

НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»
Навчально-науковий інститут енергозбереження та енергоменеджменту
Кафедра електропостачання

До захисту допущено:

Завідувач кафедри

_____ Олена БОРИЧЕНКО

« ____ » _____ 2026 р.

Дипломний проєкт
на здобуття ступеня бакалавра
за освітньо-професійною програмою
«Системи забезпечення споживачів електричною енергією»
спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

на тему: «Особливості розрахунку втрат електричної енергії у мережах із несиметричним навантаженням»

Виконав:

студент IV курсу, групи ОЕ-21

Гатілін Віталій Іванович

Керівник:

д.т.н., професор

Попов Володимир Андрійович

Консультант з охорони праці:

д.т.н., професор

Третьякова Лариса Дмитрівна

Консультант з нормоконтролю:

Провідний інженер

Прокопенко Ірина Дмитрівна

Рецензент:

Посада, ступінь, звання

д.т.н., професор

Розен В.П.

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

Студент _____

Київ – 2026 року

Національний технічний університет України

**«Київський політехнічний
інститут імені Ігоря Сікорського»**

Інститут/факультет Навчально-науковий інститут енергозбереження та енергоменеджменту

Кафедра електропостачання

(повна назва)

Рівень вищої освіти – перший (бакалаврський) за освітньо-професійною програмою

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітня програма «Системи забезпечення споживачів електричною енергією»

Завідувач кафедри

Олена БОРИЧЕНКО

«__» _____ 2026 р.

ЗАВДАННЯ

на дипломний проєкт студенту

Гатіліну Віталію Івановичу

1. Тема проєкту: «Особливості розрахунку втрат електричної енергії у мережах із несиметричним навантаженням»

керівник проєкту д.т.н., проф. Попов Володимир Андрійович,

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом по університету від 26 травня 2026 р. № 1910-с

2. Строк подання студентом проєкту: 15 травня 2026 року

3. Вихідні дані до проєкту: Схема електропостачання району міста (інструментальний цех, житлові будинки та громадські будівлі); характеристики електроспоживачів; схема живлення від центру живлення 10 кВ через трансформаторні підстанції 10/0,4 кВ; географічне розташування об'єкта; параметри навантажень; довідкові дані щодо кабелів і трансформаторів.

4. Зміст пояснювальної записки: Аналіз втрат електроенергії та причин несиметрії в мережах 0,4 кВ; характеристика об'єкта; розробка схеми електропостачання району (навантаження, трансформатори, кабелі, апаратура, струми короткого замикання); розрахунок втрат від несиметрії методом симетричних складових для симетричного й несиметричного режимів; заходи зі зниження несиметрії; охорона праці та пожежна безпека.

5. Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу: План інструментального цеху з розташуванням обладнання та силових пунктів; однолінійна схема електропостачання району міста, поєднана з однолінійною схемою трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ; метод симетричних складових і розрахункові схеми несиметричного режиму; результати дослідження втрат

від несиметрії (залежності коефіцієнта додаткових втрат, річні втрати, таблиці сценаріїв).

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.	22.05.2026	08.06.2026
Розрахунок струмів к.з.	к.т.н., доц. Белоха Г.С.	03.06.2026	09.06.2026
Охорона праці та пожежна безпека	д.т.н., проф. Третьякова Л.Д.	12.05.2026	01.06.2026

Нормоконтроль

І.Д. Прокопенко

7. Дата видачі завдання: 13 квітня 2026 року

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проєкту	Термін виконання етапів проєкту	Примітка
1	Вибір та затвердження теми	13.04.2026	
2	Формулювання та затвердження завдання	13.4 – 15.04.26	
3	Виконання 1-го та 2-го розділів, перевірка їх керівником	10.05 – 15.05.26	
4	Формування графічної частини ДП щодо 1-го та 2-го розділів	16.05 – 18.05.26	
5	Виконання 3-го та 4-го розділів, перевірка їх керівником та консультантом відповідно	18.05 – 20.05.26	
6	Оформлення та завершення пояснювальної записки ДП. Надання на розгляд керівнику	01.06 – 02.06.26	
7	Оформлення графічної частини до ДП та узгодження з керівником	03.06 – 04.06.26	
8	Нормоконтроль ДП	09.06 – 10.06.26	
9	Надання ДП (електронний варіант) відповідальному на кафедрі для перевірки на наявність запозичень (плагіату)	12.06 – 12.06.26	
10	Оформлення керівником відгуку	12.06 – 12.06.26	
11	Формування презентаційних матеріалів для захисту ДП	11.06 – 11.06.26	
12	Попередній захист	12.06 – 12.06.26	
13	Рецензування	12.06 - 12.06.26	
14	Надання роботи відповідальному за організацію захисту ДП на кафедрі (друкований варіант)	16.06	
15	Захист дипломної роботи на засіданні ЕК	Згідно графіка	

Студент

(підпис)

В.І. Гатілін

(ініціали, прізвище)

Керівник

(підпис)

В.А. Попов

(ініціали, пр

РЕФЕРАТ

Тема дипломного проєкту: «Особливості розрахунку втрат електричної енергії у мережах із несиметричним навантаженням».

Пояснювальна записка дипломного проєкту викладена на 117 сторінках, містить 24 рисунки, 37 таблиць, 4 аркуші графічної частини та 23 використаних джерел.

Метою дипломного проєктування є дослідження особливостей розрахунку втрат електричної енергії в розподільних мережах напругою 0,4 кВ з несиметричним навантаженням та кількісна оцінка того, наскільки несиметрія збільшує ці втрати для обраного об'єкта.

У дипломному проєкті проаналізовано класифікацію втрат електричної енергії та причини виникнення несиметрії навантаження в мережах низької напруги, схарактеризовано об'єкт дослідження - систему електропостачання району міста, що поєднує інструментальний цех, інші промислові споживачі, житлові будинки та громадські будівлі. Як основний метод дослідження обрано метод симетричних складових.

Розроблено загальну схему електропостачання району та виконано розрахунок електричних навантажень у нормальному й післяаварійному режимах, за результатами якого вибрано силові трансформатори підстанцій, перерізи кабельних ліній 0,4 і 10 кВ та комутаційну апаратуру, а також виконано розрахунок струмів короткого замикання й параметрів струмової відсічки.

Методом симетричних складових визначено додаткові втрати активної потужності та електричної енергії, спричинені несиметрією навантаження, окремо для симетричного й несиметричного режимів роботи, та запропоновано заходи з їх зниження. Окрему увагу приділено питанням охорони праці та пожежної безпеки під час експлуатації кабельної мережі напругою 0,4 кВ.

Ключові слова: ВТРАТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ, НЕСИМЕТРІЯ НАВАНТАЖЕННЯ, МЕРЕЖА 0,4 кВ, МЕТОД СИМЕТРИЧНИХ

СКЛАДОВИХ, КОЕФІЦІЄНТ ДОДАТКОВИХ ВТРАТ, ЯКІСТЬ
ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ, ПОФАЗНЕ БАЛАНСУВАННЯ
НАВАНТАЖЕННЯ.

ABSTRACT

Topic of the bachelor's thesis: "Features of Electrical Energy Loss Calculation in Networks with an Unbalanced Load."

The explanatory note of the bachelor's thesis consists of 117 pages, contains 24 figures, 37 tables, 4 sheets of graphical materials, and 23 references.

The purpose of the bachelor's thesis is to study the features of calculating electrical energy losses in 0.4 kV distribution networks with an unbalanced load and to quantitatively assess how much the load unbalance increases these losses for the selected object.

The thesis analyses the classification of electrical energy losses and the causes of load unbalance in low-voltage networks, and characterises the research object - a city district power supply system comprising a tool shop, other industrial consumers, residential buildings and public facilities. The method of symmetrical components was chosen as the main research method.

A general power supply scheme of the district was developed, and electrical load calculations were performed for both normal and post-emergency operating conditions; based on the results, power transformers, cross-sections of 0.4 and 10 kV cable lines, and switching equipment were selected, and short-circuit currents and current cut-off parameters were calculated.

Using the method of symmetrical components, the additional active power and electrical energy losses caused by the load unbalance were determined separately for symmetric and asymmetric operating modes, and measures to reduce them were proposed. Special attention was paid to occupational and fire safety issues during the operation of the 0.4 kV cable network.

Keywords: ELECTRICAL ENERGY LOSSES, LOAD UNBALANCE, 0.4 kV NETWORK, METHOD OF SYMMETRICAL COMPONENTS, ADDITIONAL LOSS FACTOR, POWER QUALITY, LOAD PHASE BALANCING.

ПЕРЕЛІК ПРИЙНЯТИХ СКОРОЧЕНЬ

АВР – автоматичне введення резерву;
ВВ – вакуумний вимикач;
ДБН – державні будівельні норми;
ДСТУ – національний стандарт України;
ЕП – електроприймач;
ЕРС – електрорушійна сила;
ЕУ – електроустановка;
ЗІЗ – засоби індивідуального захисту;
K_{дод} – коефіцієнт додаткових втрат активної потужності;
КЗ – коротке замикання;
КЛ – кабельна лінія;
МСЗ – максимальний струмовий захист;
НКРЕКП – Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг;
ОСР – оператор системи розподілу;
ПБЗ – перемикання без збудження (регулювання напруги трансформатора);
ПУЕ – Правила улаштування електроустановок;
РЕ (РЕ) – захисний (заземлювальний) провідник;
РП – розподільчий пункт;
СВ – струмова відсічка;
СП – силовий пункт;
ТМ – трансформатор масляний (силовий);
ТН – трансформатор напруги;
ТП – трансформаторна підстанція;
ТС – трансформатор струму;
ЦЖ – центр живлення;
TN-S – система заземлення з окремими нульовим робочим (N) і захисним (РЕ) провідниками.

					ННІЕЕ.1910-с.0Е-21.ДП.002 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		7

ЗМІСТ

ВСТУП	11
1 ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ ЩОДО МЕТИ, ОБ'ЄКТА ТА ПРЕДМЕТУ ДОСЛІДЖЕННЯ	13
1.1 Класифікація втрат електроенергії: технічні та нетехнічні втрати.....	13
1.2 Несиметрія навантаження та її вплив на втрати в мережах низької напруги	14
1.3 Характеристика об'єкта дослідження	15
Висновок до розділу 1	16
2 РОЗРОБКА ЗАГАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ РАЙОНУ МІСТА	18
2.1 Умови проектування	18
2.1.1 Характеристика та особливості об'єкта проектування.....	18
2.1.2 Визначення розрахункових електричних навантажень цеху промислового підприємства.....	20
2.1.3 Характеристика та особливості будівель міста	34
2.1.4 Формування пропозиції щодо лінійної складової приєднання до електричних мереж оператора системи розподілу	37
2.2 Оцінка навантаження громадських будівель у нормальних умовах експлуатації.....	38
2.2.1 Оцінка навантаження в нормальному режимі експлуатації	39
2.2.2 Оцінка навантаження в післяаварійному режимі експлуатації.....	42
2.3 Вибір перерізу ліній низької напруги, що живить житлові та громадські будинки	45
2.3.1 Вибір перерізу ліній розподільної мережі 10 кВ і ліній живлення.....	49
2.4 Розрахунок навантаження на шинах 10 кВ центра живлення.....	51
2.4.1 Забезпечення компенсації реактивної потужності	52

2.5 Вибір відгалужень регуляторів напруги перемикачів без збудження розподільних трансформаторів.....	52
2.6 Вибір комутаційної апаратури.....	59
2.6.1 Комутаційна апаратура живлячої мережі 10 кВ	60
2.6.2 Комутаційна апаратура розподільної мережі 0,4 кВ	60
2.6.3 Вибір трансформаторів струму і напруги.....	61
2.7 Розрахунок струмів короткого замикання та перевірка вибраних комутаційних апаратів і живлячих провідників за умов короткого замикання	62
2.7.1 Розрахунок струмів короткого замикання в електричній мережі вище 1 кВ	63
2.7.2 Розрахунок струмів короткого замикання в електричній мережі нижче 1 кВ	74
2.8 Розрахунок параметрів струмової відсічки	79
Висновок до розділу 2	83
3 ОСОБЛИВОСТІ РОЗРАХУНКУ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В МЕРЕЖІ НАПРУГОЮ 0,4 кВ З НЕСИМЕТРИЧНИМ НАВАНТАЖЕННЯМ	
.....	85
3.1 Постановка задачі та вихідні дані	85
3.2 Метод симетричних складових.....	87
3.3 Розрахунок втрат у лінії за прийнятими сценаріями.....	89
3.4 Параметрична залежність втрат від ступеня несиметрії.....	92
3.5 Розрахунок річних втрат електроенергії.....	93
3.6 Перевірка результатів за емпіричними коефіцієнтами несиметрії	96
3.7 Вплив несиметрії на трансформатор та інші елементи мережі.....	97
3.8 Заходи зі зниженням несиметрії та оцінка їх ефективності	98
Висновок до розділу 3	99

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ КАБЕЛЬНОЇ МЕРЕЖІ 0,4 кВ	100
4.1 Загальна характеристика об'єкта	100
4.2 Технічні характеристики електроустановки	101
4.3 Перелік робіт та склад бригади	102
4.4 Моніторинг стану виробничого середовища за методом Елмері	103
4.5 Оцінювання ризику на робочому місці.....	105
4.6 Вибір технічних і організаційних заходів безпеки.....	105
4.7 Пожежна безпека.....	107
4.8 Розрахункове завдання. Розрахунок захисного заземлення кабельної лінії 0,4 кВ.....	108
4.9 Висновок до розділу 4	109
ВИСНОВКИ.....	111
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ	114

ВСТУП

Робота електричних мереж неможлива без втрат: частина енергії неминуче витрачається на процеси її передавання та розподілу, і повністю усунути це не вдасться. Питання радше в тому, наскільки втрати великі й чи можна їх зменшити. Найбільше енергії втрачається в розподільних мережах низької напруги, до яких безпосередньо приєднано побутових і комунальних споживачів. Тому навіть невелике відносне зниження втрат на цьому рівні відчутно позначається на енергоефективності всієї енергосистеми, надійності електропостачання та кінцевій вартості енергії для споживача.

