P_i}{\pi m}},$$

де P_i – сумарне навантаження.

Таким чином, картограма навантажень допомагає визначити найраціональніші зони розміщення різноманітних електромережових споруд.

2.5 Розрахунок живлячих і розподільних мереж

При виборі перерізів лінії електричної мережі слід керуватись обрахунками, проведеними для післяаварійного режиму роботи. Мінімально допустимі перерізи мережі при напрузі до 1000 В необхідно відповідати таким вимогам:

1. Втрата напруги в післяаварійному режимі не повинна перевищувати на 5% максимально допустиму величину, за рівняння:

$$\Delta U_{п/а} \leq \Delta U_{доп} + 5\%, \quad (2.43)$$

2. Втрата напруги в нормальному режимі не має бути вище допустимої величини, за умови:

$$\Delta U \leq \Delta U_{доп}, \quad (2.44)$$

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
						47
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3. Струмове навантаження в нормальному режимі не повинне бути більшим за допустимої величини, визначеної з урахуванням умов прокладки кабельної лінії, за умови:

$$I_p \leq I_{\text{доп}} K_1 K_2, \quad (2.45)$$

де $I_{\text{доп}}$ – допустиме тривале струмове навантаження, яке визначається за довідковими даними з урахуванням марки кабелю (дроту) і способу його прокладки (у землі, в повітрі, в трубах і так далі);

K_1 – коефіцієнт, що враховує фактичні температурні умови експлуатації кабелю або повітряної лінії, $K_1 = 1$;

K_2 – коригуючий коефіцієнт, що враховує кількість паралельно прокладених і працюючих кабелів, $K_2 = 1$.

4. Струмове навантаження в післяаварійному режимі не повинне перевищувати допустиме значення, визначене з урахуванням відповідного коефіцієнта допустимого перевантаження:

$$I_p \leq I_{\text{доп}} K_1 K_2 K_{\text{пер}}, \quad (2.46)$$

де $K_{\text{пер}}$ – коефіцієнт допустимого перевантаження, який визначається з урахуванням умов прокладки, тривалості перевантаження і попереднього завантаження КЛ, $K_{\text{пер}} = 1,3$.

Навантаження об'єктів наведено в таблиці 2.4

Проведемо розрахунок на прикладі багатоквартирного будинку А:

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
						48
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$I_A = \frac{\sqrt{P_A^2 + Q_A^2}}{\sqrt{3}U_H}, \quad (2.47)$$

$$I_A = \frac{\sqrt{248,31^2 + 118,65^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 418,12 \text{ A},$$

Обираєм з каталогу найближче більше значення перерізу за умовою:

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{I_{A1}}{K_1 K_2 K_{\text{пер}}} \geq \frac{418,12}{1 \cdot 1 \cdot 1,3} \geq 321,63 \text{ A},$$

АВВГ 4×240, $I_{\text{доп}} = 330 \text{ A}$, $r_0 = 0,125 \text{ Ом/км}$, $x_0 = 0,0587 \text{ Ом/км}$.

Перевіряємо вибрану КЛ 0,4 кВ за допустимою втратою напруги:

$$\Delta U_{A1} = \frac{P_{A1} r_0 L_{\text{кл}}}{10 U_H^2} = \frac{248,31 \cdot 0,125 \cdot 0,1}{10 \cdot 0,38^2} = 2,15 \%,$$

Втрата напруги у післяаварійному режимі не повинна перевищувати допустиму величину +5%:

$$\Delta U_{A1} \leq \Delta U_{\text{доп}} + 5\% \rightarrow 2,15\% \leq 10 \%,$$

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
						49
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Перевірка задовільняє умову.

Для інших об'єктів розрахунок проводимо аналогічно та результати зводимо до таблиці 2.11.

Таблиця 2.11– Вибір перерізу ліній низької напруги

Об'єкт	I_p , А	L , км	Кабель	$I_{доп}$, А	$\Delta U \leq 10\%$
А	418,125	0,1	АВВГ 4х240	330	2,15
Б1	203,963	0,15	АВВГ 4х70	166	5,57
Б2	203,963	0,19	АВВГ 4х70	166	7,05
В	382,120	0,11	АВВГ 4х240	330	2,16
Е1	91,572	0,14	АВВГ 4х16	72	9,97
Е2	91,572	0,13	АВВГ 4х16	72	9,26
Ж1	356,271	0,17	АВВГ 4х240	330	3,10
Ж2	356,271	0,15	АВВГ 4х240	330	2,74
Р	319,183	0,14	АВВГ 4х240	330	2,50
Т	143,657	0,13	АВВГ 4х35	113	5,94
Л1	19,637	0,17	АВВГ 4х16	72	7,22
Л2	19,637	0,2	АВВГ 4х16	72	8,49
М	45,417	0,2	АВВГ 4х16	72	7,67

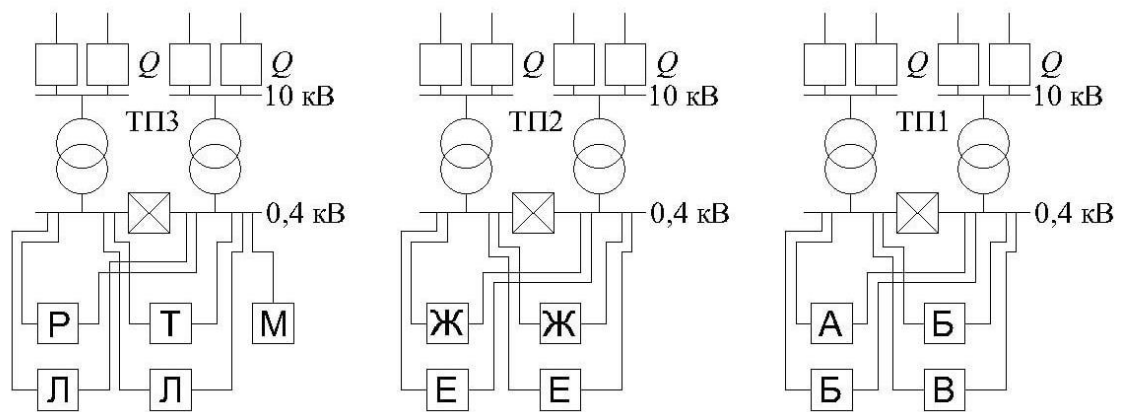


Рисунок 2.4 - Схема приєднання об'єктів радіально до ТП1-3

2.6 Вибір комутаційної апаратури розподільної мережі

Апаратами розподільних мереж називаються різноманітні пристрої та установки, які забезпечують надійне та ефективне розподілення електричної енергії від джерел живлення до кінцевих споживачів. Вони виконують функції управління, захисту та контролю електричних потоків у мережі. Розглянемо опис основних типів таких апаратів.

Високовольтні вимикачі (ВВ) є ключовими елементами у розподільних мережах, що використовуються для комутації ліній та трансформаторів під напругою до 110 кВ і вище. Вони здатні розривати електричні кола, у тому числі під час аварійних ситуацій, завдяки високій комутаційній здатності. Сучасні ВВ можуть бути виконані в масляному, вакуумному або газовому (SF₆) виконанні, кожен з яких має свої переваги та недоліки. Масляні вимикачі є традиційними, вакуумні відзначаються тривалим терміном служби та екологічною безпекою, а газові забезпечують високу надійність та малий розмір.

Роз'єднувачі (РЗ) використовуються для фізичного відокремлення ділянок мережі, що дозволяє безпечно проводити технічне обслуговування або ремонт. Вони не призначені для комутації під навантаженням, але можуть

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
						51
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

використовуватися для забезпечення видимого розриву в електричному колі, що необхідно для безпечного виконання робіт на відключених ділянках.

Запобіжники служать для захисту мережі від перевантажень і коротких замикань. У разі перевищення струмів спрацьовує плавка вставка, яка розриває електричний ланцюг, запобігаючи пошкодженню обладнання. Існують різні типи запобіжників, включаючи високовольтні, низьковольтні, з обмеженням потужності, кожен з яких призначений для специфічних умов експлуатації.

Трансформатори є невід'ємною частиною розподільних мереж, призначеною для перетворення напруги з одного рівня на інший. Основні типи включають силові трансформатори, розподільні трансформатори та вимірювальні трансформатори струму і напруги. Силові трансформатори використовуються для передачі енергії на великі відстані, розподільні – для живлення кінцевих споживачів, а вимірювальні – для забезпечення точності вимірювань та захисту.

Автоматичні вимикачі (АВ) поєднують функції вимикача і запобіжника, забезпечуючи захист від перевантажень і коротких замикань, а також можливість комутації ланцюгів. Вони широко використовуються в розподільних щитах для захисту окремих ліній і обладнання. Сучасні АВ можуть бути оснащені додатковими функціями, такими як дистанційне управління, моніторинг параметрів мережі та захист від дугових замикань.

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
						52
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.7 Розрахунок струмів короткого замикання та перевірка вибраних комутаційних апаратів і живлячих провідників за умов короткого замикання

2.7.1 Розрахунок струмів короткого замикання в електричній мережі вище 1кВ

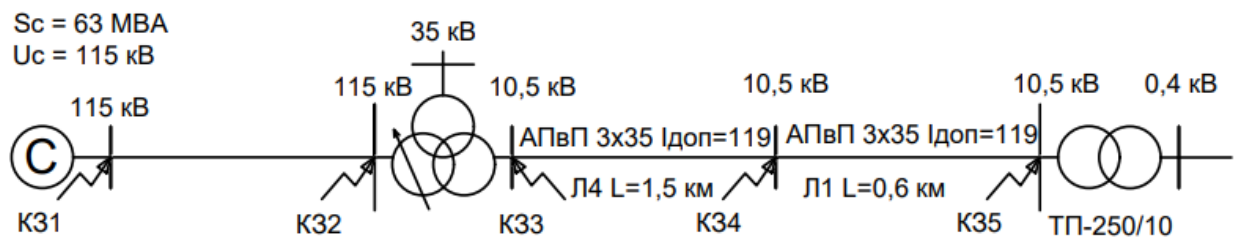


Рисунок 2.5 - Схема приєднання об'єктів

Таблиця 2.12 – Параметри елементів схеми

Позначення на РС	Кабельні та повітряна лінії марки АПвП та АС				
	Марка та переріз кабелю	L, км	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	$I_{доп}$, А
ПЛ	АС-120/19	20	0,244	0,42	199
Л4	АПвП 3х35	1,5	0,868	0,095	119
Л1	АПвП 3х35	0,6	0,868	0,095	119
Триобмотковий трансформатор ТДТН-63000/110					
Т1	S_H , МВА	U_{BH} , кВ	U_{CH} , кВ	U_{HH} , кВ	u_{KB-H} , %
	63	115	38,5	10,5	18
	u_{KB-C} , %	u_{KC-H} , %	ΔP_K , кВт	ΔP_{XX} , кВт	I_{K3} , %
	10,5	7	290	53	0,5

Визначаємо параметри елементів схеми заміщення.

$$U_6 = U_{BH} = 115 \text{ кВ},$$

Енергосистеми:

$$S_c = 4500 \text{ МВА},$$

$$x_c = x_c'' \frac{U_c^2}{S_c} = 0,2 \cdot \frac{115000^2}{4500000000} = 0,587 \text{ Ом},$$

$$E_c = \frac{U_6}{\sqrt{3}} = \frac{115}{\sqrt{3}} = 66,47.$$

Повітряна лінія ПЛ:

$$r_{ПЛ} = l_{ПЛ} r_{0ПЛ} = 20 \cdot 0,244 = 4,88 \text{ Ом},$$

$$x_{ПЛ} = l_{ПЛ} x_{0ПЛ} = 20 \cdot 0,42 = 8,2 \text{ Ом},$$

Кабельна лінія КЛ4:

$$r_{КЛ4} = r_{0КЛ4} l_{КЛ4} \left(\frac{U_6}{U_{HH}} \right)^2 = 0,868 \cdot 1,5 \cdot \left(\frac{115}{10,5} \right)^2 = 156,1 \text{ Ом},$$

$$x_{КЛ4} = x_{0КЛ4} l_{КЛ4} \left(\frac{U_6}{U_{HH}} \right)^2 = 0,095 \cdot 1,5 \cdot \left(\frac{115}{10,5} \right)^2 = 17,09 \text{ Ом}.$$

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
						54
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Кабельна лінія КЛ1:

$$r_{\text{КЛ1}} = r_{0\text{КЛ1}} \cdot l_{\text{КЛ1}} \cdot \left(\frac{U_6}{U_{\text{HH}}} \right)^2 = 0,868 \cdot 0,6 \cdot \left(\frac{115}{10,5} \right)^2 = 62,4 \text{ Ом},$$

$$x_{\text{КЛ1}} = x_{0\text{КЛ1}} \cdot l_{\text{КЛ1}} \cdot \left(\frac{U_6}{U_{\text{HH}}} \right)^2 = 0,095 \cdot 0,6 \cdot \left(\frac{115}{10,5} \right)^2 = 6,83 \text{ Ом}.$$

Для триобмоткових трансформаторів, в яких відносно-номінальні опори з'єднання трикутником, замінюються з'єднанням зіркою:

$$u_{\text{KB}} = \frac{(u_{\text{К.ВС}} + u_{\text{К.ВН}} - u_{\text{К.СН}})}{2} = \frac{(10,5 + 18 - 7)}{2} = 10,75\%,$$

$$u_{\text{KH}} = \frac{(u_{\text{К.ВН}} + u_{\text{К.СН}} - u_{\text{К.ВС}})}{2} = \frac{(18 + 7 - 10,5)}{2} = 7,25\%,$$

$$r_{\text{HH}} = r_{\text{CH}} = r_{\text{BH}} = \frac{\Delta P_{\text{к}} U_{\text{BH}}^2}{S_{\text{H}}} = \frac{290000 \cdot 115000^2}{63000000^2} = 0,97 \text{ Ом},$$

$$x_{\text{BH}} = \frac{U_{\text{KB}}\%}{100} \cdot \frac{U_{\text{BH}}^2}{S_{\text{H}}} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{115000^2}{63000000} = 22,57 \text{ Ом},$$

$$x_{\text{HH}} = \frac{U_{\text{KH}}\%}{100} \cdot \frac{U_{\text{BH}}^2}{S_{\text{H}}} = \frac{7,25}{100} \cdot \frac{11000^2}{63000000} = 15,2 \text{ Ом},$$

Еквівалентуємо схему заміщення відносно точок КЗ.