Розмір втрат визначається не лише навантаженням і параметрами самої мережі. Не менш важлива якість електричної енергії, і в мережах напругою 0,4 кВ одним із найвідчутніших чинників є несиметрія навантаження. Її важко уникнути: до мережі приєднано безліч однофазних побутових приймачів, а розподілити їх між фазами абсолютно рівномірно на практиці не виходить. Через нерівність фазних струмів у мережі з'являються струми зворотної та нульової послідовностей, а в чотирипровідній лінії струм тече ще й нульовим проводом. Усе це створює додаткові втрати активної потужності, яких за симетричного режиму не було б.

Із цим і пов'язана актуальність теми. Несиметрія найбільше притаманна житловим та комунально-побутовим споживачам, а їхня частка в сучасних містах лише зростає. Отже, рахувати втрати без огляду на несиметрію означає їх занижувати, тож враховувати цей чинник потрібно як під час проєктування, так і під час експлуатації систем електропостачання. У дипломному проєкті задачу розглянуто на конкретному прикладі: системі електропостачання, яка включає інструментальний цех та житловий мікрорайон із громадськими будівлями.

Мета роботи полягає в дослідженні особливостей розрахунку втрат електричної енергії в мережах із несиметричним навантаженням і в оцінці того, наскільки несиметрія збільшує ці втрати для обраного об'єкта.

					ННІЕЕ.1910-с.ОЕ-21.ДП.002 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		11

Досягнення мети передбачає вирішення кількох завдань: проаналізувати об'єкт електропостачання і причини виникнення несиметрії в його мережах напругою 0,4 кВ; розглянути методи розрахунку втрат за несиметричного навантаження; виконати розрахунок системи електропостачання об'єкта; визначити втрати окремо для симетричного й несиметричного режимів та зіставити їх; нарешті, запропонувати заходи, які дозволять ці втрати зменшити.

Об'єктом дослідження є процеси передавання та розподілу електричної енергії в мережах низької напруги розглянутого комплексу, а предметом є додаткові втрати активної потужності й електричної енергії, що виникають через несиметрію навантаження. За основний метод обрано метод симетричних складових: він дозволяє розкласти несиметричну систему струмів на складові прямої, зворотної та нульової послідовностей і кількісно показати, який внесок у втрати дає кожна з них.

					ННІЕЕ.1910-с.0Е-21.ДП.002 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		12

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

1.1 Класифікація втрат електроенергії: технічні та нетехнічні втрати

Втрати електричної енергії є одним із головних показників того, наскільки ефективно працює мережа. За походженням їх прийнято поділяти на технічні та нетехнічні, і поділ цей не суто формальний: він підказує, де шукати причину втрат і якими методами їх оцінювати та зменшувати.

Технічні втрати породжують самі фізичні процеси, що відбуваються в елементах мережі під час передавання та розподілу енергії. Струм нагріває провідники з активним опором; свій внесок дають і трансформатори, у яких енергія втрачається в обмотках та в сталі магнітопроводу. Уникнути таких втрат не можна, зате їх можна порахувати, якщо відомі параметри мережі та обладнання. Залежать вони від довжини й перерізу ліній, навантаження споживачів, режиму роботи та температурних умов, параметрів трансформаторів. Найбільше технічних втрат припадає на мережі низької напруги, оскільки саме там течуть великі струми за порівняно малих перерізів провідників [1].

Нетехнічні втрати мають іншу природу. Безпосереднього фізичного підґрунтя в них немає; виникають вони радше з організаційних причин, як-от недосконалий облік, похибки вимірювальних приладів, неточності у звітних даних, а часом і несанкціоноване споживання енергії. Порахувати їх наперед, як технічні, не вдасться: зазвичай їх визначають як різницю між енергією, відпущеною в мережу, і енергією, яку врахували прилади обліку.

					ННІЕЕ.1910-с.ОЕ-21.ДП.002 ПЗ					
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						
Розроб.		Гатілін В.І.			ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ ЩОДО МЕТИ, ОБ'ЄКТА ТА ПРЕДМЕТУ ДОСЛІДЖЕННЯ			Літ.	Арк.13	Акрушів 117
Перевір.		Попов В.А.								
Реценз.										
Н. Контр.		Прокопенко І.Д.								
Затверд.										
					НН ІЕЕ, зр. ОЕ-21					

Окремо в межах технічних втрат виділяють додаткові, що з'являються через погіршення якості електричної енергії. До чинників, які їх збільшують, належать відхилення напруги, вищі гармоніки та несиметрія навантаження. Для мереж низької напруги з переважно однофазними побутовими

споживачами найвідчутнішим є саме останній чинник, тому далі мова йтиме передусім про нього.

1.2 Несиметрія навантаження та її вплив на втрати в мережах низької напруги

Несиметричним називають режим роботи мережі, за якого струми, напруги й потужності окремих фаз не однакові. Несиметрія буває різною за тривалістю. Короткочасна супроводжує аварійні процеси, такі як короткі замикання чи обрив фази, а тривала зумовлена тим, що фази постійно завантажені нерівномірно. У розподільних мережах напругою 0,4 кВ домінує саме друга, і причина зрозуміла: до них приєднано надто багато однофазних побутових навантажень [2].

Корінь проблеми криється в самому характері житлових та комунально-побутових споживачів. Значна частина їхніх приймачів, як-от освітлення, побутова техніка та електроплити, живиться однофазною напругою. Поділити такі навантаження порівну між трьома фазами неможливо вже хоча б тому, що працюють вони безсистемно: упродовж доби то вмикаються, то вимикаються. Унаслідок цього фазні струми різняться за величиною, що й робить мережу несиметричною. Окрім цього варто враховувати і випадковий характер електричних навантажень.

Саме тут стає в пригоді метод симетричних складових [3]. За ним будь-яку несиметричну систему трьох струмів можна подати як суму трьох симетричних систем: прямої, зворотної та нульової послідовностей. Несиметричне навантаження споживає струм прямої послідовності й водночас саме стає джерелом струмів зворотної та нульової послідовностей. Ці струми

					ННІЕЕ.1910-с.ОЕ-21.ДП.002 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		14

течуть елементами мережі, тобто лініями, кабелями й трансформаторами, і додають втрат активної потужності понад те, що мережа мала б за симетричного режиму. У чотирипровідній лінії струм нульової послідовності протікає ще й нульовим проводом, через що втрати зростають додатково.

Найгірше несиметрія впливає на трансформатори зі схемою з'єднання обмоток «зірка/зірка з нулем», поширені в розподільних мережах, а також асинхронні двигуни, для яких струми зворотної послідовності означають додаткове нагрівання. Та й річ не лише у втратах: несиметрія погіршує умови роботи обладнання та знижує якість напруги в споживачів.

Щоб оцінити несиметрію кількісно, користуються коефіцієнтами несиметрії струмів за зворотною (K_{21}) та нульовою (K_{01}) послідовностями; їх визначають як відношення відповідної симетричної складової до струму прямої послідовності. Допустимі рівні несиметрії напруги в точках приєднання споживачів задає стандарт ДСТУ EN 50160 [4], згідно з яким коефіцієнт несиметрії напруги за зворотною послідовністю не повинен виходити за встановлену межу. Якщо ж цю межу перевищено, це сигнал, що без заходів зі зниження несиметрії вже не обійтися.

1.3 Характеристика об'єкта дослідження

Об'єктом дослідження є система електропостачання комплексу, у якому існують промислова зона та житловий мікрорайон з певною інфраструктурою. Промислове навантаження частину представляє інструментальний цех машинобудівного підприємства та інші його виробничі споживачі, а комунально-побутове навантаження складають житлові будинки різної поверховості та громадські будівлі. Район живиться від центру живлення (ЦЖ) напругою 10 кВ: від його шин кабельні лінії 10 кВ через розподільний пункт підводять живлення до трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ, на яких напругу знижують до 0,4 кВ для кінцевих споживачів.

Підстанція ТП-1 з трансформатором ТМ-630/10 живить будинки з електричними плитами: 24-поверховий з двома секціями (144 помешкання),

					ННІЕЕ.1910-с.0Е-21.ДП.002 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		15

16-поверховий односекційний (48 помешкань) і два 16-поверхові на дві секції (по 128 помешкань). Найбільший із них, 24-поверховий, віднесено до I категорії надійності, решта - до II. Такі будинки виділено окремо не випадково, адже навантаження на квартиру в них найбільше, а частка однофазних приймачів найвища, тому й несиметрія тут виявляється найсильніше.

Підстанція ТП-2 з трансформатором ТМ-630/10 обслуговує будинки з газовими плитами: два 9-поверхові односекційний (по 36 помешкань) і два 9-поверхові на чотири секції (по 216 помешкань). Від підстанції ТП-3 з трансформатором ТМ-250/10 живляться громадські будівлі, а саме два заклади громадського харчування на 100 місць та продовольчий магазин із торговельною залогою площею 200 м². Усі ці споживачі належать до II категорії надійності.

Технологічний процес інструментального цеху забезпечують металорізальні верстати (токарні, фрезерні, шліфувальні, заточувальні), а поряд із ними працюють електричні печі (опору та індукційні), вентиляційні установки й мостові крани з тривалістю вмикання 25 %. Основну частку навантаження цеху створюють трифазні двигуни верстатів: вони споживають чималу реактивну потужність, проте працюють у цілком симетричному режимі. Сам цех живиться від власної цехової підстанції з трансформатором ТМ-400/10, а решту промислового навантаження району приєднано до підстанції ТП-4 з трансформатором ТМ-1000/10. Мережі напругою 0,4 кВ живлять і промислових, і цивільних споживачів, а кабельні лінії 10 кВ зв'язують усі трансформаторні підстанції з центром живлення.

Висновок до розділу 1

У розділі втрати електричної енергії розглянуто за їхнім походженням і показано, що помітну частину технічних втрат становлять додаткові, спричинені погіршенням якості енергії, насамперед несиметрією навантаження. З'ясовано й те, звідки несиметрія береться в мережах низької

					ННІЕЕ.1910-с.0Е-21.ДП.002 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		16

напруги: її джерелом є однофазні побутові навантаження, які важко рівномірно розкласти між фазами.

Описано також об'єкт дослідження, тобто систему електропостачання, яка складається з інструментального цеху, інших промислових споживачів, житлових будинків та громадських будівель, що живиться від центру живлення напругою 10 кВ через підстанції ТП-1-ТП-4 та цехову ТП. Встановлено, що найбільшу несиметрію очікувано дають будинки з електричними плитами, які живляться від ТП-1. Щоб оцінити додаткові втрати від несиметрії кількісно, обрано метод симетричних складових, який і стане розрахунковою основою для наступних розділів проєкту.

					ННІЕЕ.1910-с.0Е-21.ДП.002 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		17

2 РОЗРОБКА ЗАГАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ РАЙОНУ МІСТА

2.1 Умови проєктування

2.1.1 Характеристика та особливості об'єкта проєктування

Об'єктом проєктування є система електропостачання району міста змішаного типу, який включає житлову забудову, громадські будівлі та промислову зону. Така структура зумовлює значну нерівномірність графіків споживання електроенергії через відмінні режими роботи споживачів: вечірні піки у житловому секторі та змінне або рівномірне навантаження підприємств. Це вимагає раціонального розподілу потужностей і створення достатнього резерву в системі.

Електрична мережа району є багаторівневою (включає напруги 110, 35, 10 та 0,4 кВ), що забезпечує поетапне зниження напруги на підстанціях для живлення кінцевих побутових і комерційних споживачів. Така структура мінімізує втрати при передачі енергії на значні відстані та гарантує гнучкість керування режимами роботи мережі.

Живлення здійснюється від двох незалежних джерел напругою 110 кВ, які приєднані до енергосистеми та працюють паралельно або в режимі взаємного резервування. На головних понижувальних підстанціях встановлені трансформатори для зниження напруги до 35 і 10 кВ. Застосування двох вводів підвищує надійність системи, дозволяючи реалізувати схеми автоматичного введення резерву (АВР) та оперативного перемикання без тривалих перерв у живленні (рис. 2.1).

					ННІЕЕ.1910-с.ОЕ-21.ДП.002 ПЗ			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	РОЗРОБКА ЗАГАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ РАЙОНУ МІСТА	Літ.	Арк.18	Акрушів 117
Розроб.		Гатілін В.І.						
Перевір.		Попов В.А.						
Реценз.								
Н. Контр.		Прокопенко І.Д.				НН ІЕЕ, гр. ОЕ-21		
Затверд.								