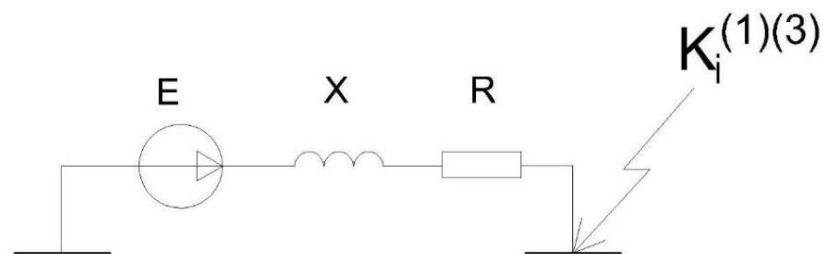


Рисунок 2.6– Еквівалентна схема заміщення для точки К₁⁽³⁾

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
						55
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$r_{\text{рез}} = 0,$$

$$x_{\text{рез}} = x_c = 0,587 \text{ Ом},$$

$$Z_{\text{рез}} = \sqrt{r_{\text{рез}}^2 + x_{\text{рез}}^2} = 0,587 \text{ Ом},$$

$$I_{K1} = \frac{E_c}{Z_{\text{рез}}} = \frac{66,395}{\sqrt{0^2 + 0,587^2}} = 113,1 \text{ кА},$$

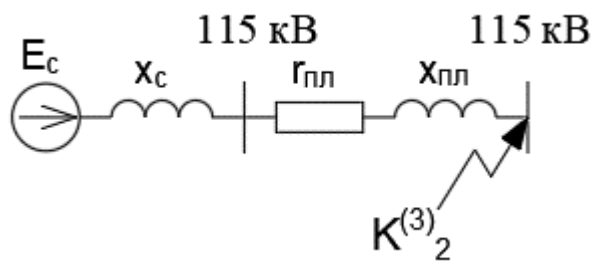


Рисунок 2.7– Еквівалентна схема заміщення для точки $K_2^{(3)}$

$$r_{\text{рез}} = r_{\text{пл}} = 4,88 \text{ Ом},$$

$$x_{\text{рез}} = x_c + x_{\text{пл}} = 0,587 + 8,2 = 8,797 \text{ Ом},$$

$$Z_{\text{рез}} = \sqrt{r_{\text{рез}}^2 + x_{\text{рез}}^2} = \sqrt{4,88^2 + 8,797^2} = 10,059 \text{ Ом},$$

$$I_{K2} = \frac{E_c}{Z_{\text{рез}}} = \frac{66,395}{10,059} = 6,6 \text{ кА},$$

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
						56
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

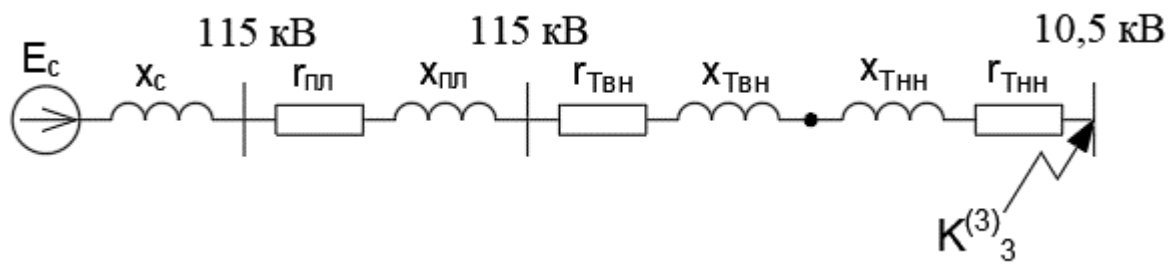


Рисунок 2.8 – Еквівалентна схема заміщення для точки $K_3^{(3)}$

$$r_{\text{рез}} = r_{\text{пл}} + r_{\text{ТВН}} + r_{\text{ТНН}} = 4,88 + 0,97 + 0,97 = 6,82 \text{ Ом},$$

$$x_{\text{рез}} = x_c + x_{\text{пл}} + x_{\text{ТВН}} + x_{\text{ТНН}} = 0,587 + 8,2 + 22,57 + 15,2 = 46,557 \text{ Ом},$$

$$Z_{\text{рез}} = \sqrt{r_{\text{рез}}^2 + x_{\text{рез}}^2} = \sqrt{6,82^2 + 46,557^2} = 47,053 \text{ Ом},$$

$$I_{K3} = \frac{E_c}{Z_{\text{рез}}} = \frac{66,395}{47,053} = 1,411 \text{ кА},$$

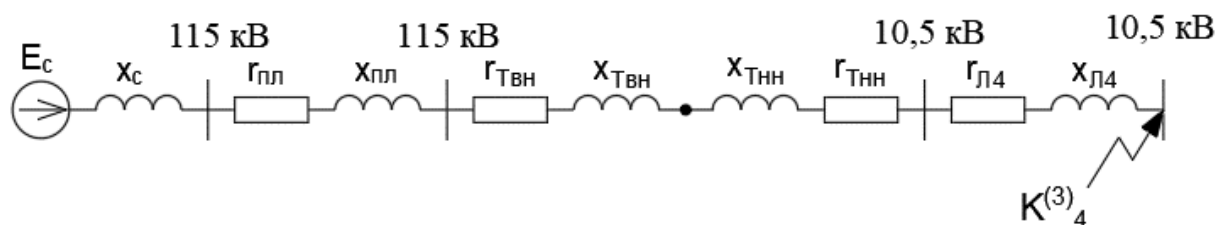


Рисунок 2.9 – Еквівалентна схема заміщення для точки $K_4^{(3)}$

$$r_{\text{рез}} = r_{\text{пл}} + r_{\text{ТВН}} + r_{\text{ТНН}} + r_{\text{Л4}} = 4,88 + 0,97 + 0,97 + 156,1 = 162,92 \text{ Ом},$$

$$x_{\text{рез}} = x_c + x_{\text{пл}} + x_{\text{ТВН}} + x_{\text{ТНН}} + x_{\text{Л4}} = 0,587 + 8,2 + 22,57 + 15,2 + 17,09 = 63,647 \text{ Ом},$$

$$Z_{\text{рез}} = \sqrt{r_{\text{рез}}^2 + x_{\text{рез}}^2} = \sqrt{162,92^2 + 63,647^2} = 174,911 \text{ Ом},$$

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		57

$$I_{K4} = \frac{E_c}{Z_{рез}} \frac{U_6}{U_{нн}} = \frac{66,395}{174,911} \cdot \frac{115}{10,5} = 4,157 \text{ кА},$$

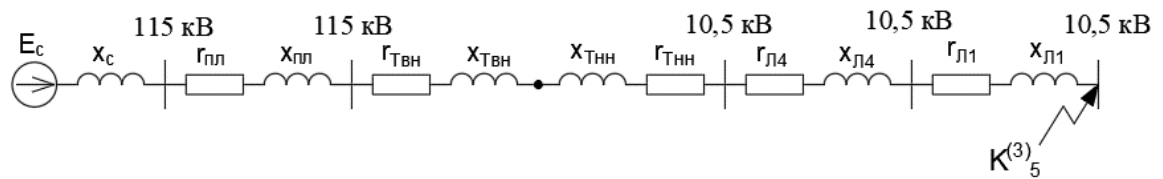


Рисунок 2.10 – Еквівалентна схема заміщення для точки $K_5^{(3)}$

$$r_{рез} = r_{пл} + r_{твн} + r_{тнн} + r_{л4} + r_{л1} = 4,88 + 0,97 + 0,97 + 156,1 + 62,4 = 225,32 \text{ Ом},$$

$$X_{рез} = X_c + X_{пл} + X_{твн} + X_{тнн} + X_{л4} + X_{л1} = 0,587 + 8,2 + 22,57 + 15,2 + 17,09 + 6,83 = 70,477 \text{ Ом},$$

$$Z_{рез} = \sqrt{r_{рез}^2 + X_{рез}^2} = \sqrt{225,32^2 + 70,477^2} = 236,084 \text{ Ом},$$

$$I_{K5} = \frac{E_c}{Z_{рез}} \frac{U_6}{U_{нн}} = \frac{66,395}{236,084} \cdot \frac{115}{10,5} = 3,08 \text{ кА},$$

Визначаємо інші електричні характеристики точки $K_5^{(3)}$.

Визначаємо сталу затухання аперіодичної складової:

$$T_{ак2} = \frac{X_{рез}}{\omega r_{рез}} = \frac{8,797}{2\pi \cdot 50 \cdot 4,88} = 0,0057 \text{ с},$$

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
						58
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де $\omega = 2\pi \cdot f$ - кутова частота.

Визначаємо ударний коефіцієнт, враховуючи значення сталої часу затухання аперіодичної складової та час настання ударного струму:

$$K_{yK2} = 1 + e^{-\frac{t}{T_{aK2}}} = 1 + e^{-\frac{0.01}{0.0057}} = 1,17,$$

Враховуючи значення над перехідного струму та ударного коефіцієнту, знаходимо ударне значення струму та максимальне діюче значення повного струму:

$$i_{yK2} = \sqrt{2} K_{yK2} I_{K2} = \sqrt{2} \cdot 1,17 \cdot 6,6 = 10,92 \text{ кА},$$
$$I_{дK2} = I_{K2} \sqrt{1 + 2(K_{yK2} - 1)^2} = 6,6 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,17 - 1)^2} = 6,78 \text{ кА}.$$

де i_{yK5} - ударне значення струму;

$i_{дK5}$ - найбільше діюче значення повного струму.

Розраховуємо значення теплового імпульсу, де враховуємо повний час проходження КЗ.

$$B_{K5} = I_{K2}^2 (t_{відкл} + T_{aK2}) = 6,6^2 \cdot (0,86 + 0,0057) = 37,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

де $t_{відкл} = t_3 + t_{вимик} = 0,8 + 0,06$ - час початку КЗ до його відключення, с, з врахуванням часу спрацювання захисту та повного часу вимикання вимикача з приводом, с.

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
						59
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Проводимо аналогічний розрахунок для всіх точок КЗ та зводимо результати у таблицю 2.13.

Таблиця 2.13 – Результати розрахунків струмів КЗ

Точка КЗ	$r_{\Sigma i}$	$x_{\Sigma i}$	I_i'' , кА	T_{aki} , с	$k_{уді}$	$i_{уді}$, кА	$I_{ді}$, кА	$B_{кі}$, кА ² ·с
K1	0	0,587	113,1	-	-	-	-	-
K2	4,88	8,797	6,6	0,0057	1,17	10,921	6,788	37,712
K3	6,82	46,557	1,411	0,0217	1,63	3,253	1,640	1,755
K4	162,92	63,647	4,157	0,0012	1	5,879	11,390	14,883
K5	225,32	70,477	3,08	0,0010	1	4,356	2,870	8,168

2.7.1.2 Розрахунок однофазного короткого замикання

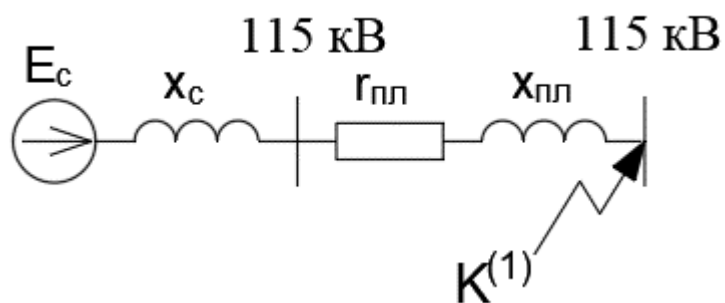


Рисунок 2.11 – Схема однофазного короткого замикання

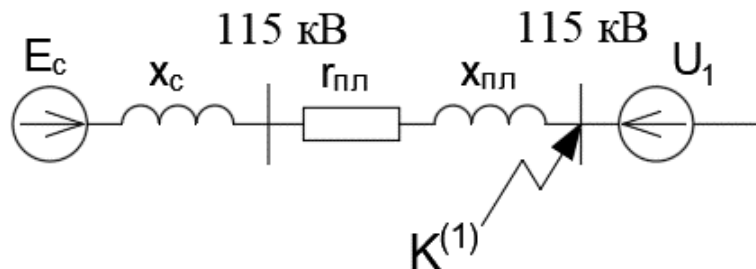


Рисунок 2.12 – Пряма схема заміщення

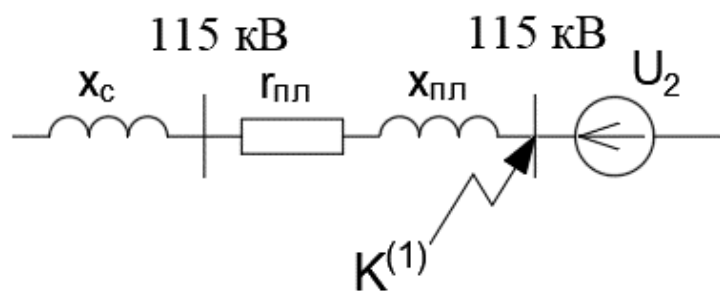


Рисунок 2.13 – Зворотня схема заміщення

$$r_{1рез} = r_{2рез} = r_{пл} = 4,88 \text{ Ом},$$

$$x_{1рез} = x_{2рез} = x_c + x_{пл} = 0,587 + 8,797 = 9,384 \text{ Ом},$$

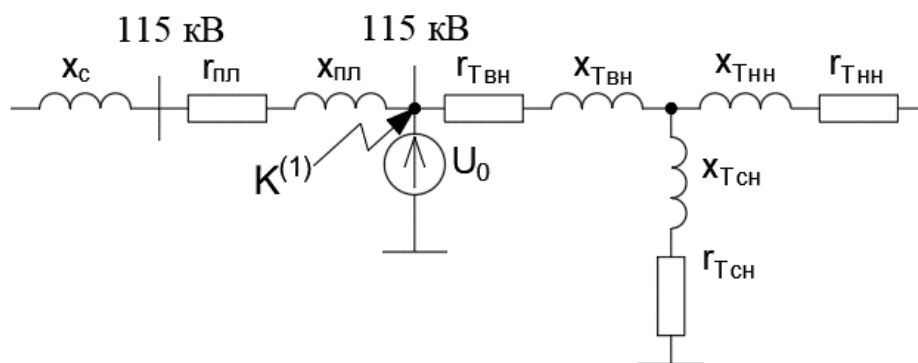


Рисунок 2.14– Нульова схема заміщення

$$r_{пл0} = 3,5 r_{пл} = 3,5 \cdot 4,88 = 17,08 \text{ Ом},$$

$$x_{пл0} = 3,5 \cdot x_{пл} = 3,5 \cdot 9,384 = 32,844 \text{ Ом},$$

$$I_{кз}^{(1)} = 19 \text{ кА}$$

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
						61
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

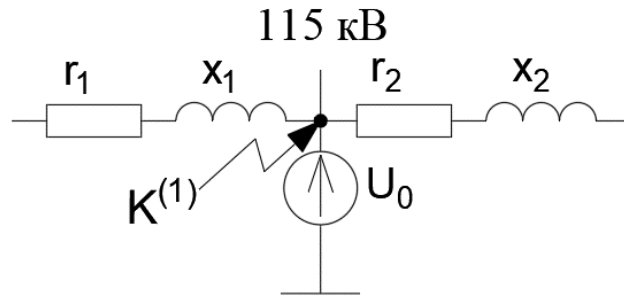


Рисунок 2.15 – Нульова схема заміщення

$$x_{c0} = \frac{3}{\sqrt{3}} \frac{E_c}{I_{K3}^{(1)}} - (x_{c1} + x_{c2}) = \frac{3}{\sqrt{3}} \cdot \frac{66,395}{19} - (0,587 + 0,587) = 4,878 \text{ Ом},$$

$$r_1 = r_{пл0} = 17,08 \text{ Ом},$$

$$r_2 = \frac{r_{HC} \cdot r_{CC}}{r_{HC} + r_{CC}} + r_{BC} = 1,44 \text{ Ом},$$

$$x_1 = x_{c0} + x_{пл0} = 4,878 + 32,844 = 37,722 \text{ Ом},$$

$$x_2 = \frac{x_{HC} \cdot x_{CC}}{x_{HC} + x_{CC}} + x_{BC} = \frac{15,2 \cdot (-0,525)}{15,2 - 0,525} + 22,57 = 22,02 \text{ Ом},$$

$$r_{0рез} = \frac{r_1 \cdot r_2}{r_1 + r_2} = \frac{17,08 \cdot 1,44}{17,08 + 1,44} = 1,328 \text{ Ом},$$

$$x_{0рез} = \frac{x_1 \cdot x_2}{x_1 + x_2} = \frac{37,722 \cdot 22,02}{37,722 + 22,02} = 13,903 \text{ Ом},$$

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
						62
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Тепер знаходимо струм КЗ в точці К⁽¹⁾

$$\begin{aligned} I_{\text{КЗ}}^{(1)} &= \frac{3 \cdot E_c}{\sqrt{(r_{1\text{рез}} + r_{2\text{рез}} + r_{0\text{рез}})^2 + (x_{1\text{рез}} + x_{2\text{рез}} + x_{0\text{рез}})^2}} \\ &= \frac{3 \cdot 66,395}{\sqrt{4,88 + 4,88 + 1,328)^2 + (32,844 + 32,844 + 13,903)^2}} \\ &= 2,47 \text{ кА.} \end{aligned}$$

2.7.2 Розрахунок струмів короткого замикання в електричній мережі нижче 1 кВ

Розрахунок трифазного короткого замикання

Опори збірних шин та їх з'єднання мають істотний вплив на струми КЗ в мережі до 1 кВ, а також трансформатори струму, розмикаючі котушки автоматичних вимикачів. Помітний вплив мають опори контактних з'єднань – болтових з'єднань шин, перехідний опір контакту в місці КЗ, також зажимних контактів апаратів.

Всі активні та індуктивні опори короткозамкнутого кола, будемо враховувати при розрахунках. Розрахунок проведемо в іменованих одиницях.

Вихідні дані:

Система: струм КЗ $I_5^3 = 3,08 \text{ кА}$

Приймаємо трансформатор типу ТП-250/10/0,4 з такими паспортними даними

$S_H = 400 \text{ кВ А}, U_{HB} = 10 \text{ кВ}, U_{HH} = 0,4 \text{ кВ},$

$\Delta P_{\text{КЗ}} = 4,6 \text{ кВт}, U_K = 4 \%, \Delta I_{xx} = 2,1\%, \Delta P_{xx} = 0,430 \text{ кВт}.$

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
						63
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Шини приєднання трансформатора до щита 0,4 кВ: $l_{\text{ш}} = 5\text{м}$, метал – Al, $r_{\text{ш.о}} = 0,1\text{ Ом/км}$, $x_{\text{ш.о}} = 0,13\text{ Ом/км}$, $S = 80 \times 8\text{ мм}^2$.

QF; тип АВМ 12П, $I_{\text{ном}} = 1200\text{А}$, QF_1 ; тип ВА-51-35М2, $I_{\text{ном}} = 250\text{А}$.

Трансформатор струму ТС: $r_{\text{ТС}} = 0,2\text{ мОм}$, $x_{\text{ТС}} = 0,5\text{ мОм}$.

Опори котушок включення автоматичних вимикачів: $X_{\text{КВ.SF}} = 0,07\text{ мОм}$, $R_{\text{КВ.SF}} = 0,13\text{ мОм}$.

Опори контактів автоматичних вимикачів: $r_{\text{К.SF}} = 0,14\text{ мОм}$, $R_{\text{б.х}} = 0,003\text{ мОм}$.

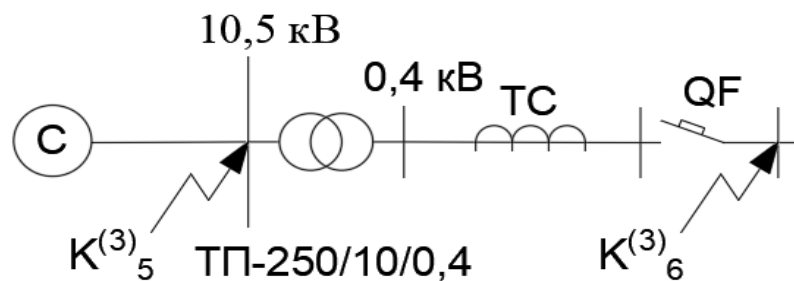


Рисунок 2.16 – Розрахункова схема

Розрахунок параметрів схеми заміщення у іменованих одиницях:

Опір системи:

$$x_c = \frac{U_{\text{HH}}^2}{\sqrt{3} \cdot I_5^3 \cdot U_{\text{HB}}} = \frac{0,4^2 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 3,08 \cdot 10,5} = 2,856\text{ мОм},$$

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		64

Опори трансформатора:

$$r_T = \frac{\Delta P_{K3} \cdot (U_{HH})^2 \cdot 10^6}{S_H^2} = \frac{4,6 \cdot 0,4^2 \cdot 10^6}{400^2} = 4,6 \text{ мОм},$$

$$x_T = \sqrt{\left(\frac{U_K}{100}\right)^2 - \left(\frac{\Delta P_{K3}}{S_H}\right)^2} \cdot \frac{(U_{HH})^2 \cdot 10^6}{S_H},$$

$$x_T = \sqrt{\left(\frac{4}{100}\right)^2 - \left(\frac{4,6}{400}\right)^2} \cdot \frac{(0,4)^2 \cdot 10^6}{400} = 15,324 \text{ мОм}.$$

Опори шин:

$$r_{ш} = r_{ш.0} \cdot l_{ш} \cdot 10^3 = 0,1 \cdot 0,005 \cdot 10^3 = 0,5 \text{ мОм},$$

$$x_{ш} = r_{ш.0} \cdot l_{ш} \cdot 10^3 = 0,13 \cdot 0,005 \cdot 10^3 = 0,65 \text{ мОм},$$

Активний опір болтового з'єднання:

$$r_{б.к} = 0,003 \text{ мОм},$$

Побудуємо СЗ для визначення струмів КЗ в точках К1-К2



Рисунок 2.17 – Схема заміщення

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
						65
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Еквалентуємо СЗ:

$$x_1 = x_c + x_T + x_{KB.SF} + x_{III} + x_{TC},$$

$$x_1 = 2,856 + 15,324 + 0,07 + 0,65 + 0,05 = 18,95 \text{ мОм},$$

$$r_1 = r_{III} + 4 \cdot r_{6.K} + r_{KB.SF} + r_T + r_{KSF} + r_{TC},$$

$$r_1 = 0,5 + 4 \cdot 0,003 + 0,13 + 4,6 + 0,14 + 0,2 = 5,582 \text{ мОм},$$

Виконаємо розрахунок надперехідного значення струму трифазного КЗ:

$$I_6^{(3)} = \frac{1,05 \cdot U_{HH} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{x_1^2 + r_1^2}} = \frac{1,05 \cdot 0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{5,582^2 + 18,95^2}} = 12,274 \text{ кА},$$

Розрахунок постійної часу згасання аперіодичного струму трифазного КЗ:

$$T_{ак6}^{(3)} = \frac{x_1}{\omega \cdot r_1} = \frac{18,95}{314 \cdot 5,582} = 0,01 \text{ с},$$

Розрахунок теплового імпульсу:

$$B_{к6}^{(3)} = I_6^{(3)^2} \cdot (t_{відімк} + T_{ак6}^{(3)}),$$

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
						66
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де $t_{\text{відімк}}$ -час від початку КЗ до вимкнення, с:

$$t_{\text{відімк}} = t_3 + t_{\text{вимик}} = 0,1 + 0,08 = 0,18 \text{ с},$$

$t_3 = 0,1$ - релейний захист – час спрацювання, с;

$t_{\text{вимик}} = 0,08$ - час вимкнення вимикача, с;

$$W_{\text{к6}}^{(3)} = 12,274^2 \cdot (0,18 + 0,01) = 28,623 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

Розрахунок ударного коефіцієнту:

$$k_{\text{уд6}}^{(3)} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{\text{ак6}}^{(3)}}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,01}} = 1,367 \text{ с},$$

$$i_{\text{уд6}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд6}}^{(3)} \cdot I_6^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,367 \cdot 12,274 = 16,778 \text{ кА},$$

Розрахунок найбільшого діючого значення струму короткого замикання:

$$I_{\text{у6}}^{(3)} = I_6^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{\text{уд6}}^{(3)} - 1)^2},$$

$$I_{\text{у6}}^{(3)} = 12,274 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,367 - 1)^2} = 13,828 \text{ кА}.$$

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
						67
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.7.2.2 Розрахунок струму однофазного КЗ

Проведемо розрахунок струму однофазного КЗ в $K_6^{(1)}$.