На рівні напруги 10 кВ організовано розподільчі пункти (РП), які виконують функцію розподілу навантаження та забезпечують можливість оперативного перемикання за допомогою автоматичного ввімкнення резерву (АВР). Це дозволяє миттєво відновлювати живлення у випадку відмови одного з джерел.

Від РП електроенергія подається до трансформаторних підстанцій ТП1, ТП2 та ТП3 для живлення житлових і громадських будівель. На цих

підстанціях напруга знижується з 10 кВ до 0,4 кВ для подальшого розподілу між кінцевими споживачами.

Для промислових споживачів (цехів підприємства) схема передбачає окремі відгалуження. Їх живлення здійснюється відокремленими лініями 10 кВ від РП, що ізолює промислове навантаження від житлового сектору та підвищує загальну якість електропостачання. Залежно від потужності, цехи можуть використовувати власні ТП або жититися безпосередньо на рівні 10 кВ.

Система електропостачання побудована з урахуванням таких основних вимог:

- забезпечення необхідного рівня надійності та резервування живлення за рахунок АВР;
- раціональний розподіл навантажень між підстанціями;
- зниження втрат електроенергії при передачі;
- забезпечення якості електроенергії відповідно до нормативних вимог.

Отже, розроблена багаторівнева схема з чітким розподілом функцій між елементами мережі гарантує ефективне та надійне електропостачання як житлових, так і промислових споживачів.

2.1.2 Визначення розрахункових електричних навантажень цеху промислового підприємства

Приміщення інструментального цеху - це окрема будівля каркасного типу, змонтована зі збірних залізобетонних блоків. Стеля виконана із залізобетонних плит перекриття, а підлога бетонна на ґрунтовій основі. Розміри цеху становлять $A \times B \times H = 35 \times 40 \times 10$ м.

Інструментальний цех є сухим опалюваним приміщенням з нормальною вологістю повітря. На ділянках шліфування та заточування

					ННІЕЕ.1910-с.0Е-21.ДП.002 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		20

виділяється металевий та абразивний пил, а поблизу електричних печей температура повітря підвищена.

Згідно з п. 1.1.13 ПУЕ [5], приміщення цеху належить до приміщень з підвищеною небезпекою ураження електричним струмом. Це зумовлено наявністю струмопровідної залізобетонної підлоги (пп. 2) та можливістю одночасного дотику людини до металоконструкцій будівлі й металевих корпусів електроустаткування (пп. 4).

З урахуванням наявності пилу електрообладнання приймається у виконанні зі ступенем захисту оболонки не нижче IP54.

Усе електрообладнання працює на змінній напрузі 380 В, частотою 50 Гц. Основним обладнанням, яке може викликати спотворення показників якості електричної енергії, є електричні печі (індукційні та опору) і мостові крани. Перелік та навантаження електроприймачів, згрупованих по силових пунктах (СП), наведено в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 - Перелік обладнання цеху

Силовий пункт	№ на плані	Найменування ЕП	Категорія надійності	Кв	cosφ	Ном. пот., кВт
СП1	26-29	Електричні печі опору	II	0.8	0.92	50
	30, 31	Електричні печі індукційні	II	0.6	0.9	26
СП2	36-41	Вентиляційні установки	II	0.5	0.7	8.2
СП3	2, 3, 14	Строгальні верстати	II	0.18	0.55	16.2
	4-8	Токарно-револьверні	II	0.15	0.5	12.5
	9-12	Шліфувальні верстати	II	0.2	0.5	4.2

Продовження таблиці 2.1

СП4	32-35	Заточувальні верстати	II	0.25	0.65	8
	19-22, 24, 25	Фрезерувальні верстати	II	0,22	0.55	10
	13, 15-17	Вертикально- свердлильні	II	0.14	0.5	6.2
	18, 23	Заточувальні верстати	II	0.25	0.65	8
СП5	1, 42, 43	Мостові крани (ПВ=25%)	II	0.12	0.5	30

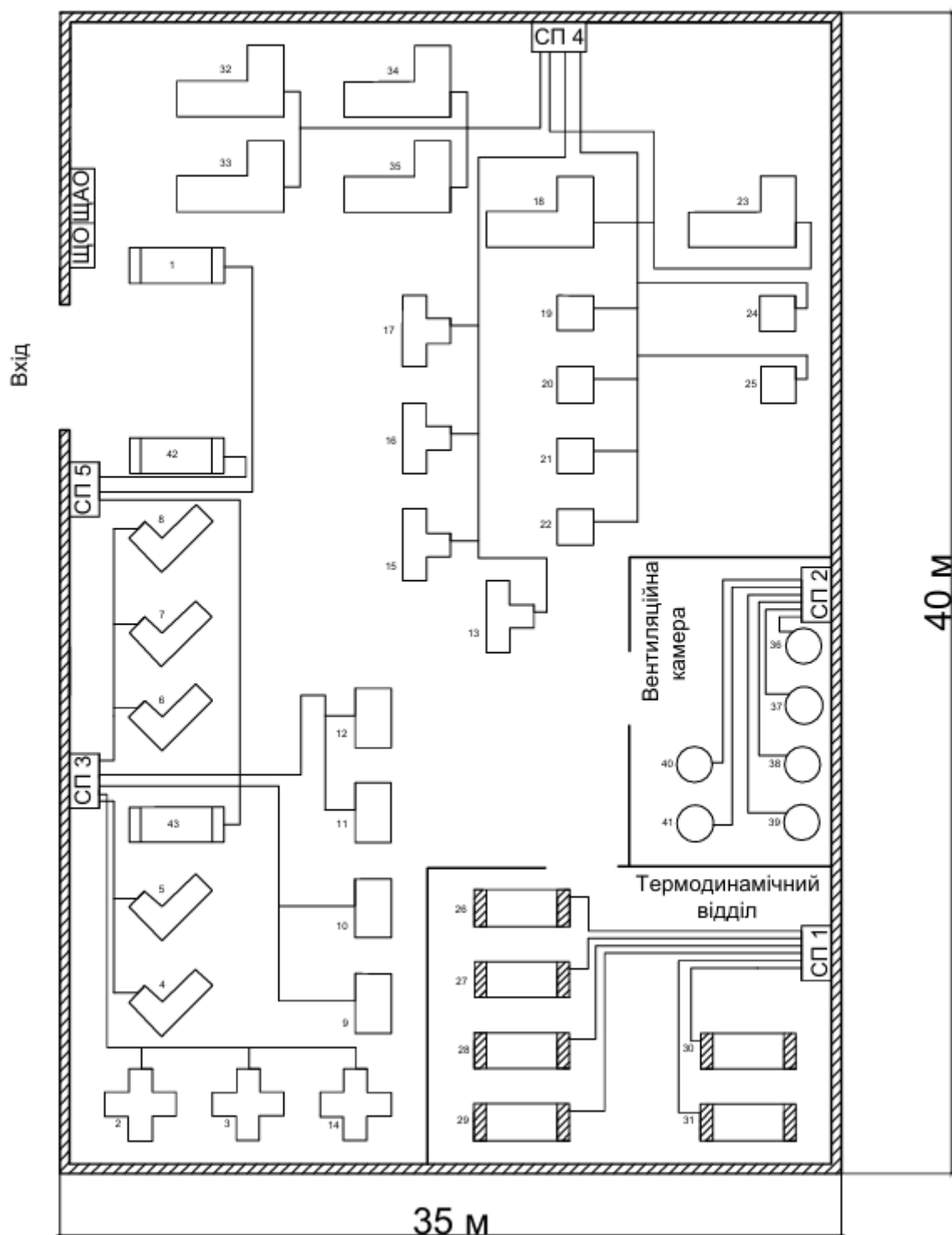


Рисунок 2.2 - План встановлення та підключення ЕП до СП

Метод розрахункових коефіцієнтів (РК) [6], 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.

Розрахунок навантаження розглянемо на прикладі електроприймачів, які отримують живлення від СП.....

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 електричних індукційних печей, за формулою (2.1):

$$P_{H.інд} = 2 \cdot 26 = 52 \text{ кВт.}$$

Номінальна потужність для електричних печей опору (за формулою 2.1):

$$P_{H.оп} = 4 \cdot 50 = 200 \text{ кВт.}$$

Загальна номінальна активна потужність групи електроприймачів СП1:

$$P_H = P_{H.оп} + P_{H.інд} = 200 + 52 = 252 \text{ кВт.}$$

Для мостових кранів, працюючих у повторно-короткочасному режимі, розрахункова потужність приймається рівною номінальній, приведений до тривалого режиму:

$$P_H = nP_{паст} \sqrt{TB}, \quad (2.2)$$

$$P_H = 3 \cdot 30 \cdot \sqrt{0,25} = 45 \text{ кВт.}$$

де $P_{паст}$ - паспортна потужність;

					ННІЕЕ.1910-с.0Е-21.ДП.002 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		24

ТВ - коефіцієнт тривалості включення.

Розрахунок інших навантажень проводимо згідно формул (2.1) та (2.2) та результати зводимо в таблицю 2.2.

Визначаємо проміжну активну і реактивну потужності:

$$P_{\text{пр}} = P_{\text{н}\Sigma} k_{\text{в}}, (2.3)$$

$$Q_{\text{пр}} = P_{\text{пр}} \operatorname{tg} \varphi (2.4)$$

де, $k_{\text{в}}$ - коефіцієнт використання.

$$P_{\text{пр}} = 45 \cdot 0,12 = 5,4 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{пр}} = 5,4 \cdot 1,73 = 9,34 \text{ квар.}$$

Розраховуємо номінальну групову активну потужність для СП1:

$$P_{\text{н}} = \sum_{i=1}^n P_{\text{н}i} = 200 + 52 = 252 \text{ кВт.}$$

Для інших споживачів розрахунок проводимо аналогічно та результати зводимо до таблиці 2.2.

Сумарна проміжна активна і реактивна потужності для СП1:

$$P_{\text{п}} = \sum_{i=1}^n P_{\text{пр}i}, (2.5)$$

де, $\sum P_{\text{пр}}$ - сума активних проміжних потужностей для СП1,

$$P_{\text{пСП1}} = 160 + 31,2 = 191,2 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{п}} = \sum_{i=1}^n Q_{\text{пр}i}, (2.6)$$

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

$$Q_{\text{пСП1}} = 68,16 + 15,11 = 83,27 \text{ квар.}$$

Серед всіх споживачів СП1 шукаємо ЕП з максимальною і мінімальною номінальною потужністю:

$$P_{\text{minпСП1}} = 26 \text{ кВт},$$

					ННІЕЕ.1910-с.0Е-21.ДП.002 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		25

$$P_{maxпСП1} = 50 \text{ кВт},$$

$$m = \frac{P_{maxпСП1}}{P_{minпСП1}} = \frac{50}{26} = 1.92.$$

Розраховуємо коефіцієнт використання для усіх ЕП всього силового пункту:

$$K_B = \frac{P_n}{P_{н\Sigma}}, (2.7)$$

де, P_n - сумарна проміжна потужності для СП1;

$P_{н\Sigma}$ - сумарна номінальна потужність для СП1.

$$K_{вСП1} = \frac{191,2}{252} = 0,76.$$

Ефективне число ЕП визначимо по формулі:

$$n_{еф} = \frac{P_{н\Sigma}^2}{\sum P_{ні}^2}, (2.8)$$

де, $P_{н max}$ - максимальна номінальна потужність.

$$n_{ефСП1} = \frac{252^2}{4 \cdot 50^2 + 2 \cdot 26^2} = 5,59.$$

Приймаємо $n_{еСП1} = 6$

Для інших електроприймачів розрахунок ведеться аналогічно. Дані зводимо в таблицю 2.2.

Визначаємо коефіцієнт розрахункового навантаження:

$$K_{рСП1} = 1,11.$$

Розраховуємо сумарну розрахункову активну потужність для СП1:

$$P_p = P_n K_p, (2.9)$$

					ННІЕЕ.1910-с.0Е-21.ДП.002 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		26

де, P_{Σ} - сумарна проміжна активна потужність для СП1;

K_p - коефіцієнт розрахункового навантаження;

$$P_p = 191,2 \cdot 1,11 = 212,23 \text{ кВт.}$$

Визначаємо розрахункову реактивну потужність:

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

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

$$\text{СП1: } Q_p = 1,1 \cdot Q_{\text{пр}} = 1,1 \cdot 83,27 = 91,60 \text{ квар (так як } n_e = 6 \leq 10).$$

Повна розрахункова потужність для СП1 дорівнює:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}, (2.10)$$

$$S_{\text{рСП1}} = \sqrt{212,23^2 + 91,60^2} = 231,15 \text{ кВА.}$$

Розрахунковий струм для СП1 становить:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3}U_n}, (2.11)$$

де, S_p - повна розрахункова потужність для СП1;

U_n - номінальна напруга;

$$I_{\text{рСП1}} = \frac{231,15}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 333,6 \text{ А.}$$

Для інших СП розрахунок проводимо аналогічно і результати зводимо до таблиці 2.2.