Схема заміщення прямої послідовності

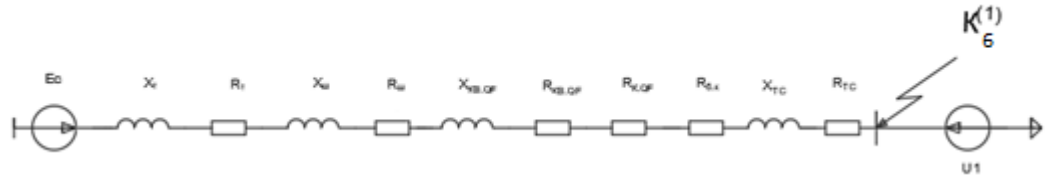


Рисунок 2.18 – СЗ прямої послідовності

$$x_1 = x_c + x_T + x_{KB.SF} + x_{ш} + x_{TC},$$

$$x_1 = 2,856 + 15,324 + 0,07 + 0,65 + 0,05 = 18,95 \text{ мОм},$$

$$r_1 = r_{ш} + 4 \cdot r_{б.к} + r_{KB.SF} + r_T + r_{KSF} + r_{TC},$$

$$r_1 = 0,5 + 4 \cdot 0,003 + 0,13 + 4,6 + 0,14 + 0,2 = 5,582 \text{ мОм},$$

Схема заміщення нульової послідовності:

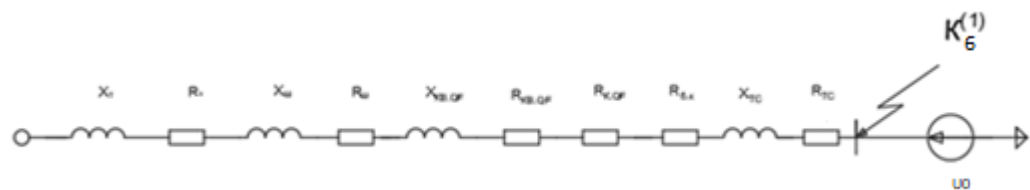


Рисунок 2.19 – Схема заміщення нульової послідовності

Опори нульової послідовності шин:

$$x_{ш.0} = 8,5 \cdot x_{ш} = 8,5 \cdot 0,65 = 5,53 \text{ мОм},$$

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
						68
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$r_{ш.0} = 10 \cdot r_{ш} = 10 \cdot 0,5 = 5 \text{ мОм},$$

Розрахунок евівалентних активних та індуктивних опорів нульової послідовності для $K_6^{(1)}$:

$$x_0 = x_{T0} + x_{кв.QF0} + x_{ш0} + x_{TC0},$$

$$x_0 = 15,324 + 0,07 + 5,53 + 0,05 = 20,974 \text{ мОм},$$

$$r_0 = r_{T0} + 4 \cdot r_{б.к0} + r_{к.QF0} + r_{кв.QF0} + r_{ш.0} + r_{TC0},$$

$$r_0 = 5 + 4 \cdot 0,003 + 0,13 + 4,6 + 0,14 + 0,2 = 10,082 \text{ мОм},$$

Діюче значення періодичної складової струму однофазного КЗ:

$$I_6^{(1)} = \frac{(1,05 \cdot U_{HH}) \cdot 10^3 \cdot T^{(1)}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot r_1 + r_0)^2 + (2 \cdot x_1 + x_0)^2}},$$

де x_0 та r_0 - індуктивний та активний опір схеми заміщення нульової послідовності:

$$I_6^{(1)} = \frac{(1,05 \cdot 0,4) \cdot 10^3 \cdot 3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot 5,582 + 10,082)^2 + (2 \cdot 18,95 + 20,974)^2}} = 11,622 \text{ кА},$$

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
						69
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Розрахунок постійної часу згасання аперіодичного струму КЗ:

$$T_{ак6}^{(1)} = \frac{2 \cdot x_1 + x_0}{2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot (2 \cdot r_1 + r_0)} = \frac{2 \cdot 18,95 + 20,974}{314 \cdot (2 \cdot 5,582 + 10,082)} = 0,008с,$$

Розрахунок ударного коефіцієнту:

$$k_{уд6}^{(1)} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{ак6}^{(1)}}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,008}} = 1,3 с,$$

Розрахунок ударного струму для $K_6^{(1)}$:

$$i_{уд6}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot k_{уд6}^{(1)} \cdot I_6^{(1)} = \sqrt{2} \cdot 1,3 \cdot 11,622 = 21,366 \text{ кА},$$

Розрахунок найбільшого значення повторного струму КЗ:

$$I_{y6}^{(1)} = I_6^{(1)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{уд6}^{(1)} - 1)^2},$$

$$I_{y6}^{(1)} = 11,622 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,3 - 1)^2} = 12,624 \text{ кА},$$

Розрахунок теплового імпульсу:

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
						70
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$B_{к6}^{(1)} = I_6^{(1)^2} \cdot (t_{\text{відімк}} + T_{\text{ак6}}^{(1)}),$$

де $t_{\text{відімк}}$ -час від початку КЗ до вимкнення, с:

$$t_{\text{відімк}} = t_3 + t_{\text{вимик}} = 0,1 + 0,08 = 0,18\text{с},$$

$t_3 = 0,1$ - релейний захист – час спрацювання, с;

$t_{\text{вимик}} = 0,08$ -час вимкнення вимикача, с;

$$B_{к1}^{(1)} = 11,622^2 \cdot (0,18 + 0,008) = 25,393 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

2.7.2.3 Перевірка вибраних комутаційних апаратів і провідників та висновки

Дані комутаційного апарату та умови перевірки занесені в таблицю 2.14.

Таблиця 2.14 – Перевірка комутаційних апаратів 0,4 кВ

Напруга	Вибраний елемент	Параметри	Умови перевірки	Розрахункові дані	Каталожні дані
0,4 кВ	ФМС3/3U 3P 250А 50кА	Струм динамічної стійкості	$i_{y0} \leq i_{\text{max}}$ $I'' \leq I_{\text{вимик}}$	33,88 19,678	50кА
		Тепловий імпульс	$B_{\kappa} \leq I_{\text{т.с}}^2 t_{\text{т.с}}$	57,895	$1200\text{кА}^2 \cdot \text{с}$

З таблиці 2.14 можна побачити що обраний апарат відповідає вимогам та підходить для даного випадку.

Таким чином, в проєкті проведено розрахунок однофазного та трифазного струмів КЗ. Також проведено перевірку комутаційних апаратів.

2.8. Розрахунок параметрів струмової відсічки

Струмова відсічка є важливим захисним механізмом, що використовується для мінімізації наслідків короткого замикання в електричних мережах. Її робота ґрунтується на тому, що при виникненні пошкодження на захищеній ділянці, струм короткого замикання значно збільшується, причому цей струм зростає тим більше, чим ближче місце замикання знаходиться до джерела живлення.

Для того, щоб розрізнити пошкодження в зоні відповідальності захисту від пошкодження за її межами, поріг спрацювання струмового захисту встановлюють вище максимального значення струму короткого замикання, який може виникнути при пошкодженні за межами захищеного елемента.

Струмова відсічка захищає лише певну ділянку електричної лінії і не може бути єдиним або основним видом захисту. Однак, в деяких випадках, таких як радіальні лінії з одним джерелом живлення, струмова відсічка може забезпечити захист всієї лінії. Це можливо, якщо допустити її спрацювання при пошкодженні, наприклад, в трансформаторі.

Розглянемо розрахунок струмової відсічки для лінії з напругою 10 кВ та трансформатора зі спадною напругою 10/0,4 кВ. Також буде представлена схема захисту. Для цього надамо конкретні вихідні дані, такі як параметри лінії і трансформатора, а також вимоги до захисту, які ми будемо брати з електричної частини проєкту.

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
						72
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Зокрема, розрахунок струмової відсічки включає визначення струму короткого замикання, оцінку максимального струму, який може протікати за межами захищеної ділянки, та встановлення порогу спрацювання захисту. Схема захисту буде включати розташування захисних пристроїв і їх з'єднання з іншими елементами електричної мережі для забезпечення надійного захисту від коротких замикань.

На рисунку зображено схему завдання

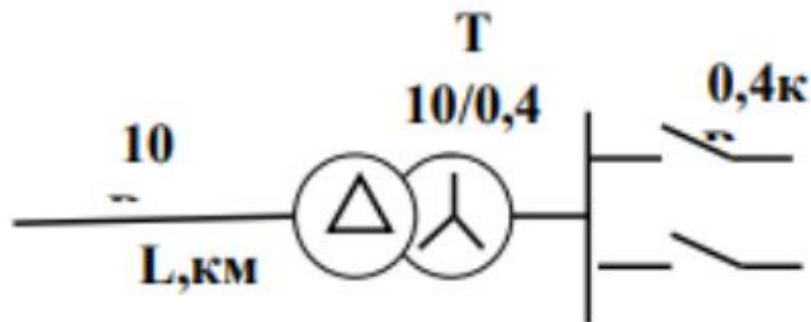


Рисунок 2.20 – Схема завдання

Струм спрацювання СВ повинен бути більшим за максимальний струм к.з. у місці підключення найближчого до РТП трансформатора 10/0,4 кВ.

1. Розраховуємо струм спрацювання відсічки за умови:

$$1) I_{\text{сп.СВ}} \geq k_{\text{н}} \cdot I_{\text{к max}},$$

$$I_{\text{сп.СВ}} \geq 1,1 \cdot 570,12 = 627,13 \text{ A},$$

$$2) I_{\text{сп.СВ}} \geq \frac{(4 \dots 5) \sum S_{\text{н.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}$$

$$I_{\text{сп.СВ}} \geq \frac{4,5 \cdot 2500}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 618,5 \text{ A}.$$

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
						73
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$I_{k\max}$, — Максимальний струм к.з. (I_K^3) у точці підключення найближчого до РП трансформатора 10/0,4 кВ, А;

k_H — коефіцієнт надійності (для реле РТ-40 $k_H = 1,2 \dots 1,3$; для реле РТ-80 та 84/1 і РТМ $k_H = 1,1 \dots 1,6$)

$\sum S_{H.тр}$ — сумарна потужність трансформаторів ТП 10/0,4 кВ, що живляться від лінії 10 кВ, кВА.

В якості струму спрацьовування відсічки вибираємо більше із отриманих значень:

$$I_{сп.СВ} = 627 \text{ А.}$$

2. Визначаємо струм спрацьовування реле відсічки:

$$I_{сп.р.СВ} = \frac{I_{сп.СВ} \cdot k_{сх}^{(3)}}{k_{mc}},$$

$$I_{сп.р.СВ} \geq \frac{627 \cdot 1}{\frac{75}{5}} = 41,8 \text{ А.}$$

$I_{сп.р.СВ}$ — найбільше із значень, що отримані за виразами із першого пункту;

$k_{сх}^{(3)}$ — коефіцієнт схеми;

k_{mc} — коефіцієнт трансформації трансформатора струму.

3. Визначаємо кратність відсічки (для реле РТ-84/1)

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
						74
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$K_{\text{відс}} = \frac{I_{\text{сп.р.СВ}}}{I_{\text{у.р.МСЗ}}},$$

$I_{\text{у.р.МСЗ}}$ – струм уставки МСЗ реле РТ-84/1

$$K_{\text{СВ}} = \frac{41,8}{15} = 2,78$$

Умова виконується, так як кратність відсічки для реле типу РТ-84/1 може мати значення: 2, 4, 6, 8, 12, 16. Приймаємо $K_{\text{СВ}} = 8$.

4. Визначаємо уточнений струм спрацьовування реле СВ:

$$I'_{\text{сп.р.СВ}} = I_{\text{у.р.МЗС}} \cdot k_{\text{СВ}} \quad I'_{\text{сп.р.СВ}} = 15 \cdot 6 = 90 \text{ А.}$$

4. Дійсне (уточнене) значення струму спрацьовування відсічки:

$$I'_{\text{сп.СВ}} = \frac{k_{\text{т.с}} \cdot I'_{\text{у.р.СВ}}}{k_{\text{сх}}},$$

$$I'_{\text{сп.СВ}} = \frac{75/5 \cdot 90}{1} = 1350 \text{ А.}$$

5. Виконуємо перевірку струмової відсічки на чутливість:

$$K_{\text{ч.СВ}} = \frac{I_{\text{к}}^{(3)}}{I_{\text{у.р.СВ}}} \cdot \frac{k_{\text{сх.min}}}{k_{\text{т.с}}},$$

$$K_{\text{ч.СВ}} = \frac{4280}{90} \cdot \frac{1}{\frac{75}{5}} = 3,17.$$

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
						75
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$I_K^{(3)}$ – струм к.з. у місці встановлення захисту в найбільш сприятливому за умовами чутливості режимі (трифазне к.з.).

$k_{сх.min}$ – мінімальне значення коефіцієнта схеми

Для захистів повітряних ліній $k_{сх.min} \geq 1,2$

$3 > 1,2$ – умова виконується.