Розраховуємо сумарне силове навантаження цеху:

Сумарна кількість електроприймачів

$$n_{\Sigma} = \sum_{i=1}^m n_i, (2.12)$$

					ННІЕЕ.1910-с.0Е-21.ДП.002 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		27

$$n_{\Sigma} = 6 + 14 + 4 + 16 + 3 = 43.$$

Розраховуємо номінальну групову активну потужність:

$$P_{\text{н}} = \sum_{i=1}^n P_{\text{н}i} = 252 + 49,2 + 127,9 + 132,8 + 45 = 606,9 \text{ кВт.}$$

(тут сумуються потужності СП1-СП5 та мостові крани з урахуванням приведення до тривалого режиму)

Серед всіх електроприймачів шукаємо з максимальною і мінімальною потужностями:

$$P_{\text{minпСП3}} = 4,2 \text{ кВт,}$$

$$P_{\text{maxпСП1}} = 50 \text{ кВт,}$$

$$m = \frac{P_{\text{maxпСП1}}}{P_{\text{minпСП3}}} = \frac{50}{4,2} = 11,9.$$

Сумарна проміжна активна і реактивна потужності становлять:

$$P_{\text{пCH}} = \sum_{i=1}^n P_{\text{пCH}i}, (2.13)$$

$$P_{\text{пCH}} = 191,2 + 24,6 + 21,48 + 28,67 + 5,4 = 271,35 \text{ кВт,}$$

$$Q_{\text{пCH}} = \sum_{i=1}^n Q_{\text{пCH}i}, (2.14)$$

$$Q_{\text{пCH}} = 83,27 + 25,1 + 35,34 + 40,09 + 9,35 = 193,15 \text{ квар.}$$

Розраховуємо коефіцієнт використання:

$$K_{\text{в}} = \frac{P_{\text{пCH}}}{P_{\text{н}\Sigma}}, (2.15)$$

$$K_{\text{вСП}} = \frac{271,35}{606,9} = 0,45.$$

					ННІЕЕ.1910-с.0Е-21.ДП.002 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		28

Ефективне число ЕП визначимо по формулі:

$$n_{\text{еСП}} = \frac{2 \sum_{i=1}^n P_{\text{нi}}}{P_{\text{нi.max}}}, (2.16)$$

$$n_{\text{еСП}} = \frac{2 \cdot 606,9}{50} = 24,28.$$

Приймаємо $n_{\text{еСП}} = 24$.

Визначаємо коефіцієнт розрахункового навантаження:

$$K_p = 0,9.$$

Розраховуємо сумарну розрахункову активну потужність:

$$P_p = P_n K_p, (2.17)$$

$$P_p = 271,35 \cdot 0,9 = 244,22 \text{ кВт.}$$

Визначаємо розрахункову реактивну потужність. Оскільки ефективне число електроприймачів $n_e = 24 > 10$, реактивна потужність приймається без підвищувального коефіцієнта:

$$Q_p = K_p \cdot Q_{\text{пр}}, (2.18)$$

$$Q_p = 0,9 \cdot 193,15 = 173,84 \text{ квар.}$$

Повна розрахункова потужність силового навантаження:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}, (2.19)$$

$$S_p = \sqrt{244,22^2 + 173,84^2} = 299,77 \text{ кВА.}$$

Розрахунковий струм:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} U_n}, (2.20)$$

					ННІЕЕ.1910-с.0Е-21.ДП.002 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		29

$$I_p = \frac{299,77}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 432,7 \text{ А.}$$

Перш ніж визначати розрахункові навантаження освітлювальних установок, виконують світлотехнічний розрахунок електричного освітлення проєктованого цеху, яке поділяється на робоче та аварійне.

Для розрахунку освітлення інструментального цеху застосуємо метод коефіцієнта використання світлового потоку [7].

Потрібний світловий потік ламп у кожному світильнику Φ визначається за формулою:

$$\Phi = \frac{E_{min} k_z F z}{\eta}, (2.21)$$

де, k_z - коефіцієнт запасу;

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:

$$\rho_{ст} = 0,3,$$

$$\rho_c = 0,5,$$

$$\rho_p = 0,1.$$

					ННІЕЕ.1910-с.0Е-21.ДП.002 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		30

Визначаємо:

Коефіцієнт запасу $k_3 = 1,8$.

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

Коефіцієнт нерівномірності $z = 1,15$.

Площа приміщення:

$$F = AB, (2.22)$$

$$F = 35 \cdot 40 = 1400 \text{ м}^2.$$

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

$$i = \frac{A \cdot B}{h(A+B)}, (2.23)$$

$$h = H - h_c - h_p, (2.24)$$

де, $H = 8$ 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.

$$h = 10 - 1,2 - 0,8 = 8 \text{ м},$$

Тоді:

$$i = \frac{35 \cdot 40}{8 \cdot (35 + 40)} = 2,33.$$

Коефіцієнт використання світлового потоку:

$$\eta = 0,6.$$

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

					ННІЕЕ.1910-с.0Е-21.ДП.002 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		31

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

Тип та потужність ламп:

High Bay LED 300 Вт, $\Phi_{\text{л}} = 30000$ лм, $P_{\text{л}} = 300$ Вт $U = 220$ В.

Тоді світловий потік:

$$\Phi = \frac{200 \cdot 1,3 \cdot 1400 \cdot 1,12}{0,6} = 679467 \text{ лм.}$$

Кількість світильників :

$$N_{\text{св}} = \frac{\Phi}{\Phi_{\text{л}}}, (2.25)$$

$$N = \frac{679467}{30000} = 22,65 \approx 23 \text{ шт.}$$

Використовуємо High Bay LED 300 Вт; потужність ламп $P_{\text{л}} = 300$ Вт, $\cos \varphi = 0,9$, тоді $\text{tg} \varphi = 0,48$.

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

$$P_{\text{осв}} = n P_{\text{л}} K_{\text{п}}, (2.26)$$

$$P_{\text{осв}} = 23 \cdot 300 \cdot 0,9 = 6210 \text{ Вт.}$$

Визначаємо реактивну потужність освітлювального навантаження:

$$Q_{\text{осв}} = P_{\text{осв}} \text{tg} \varphi, (2.27)$$

$$Q_{\text{осв}} = 6210 \cdot 0,48 = 2980,8 \text{ вар.}$$

Світильники аварійного освітлення розмістимо рівномірно по всій площі приміщення. Значення освітленості при аварійному освітленні для

					ННІЕЕ.1910-с.0Е-21.ДП.002 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		32

інструментального цеху рекомендується брати 5 % від норми робочого освітлення, але не менш як 5 та не більше 30 лк. Для освітлення використаємо LED світильник ДБО 01-24-П-003.

$$P_{ав} = 0,05P_{осв}, (2.28)$$

$$P_{ав} = 0,05 \cdot 6210 = 310,5 \text{ Вт.}$$

Розраховуємо повне освітлювальне навантаження:

$$S_{осв} = \sqrt{P_{осв\Sigma}^2 + Q_{осв\Sigma}^2}, (2.29)$$

$$P_{осв\Sigma} = P_{осв} + P_{ав}, (2.30)$$

$$P_{осв\Sigma} = 6210 + 310,5 = 6520,5 \text{ Вт,}$$

$$Q_{осв\Sigma} = P_{осв} \operatorname{tg} \varphi, (2.31)$$

$$Q_{осв\Sigma} = 6520,5 \cdot 0,48 = 3129,8 \text{ вар,}$$

$$S_{осв} = \sqrt{6,52^2 + 3,13^2} = 7,233 \text{ кВА.}$$

Результати розрахунків зведемо в таблицю 2.2.

Активна потужність на шинах 0,4кВ ТП:

$$P_{нн} = P_p + P_{осв}, (2.32)$$

де, P_p - сумарна розрахункова активна потужність для всіх СП;

$P_{осв}$ - активна потужність освітлювального навантаження;

$$P_{нн} = 244,22 + 6,52 = 250,74 \text{ кВт.}$$

Реактивна потужність на шинах 0,4кВ ТП:

$$Q_{нн} = Q_p + Q_{осв}, (2.33)$$

де, Q_p - сумарна розрахункова активна потужність для всіх СП;

$Q_{осв}$ - активна потужність освітлювального навантаження;

					ННІЕЕ.1910-с.0Е-21.ДП.002 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		33

$$Q_{HH} = 173,84 + 3,13 = 176,97 \text{ квар.}$$

Повна потужність на шинах 0,4кВ ТП:

$$S_{HH} = \sqrt{P_{HH}^2 + Q_{HH}^2}, (2.34)$$

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

$$S_{HH} = \sqrt{250,74^2 + 176,97^2} = 306,90 \text{ кВА.}$$

Результати розрахунків занесемо в таблицю 2.2.

Таблиця 2.2 - Навантаження цеху промислового підприємства

Початкові дані							Довідникові			Проміжні потужності		пр.с	пе	Кр	Розрахункові потужності			Ір, А
Найменування ЕП	п. од	Номинальна потужність, кВт				рmax/рmin	Кв	cosφ	tgφ	Рп,кВт	Qп,квар				Рр,кВт	Qр,квар	Sp,кВА	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Електричні печі опору	4	50	200				0,8	0,92	0,43	160	68,8							
Електричні печі індукційні	2	26	52				0,6	0,9	0,48	31,2	15							
СП1	6		252	50	26	1,92	0,76			191,2	83,27	5,6	6	1,11	212,23	91,6	231,15	333,6
Вентиляційні установки	6	8,2	49,2				0,5	0,7	1,02	24,6	25,1							
СП2	6	8,2	49,2	8,2	8,2	1	0,5	0,7		24,6	25,1	6	6	1,2	29,52	27,61	40,42	58,3
Строгальні верстати	3	16,2	48,6				0,18	0,55	1,52	8,75	13,3							
Токарно-револьверні	5	12,5	62,5				0,15	0,5	1,73	9,38	16,2							
Шліфувальні верстати	4	4,2	16,8				0,2	0,5	1,73	3,36	5,8							
СП3	12		127,9	16,2	4,2	3,86	0,17			21,48	35,34	10	10	1,7	36,52	38,88	53,34	77
Заточувальні верстати	6	8	48				0,25	0,65	1,17	12	14,04							
Фрезерувальні верстати	6	10	60				0,22	0,55	1,52	13,2	20,1							
Вертикально-свердлильні	4	6,2	24,8				0,14	0,5	1,73	3,47	6							
СП4	16		132,8	10	6,2	1,61	0,21			28,67	40,09	16	16	1,4	40,14	40,09	56,73	81,9
Мостові крани (ПВ=25%)	3	30	45				0,12	0,5	1,73	5,4	9,35							
СП5	3		45	30	30	1	0,12			5,4	9,35	1	1	2,5	13,5	10,29	16,97	24,5
Силове навантаження на шинах 0,4 кВ ТП	43		606,9	50	4,2	11,9	0,45			271,35	193,15		24	0,9	244,22	173,84	299,77	432,7
Освітлювальне навантаження (ЩО)															6,52	3,13	7,23	10,4
Сумарне навантаження на шинах 0,4 кВ ТП															250,74	176,97	306,9	443

Отже, навантаження цеху є значним.

2.1.3 Характеристика та особливості будівель міста

У проєктованому районі міста передбачено розміщення житлових та громадських будівель різного функціонального призначення, що формують

комбіноване електричне навантаження з різними режимами споживання електроенергії. Основні характеристики споживачів наведені в таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 - Навантаження в електропостачальних системах житлових і громадських будинків

№	Позн. на схемі	Тип об'єкта	Кільк. буд.	Кільк. кварт.	Кат. над.
1	А	Житловий будинок з електричними плитами, 24 поверхи, 2 секції, 144 помешкань	1	144	I
2	Б	Житловий будинок з електричними плитами, 16 поверхів, 1 секція, 48 помешкань	1	48	II
3	В	Житловий будинок з електричними плитами, 16 поверхів, 2 секції, 128 помешкань	2	256	II
4	Е	Житловий будинок з газовими плитами, 9 поверхів, 1 секції, 36 помешкань	2	72	II
5	Ж	Житловий будинок з газовими плитами, 9 поверхів, 4 секція, 216 помешкань	2	432	II
6	Н	Кафе на 100 місць	2		II
7	С	Магазин продовольчих товарів з площею торгівельного залу 200 м ²	1		II

Житловий фонд району представлений багатоповерховими будинками різної поверховості та планувальних рішень. Зокрема, передбачено:

– багатоповерхові житлові будинки з електричними плитами (типи А, Б, В), що характеризуються підвищеним рівнем електроспоживання за рахунок використання електроенергії для приготування їжі;

– 9-поверхові житлові будинки з газовими плитами (типи Е, Ж), які мають менше електричне навантаження порівняно з будинками з електроплитами, проте формують значні пікові навантаження у вечірні години.

Загальна кількість квартир у житлових будинках є суттєвою, що обумовлює необхідність врахування коефіцієнтів одночасності та попиту при розрахунку електричних навантажень. Багатосекційні будинки (типи А, В та Ж) формують концентровані вузли навантаження, що впливає на вибір потужності трансформаторних підстанцій та схеми їх підключення.

Громадські будівлі представлені об'єктами обслуговування населення, серед яких кафе та продовольчий магазин. Дані об'єкти характеризуються відносно рівномірним або змінним протягом доби графіком навантаження. Зокрема, заклади громадського харчування (кафе) є відповідальними споживачами, для яких бажано забезпечити надійне електропостачання, що впливає на побудову схеми живлення та організацію резервування.

Відповідно до вимог надійності електропостачання, більшість будівель району належить до II категорії, що передбачає забезпечення живлення від двох незалежних джерел з автоматичним або оперативним відновленням електропостачання у разі аварії. Це обумовлює застосування пристроїв автоматичного ввімкнення резерву (АВР) на трансформаторних підстанціях.