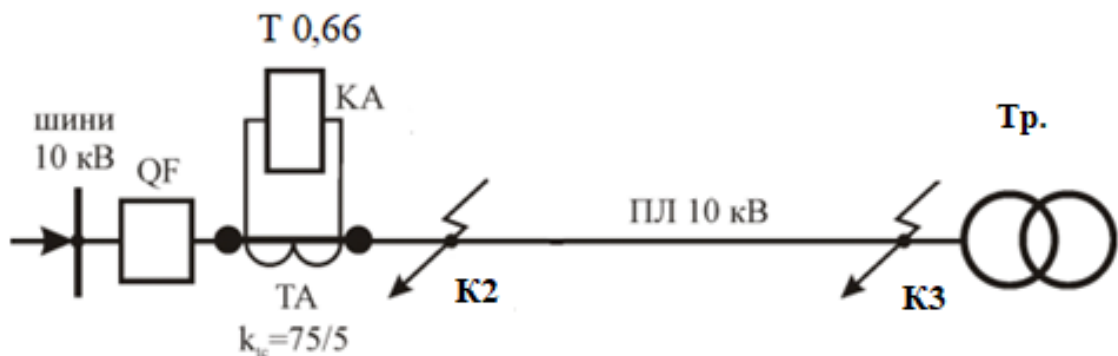


Рисунок 2.21 - Розрахункова схема ПЛ 10 кВ

Висновки для розділу

В цьому розділі надано стислу характеристику об'єкта проектування, проведено розрахунок електричних навантажень для комунально-побутових, громадських та промислових споживачів електроенергії, а також розроблено загальну схему електропостачання міста.

На основі розрахункових даних було вибрано та перевірено на допустиме падіння напруги кабельні лінії марки АВВГ, які забезпечують живлення побутових споживачів. Для електромеханічного цеху підібрано комутаційні пристрої, зокрема роз'єднувачі, автоматичні вимикачі, трансформатори струму та силові шафи.

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
						76
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Проведено визначення та аналіз однофазних і трифазних струмів короткого замикання в мережах з напругою до і понад 1000 В. Використовуючи отримані результати, перевірено комутаційні пристрої на електродинамічну та термічну стійкість, а також розраховано максимальний струмовий захист кабельних ліній 10 кВ.

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
						77
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3 ОСОБЛИВОСТІ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ В СИСТЕМАХ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ З ЛОКАЛЬНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ

3.1 Основні принципи регулювання напруги в системах електропостачання загального призначення

Впровадження розподіленої генерації (РГ), зокрема, нерегульованих джерел енергії, суттєво впливає на якість електроенергії в розподільчих мережах. Це стосується, перш за все, відхилень, коливань та провалів напруги, а також її гармонійних спотворень.

Наслідки таких впливів різняться залежно від типу порушення. Коливання напруги та тривалі зміни її режиму (відхилення від номінального значення) потребують різних методів вирішення.

Особливої уваги потребує забезпечення допустимих відхилень напруги. В традиційних розподільчих системах це досягається за допомогою централізованих засобів регулювання. Проте, нестабільність та випадковість вихідної потужності РГ, а також розбіжність режимів максимуму генерації та споживання, ускладнюють цю задачу.

Зміна поточкорозподілу в лініях електропередач призводить до неефективності централізованого регулювання напруги, що негативно впливає на якість електроенергії для всіх споживачів.

Ще однією проблемою є раптові зміни вихідної потужності ДРГ через зміну швидкості вітру чи сонячної радіації. Це призводить до коливань режиму напруги та безперервного спрацьовування РПН трансформатора, що, в свою чергу, викликає небажані коливання напруги.

					ОН-01-023 010 ПЗ			
Зм.	Кільк.	№ док.	Підпис	Дата				
Розробив		Хоренко А.Б.			ОСОБЛИВОСТІ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ В СИСТЕМАХ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ З ЛОКАЛЬНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ		Аркуш	Аркущів
Перевірив		Попов В.А.					78	111
Н. контр.		Ярмолюк О.С.					НН ІЕЕ, ОЕ-01	

Важливо зазначити, що вищезазначені проблеми потребують комплексних рішень, які включають:

- Розробку та впровадження нових методів та технологій регулювання напруги в розподільних мережах з РГ.
- Використання систем накопичення енергії для згладжування коливань потужності від РГ.
- Застосування інтелектуальних систем керування розподільними мережами.
- Вдосконалення нормативно-правової бази, що регулює роботу РГ та розподільчих мереж.

Практичний досвід багатьох країн свідчить, що поширення використання у системах розподілу електричної енергії локальних джерел енергії різноманітного характеру, перш за все нерегульованих, може здійснювати суттєвий вплив практично на весь спектр показників якості електричної енергії, серед яких, насамперед, слід відзначити відхилення, коливання та провали, напруги, її гармонійні спотворення.

Зрозуміло, що шляхи подолання наслідків, пов'язаних із коливаннями напруги, тривалими змінами режиму напруги (її відхиленнями від номінального значення), появою вищих гармонік будуть суттєво різними. Особливої уваги потребує забезпечення припустимих відхилень напруги, що у традиційних розподільних системах має забезпечуватися шляхом відповідного налаштування та використання централізованих засобів регулювання напруги.

Проблеми, які при цьому виникають, пов'язані не тільки з випадковістю та нестабільністю вихідної потужності, що генерується, зокрема, відновлюваними джерелами енергії, які інтегруються у розподільні мережі, але, найчастіше, і розбіжністю у часі режимів максимуму генерації та

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
						79
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

максимального електроспоживання. Це призводить у багатьох випадках до істотної зміни поточкорозподілу в окремих розподільних лініях по відношенню до режиму електроспоживання основної маси споживачів, які отримують живлення від загальної шини (трансформатора) підстанції. Зазначені обставини істотно впливають на ефективність централізованого регулювання напругою, що безпосередньо впливає на якість електроенергії на затискачах усієї маси електроприймачів.

Ще одна складність реалізації ефективного керування напругою в розподільних мережах пов'язана з тим, що раптова зміна швидкості вітру або сонячної радіації призводить до зміни вихідної потужності локальних джерел генерації, а, відповідно, і режиму напруги, що може призвести до безперервного спрацьовування пристрою регулювання напруги під навантаженням (РПН) трансформатора. Це, по суті, і викликає коливання напруги, у той час як самі по собі коливання вихідної потужності джерел генерації у більшості випадків не мають такого істотного впливу на зміни напруги.

У літературі розглядалось декілька шляхів виходу з цієї ситуації, які були визначені достатньо давно, та, серед інших, включали обмеження потужності відновлюваних джерел енергії [7], управління потоками реактивної потужності, зокрема, через використання інверторного інтерфейсу [8], залучення установок зберігання енергії (УЗЕ) [9].

Окремо, кожне з наведених рішень має свої недоліки. Малоімовірно, що власники локальних джерел генерації погодяться на зменшення обсягів енергії, яка ними виробляється, або ці втрати потенційного прибутку мають бути відповідним чином скомпенсовані. Збільшення перетікань реактивної потужності вимагає застосування інверторів з більш високою номінальною потужністю, що призводить як до зростання їхньої вартості, так і величини втрат потужності. Використання УЗЕ вимагає не тільки додаткових

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
						80
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

інвестицій, але й вирішення питань щодо визначення необхідних параметрів, місць розташування та принципів керування їхньою роботою.

Таким чином, радикальним рішенням може бути або відмова від централізованого регулювання напруги та переорієнтація на децентралізоване (принаймні для окремих розподільних ліній), що потребує суттєвої перебудови існуючих систем розподілу електричної енергії, або комплексне вирішення завдання шляхом адаптації традиційних методів централізованого регулювання напруги до умов наявності локальних джерел енергії з одночасним оптимальним використанням зазначених вище можливостей цілеспрямованого впливу на режими напруги.

3.2 Адаптація методу визначення закону регулювання напруги у центрах живлення

Будь-який із існуючих методів керування напругою у розподільних мережах, ставить за мету забезпечення її рівнів у всіх електроприймачів максимально наближених до номінального значення. Достатньо поширена та використовувана на практиці методика визначення параметрів засобів централізованого регулювання напруги у традиційних розподільних системах [6], полягає в тому, щоб у кожний момент часу t забезпечити добавку напруги на трансформаторі у центрі живлення $E_{\text{П}}$, яка дорівнює сумі середньозважених за потужністю втрат напруги від шини підстанції до центру навантажень усіх N розподільних трансформаторів, які від неї одержують живлення. При цьому в процесі розрахунку враховують втрати напруги в розподільній мережі до певного розподільного трансформатора, втрати напруги в самому трансформаторі та в його низьковольтній мережі, а також обрані попередньо добавки напруги на розподільних трансформаторах E_{TR} .

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
						81
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

У загальному випадку середньозважені за потужністю втрати напруги до умовного центру навантаження кожної ТП d - ої ($d = 1, \dots, D$) розподільної лінії визначаються наступним чином

$$\Delta U_{dnt} = \sum_{\ell=1}^{M_{dLn}} \Delta U_{d\ell t} + \Delta U_{dTRnt} + \frac{\sum_{m=1}^{M_{dCn}} \Delta U_{dnmt} P_{dnmt}}{\sum_{m=1}^{M_{dCn}} P_{dnmt}} = \Delta U_{dLnt} + \Delta U_{dTRnt} + \Delta U_{dCnt}, \quad (3.1)$$

де M_{dLn} - кількість ділянок розподільної лінії на шляху живлення n –ої ТП;

M_{dCn} - кількість споживачів в мережі низької напруги n –ої ТП;

$\Delta U_{d\ell t}$ - втрата напруги на ℓ - ій ділянці розподільної лінії у t – ому режимі;

ΔU_{dTRnt} - втрата напруги в трансформаторі n –ої ТП у t – ому режимі;

ΔU_{dnmt} - втрата напруги від шин низької напруги n –ої ТП до її m – го споживача потужністю P_{dnmt} у t – ому режимі;

ΔU_{dLnt} - втрата напруги в d – ій розподільній лінії до n –ої ТП у t – ому режимі;

ΔU_{dCnt} - втрата напруги до умовного центру навантажень n –ої ТП у t – ому режимі.

На підставі отриманих згідно (.1) результатів з`являється обґрунтування для вибору відгалужень ПБЗ, а, відповідно, і надбавок напруги (E_{TRn}) в окремих розподільних трансформаторах кожної d – ої розподільної лінії , виходячи з умови

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
						82
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$E_{TRn} \leq \left| \frac{\sum_{t=1}^T (\Delta U_{dLnt} + \Delta U_{dTRnt} + \Delta U_{dCnt}) P_{dnt}}{\sum_{t=1}^T P_{dnt}} \right|, n = 1, \dots, N_d, \quad (3.2)$$

де P_{dnt} - навантаження трансформатору n – ої ТП d – ої розподільної лінії у t – ому режимі, N_d - кількість ТП в d – ій розподільної лінії.

Таким чином, принцип вибору закону регулювання у центрі живлення полягає у визначенні таких рівнів напруги на його шинах, які б забезпечували для будь-якого періоду часу компенсацію середньозваженої втрати напруги до умовного центру навантаження кожної ТП з урахуванням усіх розподільних ліній, тобто

$$E_{Plt} = - \frac{\sum_{d=1}^D E_{dt} \sum_{n=1}^{N_d} P_{dnt}}{\sum_{d=1}^D \sum_{n=1}^{N_d} P_{dnt}}, \quad (3.3)$$

де P_{dnt} - навантаження n – ої ТП d – ої розподільній лінії у t – ому режимі;

$$E_{dt} = \frac{\sum_{n=1}^{N_d} (E_{TRn} - \Delta U_{dnt}) P_{dnt}}{\sum_{n=1}^{N_d} P_{dnt}}, t = 1, \dots, T; \quad (3.4)$$

E_{TRn} - добавка напруги створювана ПБЗ n – ої ТП d – ої розподільній лінії;

ΔU_{dnt} визначається згідно (3.1).

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
						83
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Для традиційних розподільних мереж розрахунки згідно (3.1) - (3.4) є тривіальною задачею. У той же час, за умов наявності в мережах локальних джерел енергії, при виконанні зазначених розрахунків мають бути враховані наступні особливості.

При розрахунку втрат напруги в мережах низької напруги, вплив локальних джерел енергії враховується лише за умов приєднання останніх безпосередньо до ввідно-розподільних пристроїв споживачів.

Вихідна потужність локальних джерел генерації, а також УЗЕ в режимі розрядження у період їх функціонування (відповідно $t \in t_{\text{ПГ}}$ та $t \in t_f^-$) розглядається як від'ємне навантаження. Якщо виявляється, що у певній лінії низької напруги в окремі періоди часу змінюється напрямок поточкорозподілу на протилежний, то втрата напруги в ній, відповідно, буде мати від'ємне значення, оскільки при цьому потужність, що генерується локальним джерелом або УЗЕ, перевищує навантаження споживача. Потужність УЗЕ у період її зарядження ($t \in t_f^+$) враховується як додаткове навантаження.