На рисунку 2.3 наведено схему розміщення житлових і громадських будівель відносно трансформаторних підстанцій, що дозволяє оцінити територіальний розподіл навантаження та принципи їх живлення.

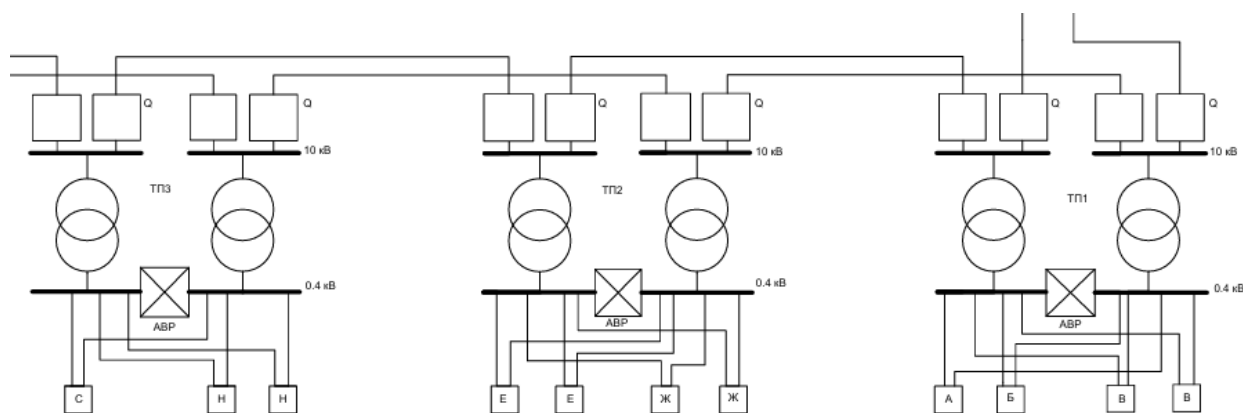


Рисунок 2.3 - Схема живлення житлових і громадських будинків

Аналіз схеми показує, що живлення будівель здійснюється від декількох трансформаторних підстанцій, що забезпечує рівномірний розподіл навантаження та скорочення довжини мереж низької напруги. Такий підхід дозволяє зменшити втрати електроенергії та покращити показники якості напруги у споживачів.

Будинки II категорії надійності оснащені пристроями автоматичного ввімкнення резерву (АВР), що забезпечують автоматичне перемикання на резервне джерело живлення у разі відмови основного. Особливу увагу приділено житловому будинку типу А, який віднесено до I категорії надійності: для нього передбачено живлення від двох незалежних джерел з обов'язковим резервуванням, що виключає перерви в електропостачанні навіть в аварійних режимах. Застосування таких рішень значно підвищує надійність електропостачання та відповідає сучасним вимогам до систем розподілу електроенергії в міських умовах.

2.1.4 Формування пропозиції щодо лінійної складової приєднання до електричних мереж оператора системи розподілу

Оператор системи розподілу (ОСР) - це суб'єкт господарювання, який здійснює розподіл електричної енергії мережами на визначеній території та забезпечує їх експлуатацію, обслуговування й розвиток. Його діяльність регулюється Законом України «Про ринок електричної енергії» [8] та Кодексом систем розподілу, затвердженим НКРЕКП [9]. До ключових функцій ОСР належить визначення технічних умов приєднання, зокрема точки забезпечення потужності, параметрів мережі та вимог до лінійної складової.

Приєднання проєктованого об'єкта виконується згідно з Кодексом систем розподілу та Правилами приєднання електроустановок до електричних мереж. Лінійна складова охоплює будівництво чи реконструкцію ліній від точки забезпечення потужності, визначеної ОСР, до точки приєднання установок замовника. Пропозиція формується на основі аналізу наявної

					ННІЕЕ.1910-с.0Е-21.ДП.002 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		37

мережевої інфраструктури, розрахункових навантажень району та вимог до надійності.

Точка забезпечення потужності визначається ОСР з урахуванням пропускної здатності мереж і перспектив їх розвитку. У даному проєкті приєднання передбачається від мереж напругою 10 кВ, що відповідає величині навантаження району та забезпечує мінімізацію витрат на будівництво нових ліній.

Лінійна складова включає:

– будівництво кабельних ліній електропередачі відповідного класу напруги; – прокладання кабельних трас у межах забудови з урахуванням інженерної інфраструктури; – встановлення комутаційних апаратів та пунктів секціонування; – організацію резервних ліній для споживачів I та II категорій надійності.

З огляду на щільну міську забудову перевага надається кабельним лініям, які забезпечують підвищену надійність і менший вплив на довкілля. Особлива увага приділяється надійності залежно від категорії споживачів: для будинку типу А (I категорія) передбачено живлення від двох незалежних джерел з обов'язковим резервуванням по лінійній частині, а для споживачів II категорії резервування реалізується взаєморезервуючими лініями або застосуванням АВР.

Пропозиція щодо лінійної складової також враховує вимоги до якості електроенергії, допустимих втрат напруги та струмових навантажень ліній, що гарантує відповідність параметрів мережі чинним державним стандартам.

2.2 Оцінка навантаження громадських будівель у нормальних умовах експлуатації

Визначення розрахункових навантажень громадських об'єктів виконуємо згідно з ДБН В.2.5-23:2025 [10] наступним чином:

					ННІЕЕ.1910-с.0Е-21.ДП.002 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		38

$$P_{ж.б} = p_{пит} n_{кв} + 0,9 K_{п.л} n_{ліф} p_{л}, \quad (2.35)$$

$$Q_{ж.б} = p_{пит} n_{кв} tg\varphi_{кв} + 0,9 K_{п.л} n_{ліф} p_{л} tg\varphi_{ліф}. \quad (2.36)$$

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.

Наведені розрахункові формули дозволяють оцінити електричне навантаження громадських об'єктів у нормальних умовах експлуатації з урахуванням квартир і ліфтів.

2.2.1 Оцінка навантаження в нормальному режимі експлуатації

У якості прикладу розглянемо розрахунок навантаження споживачів, які отримують живлення від ТП...

Знаходимо розрахункове навантаження житлових будинків з електричними плитами в нормальному режимі роботи, тобто один трансформатор ТП живить половину квартир та ліфтових установок. Будинки з однаковим способом приготування їжі (типи А, Б, В) рахуємо як один будинок із сумарною кількістю квартир.

Сумарна кількість квартир будинків з електроплитами становить 448, кількість секцій - 7 (загалом 14 ліфтів по 6 та 9 кВт на секцію). Питоме навантаження приймаємо за таблицею 3.1 для III рівня електрифікації залежно від кількості приєднаних квартир (для 224 квартир $p_{пит} = 1,372 \text{ кВт/житло}$):

$$P_{ел}^{1/2} = 1,372 \cdot \frac{448}{2} + 0,9 \cdot 0,9 \cdot \frac{105}{2} = 349,76 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{ел}}^{1/2} = 1,372 \cdot \frac{448}{2} \cdot 0,2 + 0,9 \cdot 0,9 \cdot \frac{105}{2} \cdot 1,17 = 111,20 \text{ квар.}$$

Знаходимо розрахункове навантаження житлових будинків з газовими плитами в нормальному режимі роботи, тобто один ТП живить половину квартир. Будинки з однаковим способом приготування їжі (типи Е, Ж) рахуємо як один будинок із сумарною кількістю квартир.

Сумарна кількість квартир будинків з газовими плитами становить 504, кількість секцій - 10 (20 ліфтів). Питоме навантаження приймаємо для І рівня електрифікації (для 252 квартир $p_{\text{пит}} = 0,836 \text{ кВт/житло}$):

$$P_{\text{газ}}^{1/2} = 0,836 \cdot \frac{504}{2} + 0,9 \cdot 0,8 \cdot \frac{150}{2} = 264,72 \text{ кВт,}$$

$$Q_{\text{газ}}^{1/2} = 0,836 \cdot \frac{504}{2} \cdot 0,29 + 0,9 \cdot 0,8 \cdot \frac{150}{2} \cdot 1,17 = 124,29 \text{ квар.}$$

Визначаємо розрахункові навантаження громадських будівель в нормальному режимі роботи:

$$P_p = P_{\text{пит}} n, \quad (2.37)$$

$$Q_p = P_p \text{tg} \varphi_{\text{пит}}. \quad (2.38)$$

де, $p_{\text{пит}}$ - питоме розрахункове електричне навантаження будівлі;

n - кількість навантаження;

Знаходимо розрахункове навантаження кафе в нормальному режимі роботи (повністю електрифіковане, до 500 місць: $p_{\text{пит}} = 1,03 \text{ кВт/місце}$, $\text{tg} \varphi = 0,20$):

$$P_H^{1/2} = 1,03 \cdot \frac{2 \cdot 100}{2} = 103 \text{ кВт,}$$

$$Q_H^{1/2} = 103 \cdot 0,2 = 20,6 \text{ квар.}$$

Знаходимо розрахункове навантаження продовольчого магазину в нормальному режимі роботи (площа залу 200 м^2 , без кондиціонування: $p_{\text{пит}} = 0,23 \text{ кВт/м}^2$, $\text{tg} \varphi = 0,62$):

					ННІЕЕ.1910-с.0Е-21.ДП.002 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		40

$$P_C^{1/2} = 0,23 \cdot 200 = 46 \text{ кВт},$$

$$Q_C^{1/2} = 40 \cdot 0,62 = 28,52 \text{ квар.}$$

Зведемо до таблиці 2.4 розраховані навантаження об'єктів у нормальному режимі роботи.

Таблиця 2.4 - Навантаження об'єктів у нормальному режимі роботи

Позн. на схемі	Об'єкт	Рр, кВт	Qр, квар
А, Б, В	Житлові будинки з електричними плитами	349,76	111,2
Е, Ж	Житлові будинки з газовими плитами	264,72	124,29
Н	Кафе	103	20,6
С	Магазин продовольчий	46	28,52

Розраховуємо навантаження на шини ТП1 - ТП3 в нормальному режимі роботи.

$$P_{TP} = P_{p.max} + \sum_{i=1}^{n-1} P_{pi} K_{c.maxi}, \quad (2.39)$$

$$Q_{TP} = Q_{q.max} + \sum_{i=1}^{n-1} Q_{qi} K_{c.maxi}, \quad (2.40)$$

$$S_{TP} = \sqrt{P_{TP}^2 + Q_{TP}^2}, \quad (2.41)$$

ТП1 живить житлові будинки з електричними плитами (типи А, Б, В):

$$S_{TP1}^{1/2} = \sqrt{349,76^2 + 111,20^2} = 367,01 \text{ кВА.}$$

ТП2 живить житлові будинки з газовими плитами (типи Е, Ж):

$$S_{TP2}^{1/2} = \sqrt{264,72^2 + 124,29^2} = 292,45 \text{ кВА.}$$

ТП3 живить громадські об'єкти - кафе (Н) та продовольчий магазин (С).

За максимальне приймаємо навантаження кафе:

$$P_{TP3}^{1/2} = 103 + 46 \cdot 0,8 = 139,80 \text{ кВт},$$

$$Q_{TP3}^{1/2} = 20,6 + 28,52 \cdot 0,8 = 43,42 \text{ квар},$$

$$S_{ТПЗ}^{1/2} = \sqrt{139,80^2 + 43,42^2} = 146,39 \text{ кВА.}$$

2.2.2 Оцінка навантаження в післяаварійному режимі експлуатації

Знаходимо розрахункове навантаження житлових будинків з електричними плитами в післяаварійному режимі роботи, коли один ТП бере на себе повне навантаження - всі квартири та ліфтові установки. Будинки з однаковим способом приготування їжі (типи А, Б, В) рахуємо як один будинок із сумарною кількістю квартир.

Питоме навантаження приймаємо для III рівня електрифікації для повної кількості квартир (448 квартир: $p_{\text{пит}} = 1,281 \text{ кВт/житло}$):

$$P_{\text{ел}} = 1,281 \cdot 448 + 0,9 \cdot 0,9 \cdot 105 = 659,03 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{ел}} = 1,281 \cdot 448 \cdot 0,2 + 0,9 \cdot 0,9 \cdot 105 \cdot 1,17 = 214,30 \text{ квар.}$$

Знаходимо розрахункове навантаження житлових будинків з газовими плитами в післяаварійному режимі роботи. Будинки з однаковим способом приготування їжі (типи Е, Ж) рахуємо як один будинок із сумарною кількістю квартир.

Питоме навантаження приймаємо для I рівня електрифікації для повної кількості квартир (504 квартири: $p_{\text{пит}} = 0,698 \text{ кВт/житло}$):

$$P_{\text{газ}} = 0,698 \cdot 504 + 0,9 \cdot 0,8 \cdot 150 = 459,79 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{газ}} = 0,698 \cdot 504 \cdot 0,29 + 0,9 \cdot 0,8 \cdot 150 \cdot 1,17 = 228,44 \text{ квар.}$$

Визначаємо розрахункові навантаження громадських будівель у післяаварійному режимі роботи:

$$P_p = P_{\text{пит}} n, \quad (2.42)$$

$$Q_p = P_p \text{tg} \varphi_{\text{пит}}. \quad (2.43)$$

де, $p_{\text{пит}}$ - питоме розрахункове електричне навантаження будівлі;

n - кількість навантаження;

Знаходимо розрахункове навантаження кафе в післяаварійному режимі роботи (повне навантаження двох кафе по 100 місць):

					ННІЕЕ.1910-с.0Е-21.ДП.002 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		42

$$P_H = 1,03 \cdot 2 \cdot 100 = 206 \text{ кВт},$$

$$Q_H = 206 \cdot 0,2 = 41,2 \text{ квар.}$$

Знаходимо розрахункове навантаження продовольчого магазину в післяаварійному режимі роботи:

$$P_C = 0,23 \cdot 200 = 46 \text{ кВт},$$

$$Q_C = 46 \cdot 0,62 = 28,52 \text{ квар.}$$

Зведемо до таблиці 2.5 розраховані навантаження об'єктів у післяаварійному режимі роботи.