У разі присутності в мережі трансформаторних підстанцій ($k = 1, \dots, K$) з приєднаними до них локальними джерелами енергії та/або УЗЕ, втрата напруги (у відсотках) у них корегується наступним чином

$$\delta(\Delta U_{\text{TRkt}}) = -\frac{P_{\text{ПГkt}} R_{\text{TRk}}}{10U_{\text{Bkt}}^2} - \frac{Q_{\text{ПГk}} X_{\text{TRk}}}{10U_{\text{Bkt}}^2} + [a] \frac{P_{\text{фkt}} R_{\text{TRk}}}{10U_{\text{Bkt}}^2} + [a] \frac{Q_{\text{фkt}} R_{\text{TRk}}}{10U_{\text{Bkt}}^2}, \quad t \in t_{\text{ПГ}}, t \in t_f, \quad (3.5)$$

де $P_{\text{ПГkt}}$, $Q_{\text{ПГk}}$ — значення активної та реактивної потужності, що генерується з боку локальних джерел генерації у t — ому режимі ($t \in t_{\text{ПГ}}$);

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
						8
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

R_{TRk} , X_{TRk} — відповідно, активний і реактивний опори k — го трансформатора ТП;

U_{Bkt} — рівень напруги на шинах високої напруги ТП у t -му режимі;

$[a]$ — параметр, значення якого залежить від режиму роботи УЗЕ: $[a] = -1$ — у разі роботи УЗЕ в режимі розрядження ($t \in t_f^-$), $[a] = 1$ — у разі роботи УЗЕ в режимі зарядження ($t \in t_f^+$);

P_{fkt} , Q_{fkt} — значення активної та реактивної потужності УЗЕ, відповідно, у режимі їх розрядження ($t \in t_f^-$) або зарядження ($t \in t_f^+$).

Варто зазначити, що у певних режимах, якщо генерація з боку локальних джерел генерації або УЗЕ в умовах розряду перевищує навантаження трансформатору, в ньому виникають реверсивні потоки потужності та, відповідно, скореговані втрати напруги будуть мати від'ємне значення.

Вплив локальних джерел генерації й УЗЕ на втрати напруги від шин підстанції до ТП залежить від взаємного розташування трансформатора, до якого розраховується втрата напруги, та трансформаторів, до яких підключено зазначені локальні джерела енергії. У даному випадку розрахунки доцільно вести окремо для кожної з розподільних ліній ($d = 1, \dots, D$), приєднаних до шин підстанції. При цьому в періоди роботи зазначених засобів генерування й УЗЕ втрати напруги до кожної ТП обчислюють (корегують) по чергово, враховуючи вплив кожного з локальних джерел енергії окремо.

Наприклад, у разі появи в мережі УЗЕ, встановленого у вузлі s , відповідне значення втрат напруги до кожного n -го розподільного трансформатора ($n = 1, \dots, N_d$) d -тої розподільної лінії ($d = 1, \dots, D$) корегується наступним чином:

- у режимі зарядження втрати напруги (у відсотках) зростають на величину

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
						85
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\delta(\Delta U_{dLnt}) = P_{dfst} \sum_{i \in \Pi n, s} \frac{R_i}{10U_{it}^2} + Q_{dfst} \sum_{i \in \Pi n, s} \frac{X_i}{10U_{it}^2}, \quad t \in t_f^+, \quad d = 1, \dots, D; \quad (3.6)$$

- у режимі розрядження втрати напруги (у відсотках) зменшуються на величину

$$\delta(\Delta U_{dLnt}) = -P_{dfst} \sum_{i \in \Pi n, s} \frac{R_i}{10U_{it}^2} - Q_{dfst} \sum_{i \in \Pi n, s} \frac{X_i}{10U_{it}^2}, \quad t \in t_f^-, \quad d = 1, \dots, D; \quad (3.7)$$

де P_{dfst} , Q_{dfst} – вихідна потужність УЗЕ встановленого в s -му вузлі d - ої розподільної лінії у t – ому режимі;

$t \in t_f$ – час роботи УЗЕ відповідно у режимах зарядження $t \in t_f^+$ та розрядження $t \in t_f^-$;

$i \in \Pi n, s$ означає, що підсумовуються опори R_i та X_i тільки тих ділянок мережі, які одночасно перебувають на шляху живлення вузлів навантаження n та s .

Таким чином, при використанні відповідних залежностей щодо визначенням закону регулювання напруги у центрі живлення, мають бути прийняті до уваги особливості розрахунку втрат напруги в усіх елементах мережі, пов'язані з наявністю в ній і особливістю роботи локальних джерел генерації й УЗЕ, які були розглянуті вище.

3.3 Регулювання потоків активної та реактивної потужностей

На практиці у багатьох випадках складається ситуація, коли локальні енергетичні ресурси інтегруються переважно в окрему розподільну лінію. Тому її характеристики визначені згідно (3.4) суттєво відрізняються від аналогічних характеристик решти розподільних ліній принаймні в окремі періоди часу. Це значно ускладнює визначення закону регулювання напруги,

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
						86
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

який би задовольняв усіх споживачів центру живлення з точки зору забезпечення припустимих відхилень напруги.

Як вже зазначалося вище, одним з можливих шляхів вирішення зазначеної проблеми є примусова зміна поточкорозподілу в лінії з локальними джерелами енергії за рахунок їх раціонального (у певному сенсі) використання.

Для цієї мети визначається $E_{\Pi_{lav}}$ – значення показника (3.3) для групи розподільних ліній, які мають схожі режимні характеристики. Керуючи впливи, які повинні здійснюватися за рахунок зміни поточкорозподілу, повинні максимально компенсувати різницю між $E_{\Pi_{lav}}$ й показником (3.4) розрахованим, наприклад, для j – ої розподільної лінії (E_{jt}) з відмінними режимними характеристиками незалежно по кожному часовому перерізу. Якщо в k – ому вузлі j – ої розподільної лінії знаходиться регульоване локальне джерело (джерела) енергії, то вибір бажаних змін режимів його роботи ($\Delta P_{jkt}, \Delta Q_{jkt}$) можна здійснити виходячи з необхідності виконання наступної умови

$$\left| \left(\frac{\sum_{d=1}^D E_{dt} \sum_{n=1}^{N_d} P_{dnt}}{\sum_{d=1}^D \sum_{j \in D} \sum_{n=1}^{N_d} P_{dnt}} - E_{jt} \right) - \frac{\sum_{i \in \Pi_k} R_{ji} \Delta P_{jkt} + \sum_{i \in \Pi_k} X_{ji} \Delta Q_{jkt}}{\sum_{n=1}^{N_j} P_{jnt}} \right| \rightarrow \min, \quad t = 1, \dots, T, \quad (3.8)$$

де E_{dt} , E_{jt} визначаються на підставі (3.3), (3.4);

P_{dnt} , P_{jnt} – навантаження трансформатору n – ої ТП, відповідно, d – ої та j – ої розподільних ліній в t – ому режимі;

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
						87
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

R_{ji} , X_{ji} - опори i – ої ділянки j – ої розподільної лінії;

$i \in \Pi_k$ - означає, що підсумовуються опори усіх ділянок лінії, які лежать на шляху живлення k – ої ТП.

Одна з потенційних можливостей впливу на рівні напруги у розподільній мережі полягає у зміні потоків активної або реактивної потужностей. Зокрема, напруга у вузлах розподільної мережі може бути знижена або за рахунок зменшення активної вихідної потужності локальних джерел енергії, або шляхом збільшення активної потужності навантажень, або використовуючи УЗЕ, що працюють у відповідному режимі. Скорочення виробництва енергії з боку локальних джерел – це крайня міра та припустима лише у виключних випадках, якщо недостатні можливості інших засобів впливу на режим напруги. Штучно збільшити навантаження споживачів також практично неможливо.

В останні роки активно вивчається питання застосування різноманітних УЗЕ для вирішення питань як розширення використання розподіленої генерації, так і запобігання можливих негативних наслідків для режимів електричних мереж, які можуть при цьому виникнути. Наприклад, у роботі [7] автори одними з перших порушили питання можливості використання УЗЕ, як контрольованих джерел, з метою зменшення кількості спрацьовувань РПН трансформаторів підстанцій за рахунок корекції поточкорозподілу в розподільній лінії в процесі зміни навантажень та, перш за все, вихідної потужності інтегрованих до неї відновлюваних локальних джерел генерації. Тому саме варіант використання УЗЕ виглядає сьогодні найбільш перспективним у плані реалізації необхідного впливу на режим напруги. У цьому сенсі зазначені установки є унікальними, оскільки, принаймні теоретично, дають можливість у залежності від конкретної ситуації виконувати функцію як додаткового навантаження та, таким чином, збільшувати втрати напруги в мережі, або в режимі розряду зменшувати

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
						88
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

втрати напруги. Це дає змогу визначити такий режим їх роботи в певні періоди часу, який буде сприяти виконанню умови (3.1).

Можливість управління генерацією реактивної потужності з боку локальних джерел генерації залежить від форми їхнього приєднання до мережі [8]. Синхронні й асинхронні генератори можуть як безпосередньо підключатися до мережі, так і через інверторні перетворювачі. Також через зазначені перетворювачі підключаються до загальної мережі сонячні батареї й УЗЕ. Генерація реактивної потужності синхронним генератором регулюється системою збудження. Асинхронні генератори завжди споживають реактивну потужність. За наявності інверторів реактивна й активна потужності можуть регулюватися незалежно за умови, що не перевищено значення номінальної (граничної) потужності інвертора.

Сучасні генератори, які використовуються у якості локальних джерел енергії, часто вже оснащені автоматичними регуляторами напруги (АРН), і, таким чином, мають змогу регулювати свою реактивну потужність, виходячи з напруги на їх клеммах, тобто можуть працювати у режимі керування напругою. Сучасні АРН дають змогу здійснювати перемикання між режимами регулювання коефіцієнта потужності та регулювання напруги в залежності від того, чи знаходиться напруга на клеммах на прийнятному рівні, чи ні. Таким чином, відповідний контролер працює в режимі керування коефіцієнтом потужності, поки напруга на клеммах залишається в певних межах, але переходить у режим регулювання напруги при її виході за встановлені межі [9].

Показник $\frac{\partial U_i}{\partial Q_j}$ характеризує вплив (ступень впливу) зміни реактивної потужності (навантаження) у вузлі j δQ_j на напругу у вузлі i . Іншими словами, зазначені характеристики можливо розглядати як показники чутливості напруги у вузлах відносно реактивних навантажень у мережі.

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
						89
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таким чином, якщо маємо генерацію реактивної потужності в мережу (відповідно $\delta Q_j < 0$) у будь-якому з вузлів мережі, то зміна напруги буде позитивною $\delta U_i > 0$, тобто напруга у вузлі підвищується. Якщо є необхідність знизити напругу у будь-якому вузлі мережі, то необхідно передбачити збільшення споживання реактивної енергії у будь-якому з вузлів, тобто має бути $\delta Q_j > 0$.

Зазначена умова може бути відображена наступним виразом

$$\begin{pmatrix} \delta U_1 \\ \delta U_2 \\ \dots \\ \delta U_n \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{\delta U_1}{\delta Q_1} & \frac{\delta U_1}{\delta Q_2} & \dots & \frac{\delta U_1}{\delta Q_n} \\ \frac{\delta U_2}{\delta Q_1} & \frac{\delta U_2}{\delta Q_2} & \dots & \frac{\delta U_2}{\delta Q_n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\delta U_n}{\delta Q_1} & \frac{\delta U_n}{\delta Q_2} & \dots & \frac{\delta U_n}{\delta Q_n} \end{pmatrix} \times \begin{pmatrix} \delta Q_1 \\ \delta Q_2 \\ \dots \\ \delta Q_n \end{pmatrix}, \quad (3.9)$$

або у матричній формі $|\delta U| = |S_Q| \times |\delta Q|$,

де $|S_Q|$ – матриця чутливості по реактивній потужності;

$|\delta Q|$ – вектор зміни реактивної потужності (навантаження);

$|\delta U|$ – вектор зміни напруги у вузлах мережі.

Можливо довести, що елементи i, j матриці чутливості являють собою арифметичну суму реактивних опорів ділянок мережі по яким протікає реактивна потужність, що споживається як у вузлі i , так і у вузлі j , помножену на $(-\frac{1}{U_n})$.

На практиці виникає завдання щодо визначення вузла мережі, регулювання реактивною потужністю в якому, має найбільший вплив на

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
						90
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

рівень напруги в i -му вузлі. Аналіз виразу (3.3.2) свідчить, що найбільш ефективним, у зазначеному плані, буде вузол, у якому параметр $\frac{\partial U_i}{\partial Q_j} \delta Q_j$ має максимальне значення.

З метою визначення найкращої точки підключення джерела реактивної потужності, необхідно оцінити окремі компоненти $\frac{\partial U_i}{\partial Q_j} \delta Q_j$, що знаходяться в матриці $|s_Q|$ у рядку, який відповідає вузлу i та розраховуються на підставі реактивних опорів відповідних ділянок розподільної мережі.

Таким чином, шляхом знаходження максимального значення показника чутливості у рядку i , автоматично визначається найкращий вузол для використання потенціалу джерела реактивної потужності. При цьому кожний елемент i, j у матриці $|s_Q|$ являє собою зміну фазної напруги у вузлі i , коли має місце зміна реактивної потужності у вузлі j .

Якщо відсутня можливість регулювання реактивної потужності у певному вузлі навантаження j мережі (тобто $\delta Q_j = 0$) або у зазначеному вузлі джерело реактивної потужності взагалі відсутнє, то відповідний елемент у матриці чутливості приймає нульове значення.

Висновки до розділу

З поширенням використання різноманітних локальних енергетичних ресурсів, інтегрованих в розподільні мережі, можуть виникнути проблеми з забезпеченням допустимих відхилень напруги. Часто ці проблеми зумовлені тим, що розподілені ресурси зосереджуються в окремих розподільних лініях, що призводить до суттєвих змін у режимі їх роботи та знижує ефективність централізованого регулювання напруги. Це, у свою чергу, ускладнює задоволення вимог всіх споживачів щодо припустимих відхилень напруги,

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
						91
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

особливо за умови використання традиційних методів регулювання на підстанціях.

Основною проблемою є те, що розподілені енергетичні ресурси можуть змінювати профіль навантаження ліній, створюючи небаланси між генерованою та споживаною енергією. Це може призвести до непередбачуваних коливань напруги, які важко контролювати за допомогою звичайних методів. Крім того, локальні джерела енергії, такі як сонячні та вітрові електростанції, можуть мати непостійний характер генерації, що ще більше ускладнює регулювання.

Для вирішення цих проблем необхідно адаптувати закони регулювання напруги та примусово змінювати потоки активної та реактивної потужностей у розподільних лініях. Проте, варто зазначити, що такі заходи не завжди гарантують досягнення потрібної якості електроенергії. У деяких випадках може знадобитися додаткове регулювальне обладнання, що вимагатиме значних інвестицій.

Водночас, одночасне та скоординоване використання адаптованих законів регулювання напруги та управління потоками активної і реактивної потужностей може значно покращити ситуацію. Цей підхід може зменшити необхідність у великих капіталовкладеннях на встановлення нового обладнання, забезпечуючи при цьому належний рівень якості електроенергії для всіх споживачів. Така стратегія передбачає комплексний підхід до управління розподільними мережами, що включає використання сучасних технологій моніторингу та управління, а також активну взаємодію між різними елементами енергосистеми.

Таким чином, інтеграція локальних енергетичних ресурсів вимагає не тільки технічних змін, але й нових підходів до управління розподільними мережами, що дозволяє забезпечити стабільне та ефективне

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
						92
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

електропостачання в умовах зростаючого використання відновлюваних джерел енергії.

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
						93
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА ПІД ЧАС МОНТАЖУ СИСТЕМИ ГАРАНТОВАНОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

4.1 Загальна характеристика об'єкта, технічні характеристики серійного енергетичного устаткування та систем енергопостачання

Сонячна електрична станція: система споруд та обладнання, призначена для перетворення сонячної енергії у електричну. Вона складається з сонячних батарей, генеруючих енергію завдяки фотоелектричному ефекту, інверторів, які перетворюють постійний струм на змінний, систем сховища енергії для постійного постачання, а також систем моніторингу та управління для оптимальної роботи та власності над показниками. Сонячні електростанції можуть розміщуватися на дахах будівель або масових площах землі та постачати енергію як окремим будівлям, так і великим територіям.

У попередніх розділах було розглянуто розосереджену генерацію (РГ) доцільно детальніше розглянути сонячну електричну станцію, яка є яскравим представником розосередженої генерації.

СЕС розташована у межах житлової зони (село), як зовнішня електроустановка на даху та земляній конструкції, для продажу електроенергії у мережу.

Таблиця 4.1 - Загальна характеристика об'єкту

Назва ЕУ	Вид розміщення	Категорія електроприміщення	Категорія з пожежної безпеки
СЕС	Відкрита ЕУ, в межах населеного пункту	Приміщення підвищеної небезпеки	Категорія Д

					ОН-01-023 010 ПЗ			
Зм.	Кільк.	№ док.	Підпис	Дата				
Розробив		Хоренко А.Б.			ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА ПІД ЧАС МОНТАЖУ СИСТЕМИ ГАРАНТОВАНОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ		Аркуш	Аркущів
Перевірів		Попов В.А.					94	111
Н. контр.		Ярмолюк О.С.					НН ІЕЕ, ОЕ-01	

Технічна характеристика обраного ЕУ.

Таблиця 4.2 - Загальні технічні характеристики

Модель ЕУ	Основні характеристики	Числові значення показника
Сонячні панелі JA Solar JAM72D10-400/MB 400 W _p	Потужність	400 Вт
	Кількість панелей	50
Інвертор Solinteg МНТ-20К-40	Номинальна потужність	20 кВт
	Максимальна напруга	800 В
Монтажна система	Тип монтажу	На даху / на землі
	Кут нахилу панелей	30°
Система моніторингу і керування	Тип моніторингу	Онлайн (через додаток)
Видача електроенергії в мережу	Максимальна потужність	20 кВт
	Напруга мережі	230 В
	Частота мережі	50 Гц

4.2 Визначення обсягів і послідовності робіт у ході експлуатації

В данному підрозділі встановлюють кількість працівників, необхідних для виконання робіт, обсяги та зміст виконуваних робіт, а також період і тривалість виконання. З урахуванням вищезазначених вимог визначають методики доставки і розвантаження обладнання, чисельний склад бригади і кваліфікацію електротехнічних працівників, а саме групу з електробезпеки.

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
						95
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 4.3 – Послідовність виконання робіт

Вид робіт	Спосіб доставки і розгрузки	Період виконання робіт і тривалість	Кількісний склад бригади	Група з електробезпеки
Підготовка місця встановлення на землю/дах	Транспорт, технічна підготовка	Літній, 2 робочих дні	3 особи	—
Монтаж станції		Літній, 14 робочих днів	4 особи	груп III-IV
Підключення до мережі		Літній, 1 робочий день	1 особа	груп III-IV
Введення в експлуатацію		Літній, 1 робочий день	1 особа	груп III-IV

4.3 Визначення та оцінка показників умов праці на робочих місцях

Показники умов праці під час виконання вказаних для бригади електротехнічних працівників наведено у табл. 4.4.

Таблиця 4.4. - Чинники умов праці та їх показники

Найменування чинника	Основні характеристики	Числове значення показника
Параметри мікроклімату	Температура повітря	(15...30) °C
	Вологість	(40...85) %
	Швидкість вітру	(0,01...18) м/с
Важкість праці	Переміщення вантажів	До 15 кг
	Робоче положення	Стоячи, стоячи зігнувшись
	Статичні та динамічні навантаження	60 Вт, (250...300) (Вт·год)
	Категорія робіт	II
Напруженість праці	Тривалість зосередженого спостереження	50% робочого часу

Продовження таблиці 4.4

Напруженість праці	Тривалість активних дій	50% робочого часу
	Змінність	1 зміна 8 годин
	Категорія	II

4.4 Визначення та оцінка шкідливих і небезпечних виробничих чинників

До табл. 4.5 вносять чинники, фактичні значення яких перевищують граничнодопустимі значення.

Таблиця 4.5. Перелік небезпечних і шкідливих виробничих чинників

Небезпечні і шкідливі чинники	Фактичне значення	Допустиме значення
Електричного походження		
Напруга	800-230 В	6 В
Струм	80 А	0,6 мА
Шум	100 дБА	85 дБА
Важкість праці	Переміщення вантажів	
Температура при спалаху	500°C	≤ 1000°C
Напруга при дуговому замиканні	600 В	≤ 1000 В
Оцінка умов праці	Шкідливі I категорії	

4.5 Вибір технічних та організаційних заходів з безпеки праці

Технічні та організаційні заходи впроваджують для обмеження впливу НШВЧ, які визначено у табл. 4.6.

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
						97
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 4.6 - Технічні і організаційні заходи

Вид заходу	Найменування заходу	Опис, показники і характеристики
Технічні заходи з електробезпеки		
Огороджувальний засіб	Огорожа території	Металеві пласти, висота 2 м, механічне блокування входу
Лінійне заземлення	Встановлення заземлення корпусів	Заземлення з опором менше 4 Ом
Дистанційне керування	Віддалений доступ до відключення СЕС	Оперативне відключення СЕС
Організаційні заходи з електробезпеки		
Розміщення плакатів безпеки	Стій напруга, Увага велика температура поверхні	Плакати на корпусі
Проведення інструктажів	Інформування мешканців	Інформування мешканців будинку про заходи безпеки і правила користування електроприладами поблизу СЕС.

4.6 Вибір засобів індивідуального захисту для обмеження впливу небезпечних і шкідливих виробничих чинників

Результати вибору потрібних ЗІЗ надати у вигляді таблиці 4.7.

Таблиця 4.7 - Перелік засобів індивідуального захисту

Вид ЗІЗ	Призначення	Марка, модель, матеріал	Гарантійний термін використання	Технічні характеристики
Захисні окуляри	Захист очей від ультрафіолетового випромінювання і механічних пошкоджень	Uvex, модель S3200X, полікарбонат	2 роки	УФ-захист 99%, прозорі, антивідблискове покриття

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
						98
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Продовження таблиці 4.7.

Захисні рукавиці	Захист рук від електричних розрядів і механічних пошкоджень	Ansell, модель HyFlex 11-800, нейлон	5 років	Витримують напругу до 50 кВ, антиковзні
Захисний шолом	Захист голови від механічних травм	MSA, модель V-Gard, поліетилен високої щільності	3 роки	Міцність на удар до 20 Дж, регулюється по розміру, вбудований захист від УФ-випромінювання
Захисний костюм	Захист тіла від електричних розрядів і механічних пошкоджень	DuPont, модель Tyvek 500, поліетилен	1 роки	Висока механічна міцність, антистатичне покриття, стійкість до хімічних впливів
Діелектричні боти	Захист ніг від електричного струму	Honeywell, модель Salisbury, гума	3 роки	Витримують напругу до 20 кВ, водонепроникні, стійкі до хімічних речовин

Результати вибору потрібних електрозахисних засобів для роботи під напругою (підключення до ел. мережі) надають у табл. 4.8.

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
						99
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 4.8 - Перелік електрозахисних засобів

Вид ЗІЗ	Призначення	Марка, модель, матеріал	Гарантійний термін використання	Технічні характеристики
Діелектричні рукавиці	Захист рук від електричного струму	Honeywell, модель Electrosoft, латекс	1 рік	Клас 00, витримують напругу до 500 В, висока гнучкість і зручність
Діелектричні боти	Захист ніг від електричного струму	Honeywell, модель Salisbury, гума	3 роки	Витримують напругу до 20 кВ, водонепроникні, стійкі до хімічних речовин
Діелектричні килимки	Захист від електричного струму	3M, модель 7635E, гума	5 років	Витримують напругу до 50 кВ, антиковзні
Захисний шолом	Захист голови від механічних травм	MSA, модель V-Gard, поліетилен високої щільності	3 роки	Міцність на удар до 20 Дж, регулюється по розміру, вбудований захист від УФ-випромінювання
Ізолюючий інструмент	Захист від електричного струму під час роботи з електрообладнанням	Wiha, модель 1000V, хромована дієва сталь, ізоляція з полікарбонату	1 рік	Витримують напругу до 1000 В, ергономічний дизайн, стійкість до зносу

Продовження таблиці 4.8

Захисні окуляри	Захист очей від ультрафіолетового випромінювання і механічних пошкоджень	Uvex, модель S3200X, полікарбонат	2 роки	УФ-захист 99%, прозорі, антивідблискове покриття
Захисний костюм	Захист тіла від електричних розрядів і механічних пошкоджень	DuPont, модель Tyvek 500, поліетилен	1 рік	Висока механічна міцність, антистатичне покриття, стійкість до хімічних впливів
Засоби індивідуального захисту слуху	Захист від шуму і вібрацій	3M, модель Peltor X4A, пінополіуретан	1 рік	Зниження шуму на 27 дБ, легкі, зручні для тривалого носіння

4.7 Вибір заходів із запобігання та ліквідації наслідків пожеж і вибухів

Як і в будь-якій електричній системі, пожежі завжди є потенційною небезпекою. Можливо, однією з найпоширеніших причин їх виникнення є дугові розряди, які є потужними електричними розрядами між двома або більше провідниками. Тепло, що створюється цими розрядами, може призвести до пошкодження ізоляції дроту та згодом викликати появу іскри чи дуги, яка призводить до виникнення пожежі.

Дугове замикання може призвести до короткого замикання або замикання на землю, але воно може бути недостатнім для спрацювання автоматичного вимикача або переривника ланцюга замикання на землю (GFCI). Для захисту від дугового замикання потрібно встановити розетку переривника ланцюга дугового

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
						101
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

замикання (AFCI) або автоматичний вимикач AFCI. AFCI виявляють небезпечні дугові струми низького рівня і вимикають ланцюг або розетку, щоб зменшити ймовірність виникнення пожежі внаслідок дугового замикання. Результати вибору наводять у таблиці 4.9.

Таблиця 4.9 - Перелік заходів і засобів з пожежної безпеки

Захід або засіб	Призначення / Марка	Деталі впровадження	Періодичність перевірки	Додаткові зауваження
Вогнегасник кислотний	Гасіння загорянь електрообладнання	Встановлення вблизи до інвертора	Раз на 2 роки	Перевірка терміну придатності
Навчання персоналу	Підвищення обізнаності про пожежну безпеку	Регулярні тренінги і навчання	Щорічно	Проведення навчальних тривог
Знаки безпеки	Інформування про місця знаходження вогнегасника	Розміщення знаків розташування вогнегасника	Постійно	Регулярне оновлення і підтримка в належному стані
Проведення інструктажів	Ознайомлення з правилами пожежної безпеки	Проведення інструктажів для нового персоналу та періодичні повторні інструктажі	Щоквартально	Документування проведених інструктажів

4.8 Розрахунок захисного заземлення інвертора

Вихідні дані:

- Захищуваний об'єкт — обладнання установки.
- Захищуваний об'єкт — стаціонарний.