Таблиця 2.5 - Навантаження об'єктів у післяаварійному режимі роботи

Позн. на схемі	Об'єкт	Рр, кВт	Qр, квар
А, Б, В	Житлові будинки з електричними плитами	659,03	214,3
Е, Ж	Житлові будинки з газовими плитами	459,79	228,44
Н	Кафе	206	41,2
С	Магазин продовольчий	46	28,52

Розраховуємо навантаження на шини ТП1 - ТП3 в післяаварійному режимі роботи.

$$P_{ТП} = P_{p.max} + \sum_{i=1}^{n-1} P_{pi} K_{c.maxi}, \quad (2.44)$$

$$Q_{ТП} = Q_{q.max} + \sum_{i=1}^{n-1} Q_{qi} K_{c.maxi}, \quad (2.45)$$

$$S_{ТП} = \sqrt{P_{ТП}^2 + Q_{ТП}^2}, \quad (2.46)$$

ТП1 (житлові будинки з електричними плитами А, Б, В):

$$S_{ТП1} = \sqrt{659,03^2 + 214,30^2} = 693 \text{ кВА},$$

ТП2 (житлові будинки з газовими плитами Е, Ж):

$$S_{ТП2} = \sqrt{459,79^2 + 228,44^2} = 513,41 \text{ кВА},$$

ТПЗ (громадські об'єкти - кафе Н та магазин С):

$$P_{\text{ТПЗ}} = 206 + 46 \cdot 0,8 = 242,80 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{ТПЗ}} = 41,2 + 28,52 \cdot 0,8 = 64,02 \text{ квар},$$

$$S_{\text{ТПЗ}} = \sqrt{242,80^2 + 64,02^2} = 251,10 \text{ кВА},$$

Визначимо навантаження на вводі для кожного об'єкта окремо та занесемо отримані значення у таблицю 2.6. Розрахунок ведемо за повним навантаженням будинку.

$$P_A = 1,576 \cdot 144 + 0,9 \cdot 0,9 \cdot 30 = 251,24 \text{ кВт},$$

$$Q_A = 1,576 \cdot 144 \cdot 0,2 + 0,9 \cdot 0,9 \cdot 30 \cdot 1,17 = 73,82 \text{ квар},$$

$$P_B = 2,25 \cdot 48 + 0,9 \cdot 0,9 \cdot 15 = 120,15 \text{ кВт},$$

$$Q_B = 2,25 \cdot 48 \cdot 0,2 + 0,9 \cdot 0,9 \cdot 15 \cdot 1,17 = 35,82 \text{ квар},$$

$$P_B = 1,632 \cdot 128 + 0,9 \cdot 0,9 \cdot 30 = 233,20 \text{ кВт},$$

$$Q_B = 1,632 \cdot 128 \cdot 0,2 + 0,9 \cdot 0,9 \cdot 30 \cdot 1,17 = 70,21 \text{ квар},$$

$$P_E = 1,395 \cdot 36 + 0,9 \cdot 0,8 \cdot 15 = 61,02 \text{ кВт},$$

$$Q_E = 1,395 \cdot 36 \cdot 0,29 + 0,9 \cdot 0,8 \cdot 15 \cdot 1,17 = 27,20 \text{ квар},$$

$$P_{\text{Ж}} = 0,860 \cdot 216 + 0,9 \cdot 0,8 \cdot 60 = 228,87 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{Ж}} = 0,860 \cdot 216 \cdot 0,29 + 0,9 \cdot 0,8 \cdot 60 \cdot 1,17 = 104,39 \text{ квар},$$

					ННІЕЕ.1910-с.0Е-21.ДП.002 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		44

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

Позн. на схемі	Об'єкт	Р _р , кВт	Q _р , квар
А	Житловий будинок з електричними плитами	251,24	73,82
Б	Житловий будинок з електричними плитами	120,15	35,82
В	Житловий будинок з електричними плитами	233,2	70,21
Е	Житловий будинок з газовими плитами	61,02	27,2
Ж	Житловий будинок з газовими плитами	228,87	104,39
Н	Кафе	103	20,6
С	Магазин продовольчий	46	28,52

2.3 Вибір перерізу ліній низької напруги, що живить житлові та громадські будинки

Мінімально допустимі перерізи мережі напругою до 1000 В, в загальному випадку, повинні задовольняти наступним вимогам [11]:

1. Втрати напруги в нормальному режимі не повинна перевищувати допустимої величини: $\Delta U \leq \Delta U_{\text{доп}}$.
2. Втрати напруги в післяаварійному режимі не повинна перевищувати 10%: $\Delta U_{\text{п/а}} \leq 10\%$.
3. Струмове навантаження в нормальному режимі не повинне перевищувати допустимої величини, визначеної з урахуванням умов прокладки кабельної лінії:

$$I_p \leq I_{\text{доп}} K_1 K_2, \quad (2.47)$$

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:

$$I_p \leq I_{\text{доп}} K_1 K_2 K_{\text{пер}}, \quad (2.48)$$

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

Розглянемо наступний приклад.

Визначаємо розрахункове струмове навантаження на прикладі багатоквартирного будинку А:

$$I_A = \frac{\sqrt{P_A^2 + Q_A^2}}{\sqrt{3} U_n} = \frac{\sqrt{251,24^2 + 73,82^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 377,96 \text{ А.}$$

Обираємо з каталогу найближче більше значення перерізу за умовою:

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{I_A}{K_1 K_2 K_{\text{пер}}} \geq \frac{377,96}{1 \cdot 1 \cdot 1,3} \geq 290,74 \text{ А.}$$

АВВГ 5×240, $I_{\text{доп}} = 330 \text{ А}$, $r_0 = 0,125 \text{ Ом/км}$, $x_0 = 0,0587 \text{ Ом/км}$.

					ННІЕЕ.1910-с.0Е-21.ДП.002 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		46

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

$$\Delta U_A = \frac{(P_A r_0 + Q_A x_0) L_{\text{кл}}}{10 \cdot U_H^2} = \frac{(251,24 \cdot 0,125 + 73,82 \cdot 0,0587) \cdot 0,1}{10 \cdot 0,4^2} = 2,23 \%$$

Втрата напруги не повинна перевищувати допустиму величину +10%:

$$\Delta U_{B1} \leq 10\% \rightarrow 2,23 \leq 10\%,$$

Умова перевірки виконується.

Для інших об'єктів розрахунок проводимо аналогічно та результати зводимо до таблиці 2.7.

Таблиця 2.7 - Вибір перерізу ліній низької напруги

Об'єкт	I _p , А	I _{розр} , А	L, км	Кабель	I _{доп} , А	r ₀ , Ом/км	x ₀ , Ом/км	ΔU ≤ 10%
А	377,96	290,74	0,1	АВВГ 5×240	330	0,125	0,0587	2,23
Б	180,96	139,20	0,12	АВВГ 5×70	166	0,443	0,0612	4,16
В	351,52	270,40	0,14	АВВГ 5×185	286	0,164	0,0596	3,71
Е	96,43	74,18	0,12	АВВГ 5×25	93	1,2	0,0662	5,63
Ж	363,09	279,30	0,15	АВВГ 5×185	286	0,164	0,0596	4,1
Н	151,61	116,62	0,1	АВВГ 5×50	137	0,641	0,0625	4,21
С	78,12	60,09	0,11	АВВГ 5×16	72	1,91	0,0675	6,17

Зведемо до таблиці 2.8 навантаження по кожному ТП в нормальному режимі роботи, для вибору номінальної потужності трансформаторів.

Таблиця 2.8 - Навантаження ТП в післяаварійному режимі роботи

№	P, кВт	Q, квар	Sф, кВА
ТП1	659,03	214,3	693
ТП2	459,79	228,44	513,41
ТП3	242,8	64,02	251,1
ТП4	960	240	989,55
ТП цех	250,74	176,97	306,90

Виберемо трансформатор для ТП1.

Приймаємо для ТП1 трансформатор ТМ-630/10 [12] з паспортними даними:

$S_H = 630 \text{ кВА}$; $\Delta P_{xx} = 1,31 \text{ кВт}$; $\Delta P_{кз} = 7,6 \text{ кВт}$; $I_{xx} = 2,0\%$; $U_{кз} = 5,5\%$.

Перевірка трансформатора.

Втрати в трансформаторі:

$$\Delta S = \sqrt{(\Delta P_{xx} + \Delta P_{кз})^2 + \left(S_H \frac{I_{xx}}{100} + \left(\frac{S_{\phi}}{S_H} \right)^2 S_H \frac{U_{кз}}{100} \right)^2}, \quad (2.49)$$

$$\Delta S = \sqrt{(1,31 + 7,6)^2 + \left(630 \cdot \frac{2}{100} + \left(\frac{693}{630} \right)^2 \cdot 630 \cdot \frac{5,5}{100} \right)^2} = 55,25 \text{ кВА},$$

$$S_{ТП1} = S_{\phi} + \Delta S < 1,4 S_H = 693 + 55,25 < 1,4 \cdot 630 = 748,25 < 882 \text{ кВА}.$$

Умова виконується, трансформатор ТМ-630/10 підходить для ТП1.

Вибір трансформаторів для інших ТП проводиться аналогічно, результати заносимо до таблиці 2.9.

Таблиця 2.9 - Розподіл навантаження на ТП1-ТП4, ТП цеху

Марка трансформатора	S _{нт} , кВА	ΔS, кВА	S _{фпа} , кВА	1,4·S _н	K
ТМ-630/10	630	55,25	693	882	0,848
ТМ-630/10	630	36,71	513,41	882	0,624
ТМ-250/10	250	17,69	251,1	350	0,768

Продовження таблиці 2.9

ТМ-1000/10	1000	69,42	989,55	1400	0,756
ТМ-400/10	400	20,83	306,90	560	0,585

Обрані трансформатори забезпечують надійне покриття розрахункових навантажень ТП із допустимим рівнем завантаження.

2.3.1 Вибір перерізу ліній розподільної мережі 10 кВ і ліній живлення

Розраховуємо переріз ліній Л1 і Л2.

Знаходимо навантаження Л1, Л2, які живлять ТП1-ТП4:

$$P_{Л1,2}^{п/а} = K_{см} \sum_i^n P_{ТПi}, (2.50)$$

$$Q_{Л1,2}^{п/а} = K_{см} \sum_i^n Q_{ТПi}, (2.51)$$

Приймаємо $K_{сум макс тр} = 0,85$ для всіх трансформаторів.

$$P_{Л1,2}^{п/а} = 0,85 \cdot (659,03 + 459,79 + 242,80 + 960) = 1973,38 \text{ кВт},$$

$$Q_{Л1,2}^{п/а} = 0,85 \cdot (214,30 + 228,44 + 64,02 + 240) = 634,75 \text{ квар}.$$

Коефіцієнт суміщення максимумів приймаємо з таблиці 9 довідкових даних.

$$S_{Л1,2}^{п/а} = \sqrt{1973,38^2 + 634,75^2} = 2072,95 \text{ кВА},$$

Визначаємо розрахункове струмове навантаження:

$$I_{Л1,2} = \frac{S_{Л1,2}^{п/а}}{\sqrt{3}U_n} = \frac{2072,95}{\sqrt{3} \cdot 10} = 119,68 \text{ А}, (2.52)$$

Обираємо з каталогу найближче більше значення перерізу за умовою:

$$I_{доп} \geq \frac{I_{Л1,2}}{K_1 K_2 K_{пер}} \geq \frac{119,68}{1 \cdot 1 \cdot 1,3} \geq 92,06 \text{ А}.$$

Отже, обрали АПВП 3×50, $I_{доп} = 119 \text{ А}$.

					ННІЕЕ.1910-с.0Е-21.ДП.002 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		49

Розраховуємо переріз ліній ЛЗ і Л4.

Знаходимо навантаження ЛЗ, Л4, які живлять ТП1-ТП4 та цехове ТП.