3 Напруга мережі — 380 В.

4 Виконання мережі — з глухо заземленою нейтраллю.

4 Тип заземлювального пристрою — вертикальний (труби).

5 Розміри вертикальних заземлювачів: довжина l_B — 7 м; діаметр труби d — 0,05 м; товщина стінки труби — 4 мм.

6 Відношення відстані між трубами до їхньої довжини $L_B/l_B = 1$.

7 Розміри горизонтального заземлювача (з'єднувальної стрічки): довжина $9L_c = L_{зс}$ — згідно з розрахунком, м; ширина стрічки b_c — 0,05 м.

10 Глибина закладання вертикальних заземлювачів $h_B = 1$ м горизонтальних $h_T = 1$ м.

11 Розташування заземлювачів попередньо приймають за чотирикутним контуром при числі стержнів від 4 до 100 та в один ряд при числі стержнів від 2 до 20

12 Ґрунт — чорнозем; склад — однорідний; вологість — мала; агресивність нормальна.

13 Кліматична зона — II.

14 Допустиме нормативне значення опору розтіканню струму в заземлюючому пристрої $R_a \leq 4$ Ом.

4.9 Розрахунок контуру заземлення

Питомий опір ґрунту: $\rho = 30$ Ом·м.

Коефіцієнт сезонності K_c :

Вертикальне — 1,3

Горизонтальне — 2,2

Довжина вертикального електрода $l_B = 5$ м. діаметр електрода $d = 0,03$ м.

Глибина траншеї горизонтального заземлення: $t = 0,7$ м

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
						103
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Визначаємо розрахунковий опір ґрунту:

$$\rho_{\text{роз}} = \rho \cdot K_c,$$

де: K_c – коефіцієнт сезону для вертикальних заземлювачів $K_c = 1,2 \dots 1,4$ для горизонтальних $K_c = 2 \dots 2,5$.

$$\rho_{\text{роз.в}} = 30 \cdot 1,3 = 39 \text{ Ом} \cdot \text{м},$$

$$\rho_{\text{роз.г}} = 30 \cdot 2,2 = 66 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Визначаємо опір розтікання струму з одного вертикального стержня:

$$R_B = 0,366 \cdot \frac{\rho}{l} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot l}{d} + 0,5 \lg \frac{4t+3l}{4t+l} \right),$$

$$R_B = 0,366 \cdot \frac{\rho_{\text{роз.в}}}{l_B} \cdot \left(\lg \left(\frac{2l_B}{d} + 0,5 \lg \frac{4t+3l_B}{4t+l_B} \right) \right),$$

де: $\rho_{\text{роз}}$ – розрахунковий опір ґрунту, Ом·м;

l_B – довжина вертикального заземлювача, м;

d – діаметр вертикального заземлювача, приймаємо 0.02м;

t – глибина траншеї з дна якої проводять забивання заземлювача, приймаємо 0,7м.

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
						104
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$R_B = 0,366 \cdot \frac{39}{5} \cdot \left(\lg \left(\frac{2 \cdot 5}{0,03} + 0,5 \lg \frac{4 \cdot 0,7 + 3 \cdot 5}{4 \cdot 0,7 + 5} \right) \right) = 7,7 \text{ Ом},$$

Кількість вертикальних заземлювачів визначаємо із співвідношення:

$$n_{\text{в}} = \frac{R_{\text{в}}}{R_{\text{доп}}}.$$

де: $R_{\text{доп}}$ – допустимий опір з таблиці ; $R_{\text{доп}} \leq 4 \text{ Ом}$

$$n_{\text{в}} = 7,7 = 1,85.$$

Приймаємо: $n_{\text{в}} = 2$

Відстань між вертикальними стержнями приймаємо у відповідності до співвідношення: $a \geq l_{\text{в}}$, $a = 2$ тобто $\frac{a}{l_{\text{в}}} = 1$.

Тоді з таблиці маємо коефіцієнт використання $\eta = 0,57$

Результуючий опір вертикальних елементів з врахуванням екранування:

$$R_{\text{Р.В}} = \frac{R_B}{n_{\text{в}} \cdot \eta_B} = \frac{7,7}{2 \cdot 0,57} = 2,109 \text{ Ом}.$$

Визначаємо опір горизонтальної з'єднувальної полоси довжиною:

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
						105
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$L_{\Gamma} = n \cdot a = 2 \cdot 2 = 4 \text{ м.}$$

$$R_{\Gamma} = 0,366 \cdot \frac{\rho_{\text{роз.}\Gamma}}{l_{\Gamma}} \cdot \lg \frac{2l_{\Gamma}^2}{b \cdot t} = 0,366 \cdot \frac{66}{4} \cdot \lg \frac{2 \cdot 4^2}{0,05 \cdot 0,7} = 41,17 \text{ Ом}$$

де: b – ширина полицки рівно бокової кутникової сталі горизонтального заземлювача.

Визначаємо результуючий опір горизонтального заземлювача:

$$R_{\text{р.}\Gamma} = \frac{R_{\Gamma}}{\eta_{\Gamma}},$$

де: η_{Γ} – коефіцієнт використання, приймаємо з таблиці $\eta_{\Gamma} = 0,77$

$$R_{\text{р.}\Gamma} = \frac{41,17}{0,77} = 54,24 \text{ Ом,}$$

5. Визначаємо загальний опір заземлюючого пристрою:

$$R_3 = \frac{R_{\text{р.в}} \cdot R_{\text{р.}\Gamma}}{R_{\text{р.в}} + R_{\text{р.}\Gamma}} = \frac{2,109 \cdot 54,24}{2,109 + 54,24} = 2,03 \text{ Ом,}$$

$$2,03 \text{ Ом} < 4 \text{ Ом.}$$

Опір штучного заземлювача відповідає нормі згідно ПТЕЕС (Таблиця 40, пункт 2.3).

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
						106
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Висновки для розділів

У цьому розділі дипломної роботи було проведено ґрунтовний аналіз особливостей охорони праці та пожежної безпеки під час експлуатації домашньої сонячної електростанції (СЕС) потужністю 20 кВт. Використання такої системи несе певні ризики, зокрема пов'язані з електричними компонентами, можливістю коротких замикань та іншими факторами, які можуть спричинити небезпеку для здоров'я та життя працівників, а також ризики виникнення пожеж.

Виходячи з проведеного аналізу, було розроблено комплексний план заходів з охорони праці. Цей план передбачає використання спеціалізованих засобів індивідуального захисту (ЗІЗ), таких як діелектричні рукавички, захисні костюми, протишумові навушники та інші засоби, що забезпечують захист від електричних ризиків, пожеж, вибухів, а також механічних та хімічних пошкоджень. Застосування цих засобів є критично важливим для мінімізації ризиків, з якими стикаються працівники під час встановлення та технічного обслуговування домашньої СЕС.

Також було акцентовано увагу на важливості регулярного технічного обслуговування та моніторингу стану системи. Регулярні огляди і перевірки стану компонентів СЕС, таких як інвертори, сонячні панелі, кабельні з'єднання та акумуляторні системи, є необхідними для виявлення та усунення потенційних несправностей до їх перетворення на серйозні проблеми. Це дозволяє забезпечити стабільну і безперебійну роботу системи, а також знижує ймовірність виникнення аварійних ситуацій.

Окрему увагу було приділено розробці заходів пожежної безпеки. Встановлення пожежних датчиків, систем автоматичного гасіння пожеж, забезпечення доступу до первинних засобів гасіння пожеж, таких як вогнегасники, та розробка планів евакуації, є ключовими компонентами для забезпечення безпеки. Навчання працівників правильному використанню цих

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
						107
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

засобів, а також проведення регулярних тренувань і інструктажів, є необхідними для підвищення їх обізнаності та готовності до дій у разі виникнення надзвичайної ситуації.

Завдяки проведеному аналізу та розробленим заходам з охорони праці та пожежної безпеки, створюються умови для безпечної експлуатації домашніх СЕС. Це не лише сприяє зниженню ризиків для здоров'я та життя працівників, але й мінімізує потенційні матеріальні збитки від нещасних випадків або пожеж. Таким чином, забезпечується високий рівень безпеки та ефективності роботи сонячних електростанцій, що є важливим кроком у розвитку та поширенні використання відновлюваних джерел енергії.

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
						108
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВИСНОВКИ

У дипломному проєкті було розроблено розрахункових навантажень промислових та комунально-побутових споживачів, розрахунок параметрів мереж напругою до та понад 1000 В, обґрунтування схем їх побудови, а також кількості і номінальної потужності розподільних трансформаторів, було здійснено розрахунок струмів к.з. і на підставі цього виконано вибір необхідних комутаційних апаратів, також були розглянуті питання оцінки втрат електричної енергії, регулювання напруги та компенсації реактивної потужності.

У спеціальній частині проєкту були розглянуті особливості регулювання напруги в системах електропостачання з локальними джерелами енергії. На прикладі було показано, що при впровадженні розосередженої генерації (РГ) і підключенні її до існуючих розподільних мереж можна підтримувати оптимальний рівень напруги для всіх електроприймачів. Розглянуто лінійні регулятори, які здатні створювати додаткову ЕРС в мережі, що дозволяє ефективно регулювати напругу.

У розділі, присвяченому охороні праці, були проаналізовані умови праці під час експлуатації домашньої сонячної станції.. Визначено шкідливі та небезпечні чинники, які можуть виникнути під час експлуатації обладнання. Було розраховано підключення обладнання до заземлювача трансформаторної підстанції (ТП) для забезпечення безпеки працівників.

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
						109
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. Правила улаштування електроустановок. Київ: Міненерговугілля України, 2021. 617 с.
2. ДСТУ-Н Б В.2.5-80:2015 Настанова з проєктування систем електропостачання промислових підприємств. Київ: Мінрегіонбуд України, 2015. 45 с. ДСТУ EN 50160:2014
3. ДБН В.2.5-28-2018 Природне і штучне освітлення. Київ: Мінрегіонбуд України, 2018. 133 с.
4. ДБН В.2.5-23:2010 Інженерне обладнання будинків і споруд. Проєктування електрообладнання об'єктів цивільного призначення. Київ: Мінрегіонбуд України, 2010. 104 с.
5. Кириленко О.В., Павловський В.В., Лук'яненко Л.М. Технічні аспекти впровадження джерел розподіленої генерації в електричних мережах. Технічна електродинаміка. 2011. № 1. С. 46–53.
6. Лежнюк П.Д., Кулик В.В., Буславець О.А., Тептя В.В. Оцінювання впливу відновлюваних джерел електроенергії на функціонування електричних мереж. Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства ім. Петра Василенка. 2015. № 165. С. 40–49.
7. Tonkoski R., Lopes L.A.C., El-Fouly T.H.M. Coordinated active power curtailment of grid connected PV inverters for overvoltage prevention. IEEE Trans. Sustainable Energy. 2011. Vol. 2, No. 2. Pp. 139–147.
8. Caldon R., Coppo M., Turri R. Distributed voltage control strategy for LV networks with inverter-interfaced generators. Electric Power Systems Research. 2014. Vol. 107. Pp. 85–92.
9. Liu X.H., Aichhorn A., Liu L.M., Liu H. Coordinated control of distributed energy storage system with tap changer transformers for voltage rise

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
						110
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

mitigation under high photovoltaic penetration. IEEE Trans. Smart Grid. 2012. Vol. 3, No. 2. Pp. 897–906.

10. Ефективне керування режимами систем забезпечення споживачів електричною енергією [Електронний ресурс] : навч. посіб. для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», освітніх програм «Системи забезпечення споживачів електричною енергією» та «Енергетичний менеджмент та енергоефективні технології» / В. А. Попов, В. В. Ткаченко, О. С. Ярмолюк ; КПІ ім. Ігоря Сікорського. – Електронні текстові дані (1 файл: 4,32 Мбайт). – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2021. – 163 с. Назва з екрану. URL: <https://ela.kpi.ua/handle/123456789/45661>.

11. Liu X., Aichhorn A., Liu L., Li H. Coordinated Control of Distributed Energy Storage System With Tap Changer Transformers for Voltage Rise Mitigation Under High Photovoltaic Penetration. IEEE Trans. Smart Grid. 2012. Vol. 3. Pp. 897–906.

12. Hasheminamin M., Agelidis V.G., Ahmadi A., Siano P., Teodorescu R. Single-point reactive power control method on voltage rise mitigation in residential networks with high PV penetration. Renewable Energy. 2018. Vol. 119. Pp. 504–512.

13. Carvalho P.M.S., Correia P.F., Ferreira L.A.F. Distributed Reactive Power Generation Control for Voltage Rise Mitigation in Distribution Networks. IEEE Trans. Power System. 2008. Vol. 23. Pp. 766–772.

					ОН-01-023 010 ПЗ	Арк.
						111
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		