Навантаження на першій секції шин 10 кВ ЦЖ:

$$P_{1с.ш} = K_{сум}(P_1 + P_2 + P_3 + P_4 + P_{ТПцех}), (2.53)$$

$$Q_{1с.ш} = K_{сум}(Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_{ТПцех}), (2.54)$$

де, $K_{сум} = 0,85$ - коефіцієнт суміщення максимумів навантажень міських електромереж і промислових підприємств;

$$P_{1с.ш} = 0,85 \cdot (659,03 + 459,79 + 242,80 + 960 + 250,74) = 2186,51 \text{ кВт},$$

$$Q_{1с.ш} = 0,85 \cdot (214,30 + 228,44 + 64,02 + 240 + 176,97) = 785,17 \text{ квар},$$

$$S_{1с.ш} = \sqrt{2186,51^2 + 785,17^2} = 2323,13 \text{ кВА}.$$

$$I_{ЛЗ,4} = \frac{2323,13}{\sqrt{3} \cdot 10} = 134,12 \text{ А}.$$

Таблиця 2.10 - Вибір перерізу ліній в після аварійному режимі напругою 10кВ

Лінія	S, кВА	ТП, що живляться	I, А	Марка	Ідоп, А	г0, Ом/км
Л1,2	2072,95	ТП1-4	119,68	АПвП 3×50	140	0,641
ЛЗ,4	2323,13	ТП1-4, ТП цех	134,12	АПвП 3×50	140	0,641

2.4 Розрахунок навантаження на шинах 10 кВ центра живлення

Розраховуємо навантаження на шині 10 кВ центра живлення в аварійному режимі. Під'єднані навантаження по лініям наведені в таблиці 2.11.

Таблиця 2.11 - Розраховані навантаження в аварійному режимі під'єднані до центру живлення 10кВ

Назва приєднання	P, кВт	Q, квар
ЛЗ,4	2186,51	785,17
Л7	780	0
S1	31000	6000
S2	28000	5000

Розраховуємо загальну активну та реактивну потужність:

$$P_{\text{сум}} = K_{\text{см}}(P_{\text{ЛЗ,4}} + P_{\text{Л7}} + P_{\text{S1}} + P_{\text{S2}}),$$

$$Q_{\text{сум}} = K_{\text{см}}(Q_{\text{ЛЗ,4}} + Q_{\text{Л7}} + Q_{\text{S1}} + Q_{\text{S2}}),$$

$$P_{\text{сум}} = 0,85 \cdot (2186,51 + 780 + 31000 + 28000) = 52671,53 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{сум}} = 0,85 \cdot (785,17 + 0 + 6000 + 5000) = 10017,39 \text{ квар}.$$

Розраховуємо загальну повну потужність:

$$S = \sqrt{P_{\text{сум}}^2 + Q_{\text{сум}}^2},$$

$$S = \sqrt{52671,53^2 + 10017,39^2} = 53615,65 \text{ кВА}.$$

Отже, навантаження на шинах 10 кВ центру живлення становить 53 616 кВА.

2.4.1 Забезпечення компенсації реактивної потужності

Реактивна потужність являє собою складову повної потужності, яка не здійснює корисної роботи, а витрачається на створення електромагнітних полів у трансформаторах, електродвигунах, конденсаторах та інших елементах мережі. Вона не споживається безповоротно, а циркулює між джерелом живлення та споживачем. Попри це, наявність реактивної потужності спричиняє додаткові втрати в лініях електропередачі, додатково завантажує генератори й трансформатори та погіршує коефіцієнт потужності системи [13].

Коефіцієнт активної потужності визначається як відношення активної потужності, що виконує корисну роботу, до повної потужності, яка передається мережею. Чим ближчий цей коефіцієнт до одиниці, тим ефективніше використовується електрична енергія.

Знайдемо фактичне значення коефіцієнта активної потужності до компенсації реактивної потужності на шині 10 кВ центру живлення:

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{Q_{\text{сум}}}{P_{\text{сум}}}, (2.55)$$

$$\cos \varphi = \cos(\operatorname{arctg} \varphi), (2.56)$$

Виконаємо розрахунок:

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{10017,39}{52671,53} = 0,1902$$

$$\cos \varphi = \cos(\operatorname{arctg} 0,1902) = 0,982$$

Отже, значення $\cos \varphi$ вище 0,97. Тому компенсація не потрібна

2.5 Вибір відгалужень регуляторів напруги перемикачів без збудження розподільних трансформаторів

Для визначення втрат мережі розраховуємо втрати в ТП.

					ННІЕЕ.1910-с.0Е-21.ДП.002 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		52

У таблиці 2.12 наведено довжини ділянок ліній.

Таблиця 2.12 - Довжини ділянок ліній

Довжина ділянок ліній від-до, км					
Ділянка	п/ст-РП	РП-ТП1	ТП1-ТП2	ТП2-ТП3	ТП3-ТП4
Довжина	1,3	0,8	0,6	0,3	0,5

Параметри ТП беремо з розрахунків.

Таблиця 2.13 - Довідникові дані обраних ТП

ТП	S_H , кВА	P_{xx} , кВт	$P_{кз}$, кВт	I_{xx} , %	$U_{кз}$, %
1	630	1,31	7,6	2	5,5
2	630	1,31	7,6	2	5,5
3	250	0,82	3,7	2,3	4,5
4	1000	2,45	12,2	1,4	5,5

Розраховуємо втрати потужності та напруги в трансформаторах ТП на прикладі ТП1:

$$\Delta P = (P_{xx} + P_{кз}), \quad (2.57)$$

$$\Delta P = 1,31 + 7,6 = 8,91 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q = \left(S_H \frac{I_{xx}}{100} + \left(\frac{S_\phi}{S_H} \right)^2 S_H \frac{U_{кз}}{100} \right), \quad (2.58)$$

$$\Delta Q = \left(630 \cdot \frac{2}{100} + \left(\frac{693}{630} \right)^2 \cdot 630 \cdot \frac{5,5}{100} \right) = 54,53 \text{ квар.}$$

Знайдемо втрати напруги в ТП1:

$$\Delta U_{ТП1} = \frac{r_{ТП} P_{ТП1} + x_{ТП} Q_{ТП1}}{10 U_H^2}, \quad (2.59)$$

де $r_{ТП}$ – активний опір трансформатора, Ом;

$$r_{ТП} = \frac{P_{кз} U_{BH}^2}{S_H^2} 10^3, \quad (2.60)$$

$$r_{\text{тр}} = \frac{7,6 \cdot 10^2}{630^2} \cdot 10^3 = 1,91 \text{ Ом},$$

де, $z_{\text{тр}}$ - повний опір трансформатора, Ом;

$x_{\text{тр}}$ - реактивний опір трансформатора, Ом;

$$z_{\text{тр}} = \frac{U_{\text{кз}} U_{\text{н}}^2}{100 S_{\text{н}}} 10^3 \quad (2.61)$$

$$z_{\text{тр}} = \frac{5,5 \cdot 10^2}{100 \cdot 630} \cdot 10^3 = 8,73 \text{ Ом},$$

$$x_{\text{тр}} = \sqrt{z_{\text{тр}}^2 - r_{\text{тр}}^2} \quad (2.62)$$

$$x_{\text{тр}} = \sqrt{8,73^2 - 1,91^2} = 8,52 \text{ Ом}.$$

$$\Delta U_{\text{ТП1}} = \frac{1,91 \cdot 659,03 + 8,52 \cdot 214,3}{10 \cdot 10^2} = 3,09 \text{ \%}.$$

Розрахунок інших ТП проводимо аналогічно, результати заносимо до таблиці 2.14.

Таблиця 2.14 - Втрати в ТП

№	ΔP , кВт	ΔQ , квар	$r_{\text{ТП}}$, Ом	$z_{\text{ТП}}$, Ом	$x_{\text{ТП}}$, Ом	ΔU , %
ТП1	8,91	54,53	1,91	8,73	8,52	3,09
ТП2	8,91	35,61	1,91	8,73	8,52	2,83
ТП3	4,52	17,10	5,92	18,00	17,00	2,53
ТП4	14,65	67,86	1,22	5,50	5,36	2,46

Регулювальні відгалуження розподільних трансформаторів обираються таким чином, щоб скомпенсувати втрати напруги, які виникають у розподільній мережі до місця розташування ТП в режимі максимальних навантажень

Розраховуємо втрати лінії на прикладі ділянки лінії Л1:

$$\Delta P_{Л1} = \frac{(P+\Delta P)^2 + (Q+\Delta Q)^2}{U_H^2} r_0 L_1 10^{-3}, (2.63)$$

$$\Delta Q_{Л1} = \frac{(P+\Delta P)^2 + (Q+\Delta Q)^2}{U_H^2} x_0 L_1 10^{-3}, (2.64)$$

Таблиця 2.15 - Навантаження ліній у нормальному режимі роботи

№	L, км	P, кВт	Q, квар	S, кВА
п/ст-РП	1,3	2321,62	746,76	2438,76
РП-ТП1	0,8	2321,62	746,76	2438,76
ТП1-ТП2	0,6	1662,59	532,46	1745,77
ТП2-ТП3	0,3	1202,80	304,02	1240,63
ТП3-ТП4	0,5	960	240,00	989,55

Розрахунок здійснюємо на прикладі ділянки ТП3-ТП4:

$$\Delta P_{ТП3-ТП4} = \frac{(960 + 14,65)^2 + (240 + 67,86)^2}{10^2} \cdot 0,641 \cdot 0,5 \cdot 10^{-3} = 3,35 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{ТП3-ТП4} = \frac{(960+14,65)^2 + (240+67,86)^2}{10^2} \cdot 0,0625 \cdot 0,5 \cdot 10^{-3} = 0,33, \text{ квар},$$

Знайдемо втрати напруги на лінії ТП3-ТП4:

$$\Delta U_{ТП3-ТП4} = \frac{((P+\Delta P_{ТП3-ТП4}+\Delta P)r_0 + (Q+\Delta Q_{ТП3-ТП4}+\Delta Q)x_0)L_{ТП3-ТП4}}{10U_H^2}, (2.65)$$

$$\Delta U_{ТП3-ТП4} = \frac{(960 \cdot 0,641 + 240 \cdot 0,0625) \cdot 0,5}{10 \cdot 10^2} = 0,322\%$$

Розрахунок втрат напруги в інших лініях проводимо аналогічно, результати заносимо до таблиці 2.16.

Таблиця 2.16 - Втрати на лініях

№	L, км	ΔP , кВт	ΔQ , квар	ΔU , %
п/ст-РП	1,3	53,44	5,21	2,040
РП-ТП1	0,8	32,89	3,21	1,256
ТП1-ТП2	0,6	12,63	1,23	0,675
ТП2-ТП3	0,3	3,16	0,31	0,242
ТП3-ТП4	0,5	3,35	0,33	0,322

Виберемо відгалуження розподільних трансформаторів з перемиканням збудження (ПБЗ). На існуючих трансформаторах 10/0,4кВ з ПБЗ напруга на вторинних шинах може змінюватися за рахунок зміни коефіцієнта трансформації. Для цього передбачено п'ять відгалужень $\Delta E_T = 2,5\%$. Таким чином на трансформаторі можуть біти отримані добавки напруги E_T : 0; 2,5; 5; 7,5; 10 %. Вибір необхідної добавки напруги E_T та її розміщення виконують за допомогою таблиці 2.17 вибираючи відповідний діапазон зміни напруги на шинах ЦЖ

Таблиця 2.17 - Область застосування добавок напруги E_T

Номер відгалуження, n	1	2	3	4	5
Добавка, ΔE_T , %	0	2,5	5	7,5	10
Втрати напруги у мережі 10кВ до ТП ΔU_M , %	0..2,5	2,5..5	5..7,5	7,5..10	більше 10

Розраховуємо втрати напруги у мережі 10 кВ до розподільних трансформаторів (від шин 10 кВ п/ст):

$$\Delta U_{M1.1} = \Delta U_{Л4} + \Delta U_{Л1} = 2,040 + 1,256 = 3,296\%,$$

$$\Delta U_{м1.2} = \Delta U_{л4} + \Delta U_{л1} + \Delta U_{ТП1-ТП2} = 2,040 + 1,256 + 0,675 = 3,971 \%,$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{м1.3} &= \Delta U_{л4} + \Delta U_{л1} + \Delta U_{ТП1-ТП2} + \Delta U_{ТП2-ТП3} \\ &= 2,040 + 1,256 + 0,675 + 0,242 = 4,213 \%, \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{м1.4} &= \Delta U_{л4} + \Delta U_{л1} + \Delta U_{ТП1-ТП2} + \Delta U_{ТП2-ТП3} + \Delta U_{ТП3-ТП4} \\ &= 2,040 + 1,256 + 0,675 + 0,242 + 0,322 = 4,535 \%. \end{aligned}$$

Інші лінії розраховуємо так само та заносимо дані в таблицю 2.18.

Таблиця 2.18 - Вибір добавки напруги

№	Втрати $\Delta U_{м}, \%$	Добавка $\Delta E_{т}, \%$
$\Delta U_{м1.1}$	3,296	2,5
$\Delta U_{м1.2}$	3,971	2,5
$\Delta U_{м1.3}$	4,213	2,5
$\Delta U_{м1.4}$	4,535	2,5

У загальному випадку рівняння балансу напруг (відхилення напруги δU у будь-якій точці мережі та для будь-якого режиму β) може бути представлено у такий спосіб:

$$\delta U = E_{п} + E_{т} - \beta(\Delta U_{м} + \Delta U_{т} + \Delta U_{нм}), \quad (2.66)$$

Величина добавки напруги у режимі максимальних навантажень $E'_{п}$ обмежена верхнім допустимим рівнем відхилення напруги на затискачах ЕП $\delta U_{доп}^B = 5\%$, технічними можливостями регулювання напруги в ЦЖ, умовами нормальної роботи ліній середньої напруги. При виконанні цих умов значення

E'_Π вибирається таким, щоб відхилення напруги на шинах 0,4 кВ найближчого ТП (рис.2.4) не перевищувала верхнього допустимого рівня $\delta U_{\text{доп}}^B = 5\%$.

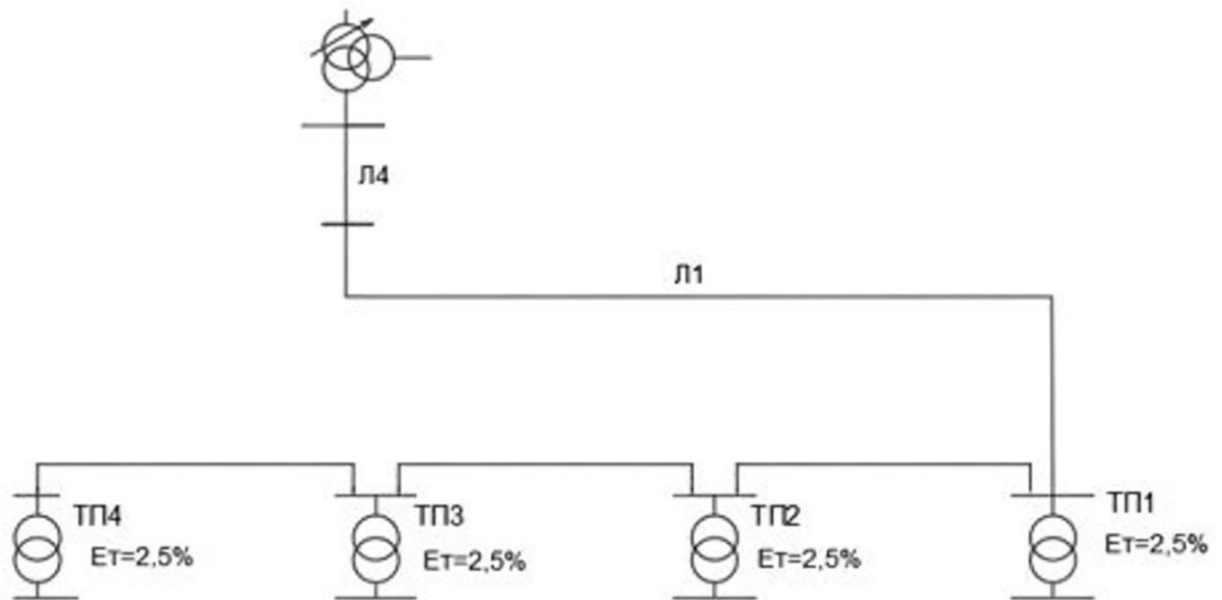


Рисунок 2.4 - Фрагмент розподільної мережі

Величина добавки напруги в режимі максимальних навантажень:

$$E'_\Pi = \delta U_{\text{доп}}^B - E_T + \beta_{\max}(\Delta U_M + \Delta U_T + \Delta U_{\text{нм}}) = 5 - 0 + 1 \cdot (0 + 2,5 + 0) = 7,5 \%,$$

Для режиму мінімальних навантажень існує дві контрольні точки: E''^B_Π та E''^H_Π . Необхідно, щоб у першого ТП, що має максимальну добавку напруги $E_{T.\max}$, напруга на його шинах 0,4 кВ не перевищила верхнього допустимого рівня $\delta U_{\text{доп}}^B = 5\%$.

Для режиму мінімальних навантажень необхідно виконання умови верхнього допустимого рівня напруги:

$$\begin{aligned} \delta U &\leq \delta U_{\text{доп}}^B = +5\% \\ E''^B_\Pi &= \delta U_y^B - E_T + \beta(\Delta U_{\text{м1.4}} + \Delta U_{\text{ТП4}} + \Delta U_{\text{нм}}) = \\ &= 5 - 2,5 + 0,25 \cdot (4,535 + 2,46 + 0) = 4,25\%, \end{aligned}$$

Для найбільш віддаленого споживача повинна виконуватись умова нижнього допустимого рівня напруги:

$$\delta U \geq \delta U_{\text{доп}}^{\text{H}} = -5\%$$

$$E_{\text{п}}''^{\text{H}} = \delta U_{\text{доп}}^{\text{B}} - E_{\text{т}} + \beta(\Delta U_{\text{м1.4}} + \Delta U_{\text{ТП4}} + \Delta U_{\text{нм}}) = -5 + 0,25 \cdot (0 + 2,46 + 5) = -3,13\%.$$

Знайдемо середнє значення для мінімального режиму:

$$E_{\text{п}}'' = \frac{E_{\text{п}}''^{\text{B}} + E_{\text{п}}''^{\text{H}}}{2} = \frac{4,25 + (-3,13)}{2} = -0,56\%.$$

Отримані значення забезпечують виконання умов відносно як верхнього, так і нижнього допустимого рівня напруги в режимі мінімального навантаження, що підтверджує правильність визначення закону регулювання напруги.

2.6 Вибір комутаційної апаратури

Комутаційна апаратура забезпечує оперативні перемикання, увімкнення та вимкнення ділянок мережі в нормальному режимі, а також автоматичне відключення пошкоджених ділянок у разі аварій. Апарати вибирають за номінальною напругою та найбільшим робочим (розрахунковим) струмом приєднання, після чого перевіряють на стійкість до струмів короткого замикання (підрозділ 2.7). Основні умови вибору:

$$U_{\text{ном.ап}} \geq U_{\text{ном.м}} \quad (2.67)$$

$$I_{\text{ном.ап}} \geq I_{\text{роб.мах}} \quad (2.68)$$

де $U_{\text{ном.ап}}$, $I_{\text{ном.ап}}$ - номінальні напруга та струм апарата;

$U_{\text{ном.м}}$ - номінальна напруга мережі;

$I_{\text{роб.мах}}$ - найбільший робочий струм ділянки.

Найбільший робочий струм приєднання визначають за повною потужністю:

$$I_{роб.мах} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (2.69)$$

2.6.1 Комутаційна апаратура живлячої мережі 10 кВ

На стороні 10 кВ комутацію та захист живлячих кабельних ліній Л1-Л4 виконують вакуумними вимикачами [14], установленими на відхідних приєднаннях центру живлення; для створення видимого розриву під час ремонтів передбачено роз'єднувачі. На вводі 10 кВ трансформаторних підстанцій застосовано вимикачі навантаження із запобіжниками, що відключають трансформатор та захищають його від струмів короткого замикання.

Найбільший робочий струм живлячих ліній - у лініях Л3, Л4 ($I_{роб} = 134,12$ А, підрозділ 2.3). Найбільший струм на стороні 10 кВ підстанцій - для ТП-4 з трансформатором ТМ-1000:

$$I_{роб} = \frac{989,55}{\sqrt{3} \cdot 10} = 57,1 \text{ А.}$$

За цими струмами та умовами (2.67), (2.68) обрано апаратуру, наведену в таблиці 2.19.

Таблиця 2.19 - Вибір комутаційної апаратури живлячої мережі 10 кВ

Місце встановлення	Тип апарата	$U_{ном}$, кВ	$I_{ном}$, А	$I_{роб}$, А
Лінії 10 кВ Л1-Л4 (ЦЖ)	Вакуумний вимикач ВВ/TEL-10-20/630	10	630	134,5
Лінії 10 кВ Л1-Л4 (ЦЖ)	Роз'єднувач РВЗ-10/630	10	630	134,5
Ввід 10 кВ підстанцій ТП	Вимикач навантаження ВНА-10/630 із запобіжниками ПКТ-10	10	630	57,1

Вакуумні вимикачі ВВ/TEL-10 мають великий комутаційний ресурс, малі габарити та не потребують обслуговування, тому їх прийнято як основні комутаційні апарати на стороні 10 кВ.

2.6.2 Комутаційна апаратура розподільної мережі 0,4 кВ

На стороні 0,4 кВ застосовано автоматичні вимикачі, що поєднують функції комутації та захисту від перевантажень і струмів короткого

замикання: ввідні (на ввіді від трансформатора), секційний (для автоматичного вводу резерву між секціями шин) та відхідні (на лініях до споживачів). Ввідний автоматичний вимикач вибирають за номінальним струмом трансформатора на стороні 0,4 кВ. Наприклад, для ТП-1 з трансформатором ТМ-630:

$$I_{\text{вв}} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 909 \text{ А.}$$

За цим струмом приймаємо автоматичний вимикач ВА88-43 [15] з номінальним струмом розчіплювача 1000 А. Відхідні автоматичні вимикачі вибирають за розрахунковими струмами відповідних ліній (підрозділ 2.3). Результати вибору наведено в таблиці 2.20.

Таблиця 2.20 - Вибір автоматичних вимикачів розподільної мережі 0,4 кВ

Призначення	І _{роб} , А	Тип автомата	І _{н.розч} , А
Ввідний, ТП-1 (ТМ-630/10)	909	ВА88-43	1000
Ввідний, ТП-2 (ТМ-630/10)	909	ВА88-43	1000
Ввідний, ТП-3 (ТМ-250/10)	361	ВА88-37	400
Ввідний, ТП-4 (ТМ-1000/10)	1443	ВА88-43	1600
Ввідний, цехова ТП (ТМ-400/10)	577	ВА88-40	630
Відхідний, будинок А	378	ВА88-37	400
Відхідний, будинок Б	181	ВА88-35	250
Відхідний, будинок В	352	ВА88-37	400
Відхідний, будинок Е	96	ВА88-32	100
Відхідний, будинок Ж	363	ВА88-37	400
Відхідний, кафе Н	152	ВА88-33	160
Відхідний, магазин С	78	ВА88-32	100

2.6.3 Вибір трансформаторів струму і напруги

Для живлення кіл обліку електроенергії, вимірювальних приладів та релейного захисту встановлюють вимірювальні трансформатори струму (ТС) і напруги (ТН). Трансформатори струму вибирають за номінальною напругою,

номінальним первинним струмом ($I_{\text{ном.прим}} \geq I_{\text{роб.мах}}$), класом точності та вторинним навантаженням; трансформатори напруги - за номінальною напругою та класом точності. Для кіл комерційного обліку приймають клас точності 0,5 (0,5S), для релейного захисту - 10P, з номінальним вторинним струмом 5 А.

На стороні 10 кВ установлюють трансформатори струму ТОЛ-10 на відхідних приєднаннях та трансформатор напруги НАМИ-10 на шинах центру живлення; на стороні 0,4 кВ - трансформатори струму на ввіді кожної підстанції. Результати вибору наведено в таблиці 2.21.

Таблиця 2.21 - Вибір трансформаторів струму і напруги

Призначення (місце)	Тип	U _{ном} , кВ	Коеф. трансф.	Клас точн.
ТС, лінії 10 кВ	ТОЛ-10	10	150/5	0,5 / 10P
ТС, ввід 0,4 кВ ТП-1	ТШЛ-0,66	0,66	1000/5	0,5S
ТС, ввід 0,4 кВ цехової ТП	ТШЛ-0,66	0,66	600/5	0,5S
ТН, шини 10 кВ ЦЖ	НАМИ-10	10	10000/100	0,5

Остаточну придатність обраної комутаційної апаратури підтверджують перевіркою на термічну та електродинамічну стійкість за струмами короткого замикання в підрозділі 2.7.

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

У процесі проєктування систем електропостачання важливим етапом є визначення струмів короткого замикання, оскільки саме ці режими є найбільш небезпечними для елементів мережі. Коротке замикання супроводжується різким зростанням струму, що може призвести до термічного та електродинамічного пошкодження обладнання, порушення стабільності роботи системи та відключення споживачів.

Розрахунок струмів короткого замикання дає можливість оцінити максимальні навантаження, які можуть виникнути в аварійних режимах, та

					ННІЕЕ.1910-с.0Е-21.ДП.002 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		62

правильно підібрати комутаційну апаратуру і провідники. Це забезпечує їх здатність витримувати дію аварійних струмів без втрати працездатності та гарантує надійність і безпечність експлуатації електричної мережі.

Крім того, результати розрахунків використовуються для перевірки відповідності вже обраного обладнання умовам роботи при коротких замиканнях, що дозволяє своєчасно виявити можливі невідповідності та запобігти аварійним ситуаціям у процесі експлуатації.

2.7.1 Розрахунок струмів короткого замикання в електричній мережі вище 1 кВ

2.7.1.1 Побудова розрахункової схеми та розрахунок параметрів елементів схеми заміщення

Коротким замиканням називають аварійний режим електроустановки, за якого відбувається непередбачене експлуатаційними умовами електричне з'єднання між фазами, полюсами або між струмоведучими частинами та землею. Унаслідок такого порушення виникає різке збільшення струму в колах, прилеглих до місця пошкодження, причому його значення суттєво перевищує допустимі параметри нормального усталеного режиму.

У процесі експлуатації систем електропостачання саме короткі замикання є одними з найбільш характерних факторів виникнення перехідних електромагнітних процесів. Такі аварійні режими спричиняють значні відхилення параметрів роботи електричних мереж від номінальних значень, що негативно впливає на надійність функціонування обладнання та стійкість енергосистеми загалом.

Визначення струмів короткого замикання є необхідним для:

— оцінювання режимів роботи споживачів електричної енергії в аварійних умовах;

					ННІЕЕ.1910-с.0Е-21.ДП.002 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		63

- вибору електротехнічного обладнання за умовами термічної та електродинамічної стійкості;
- проектування й налаштування систем релейного захисту та автоматики;
- аналізу впливу аварійних струмів на лінії зв'язку та суміжні електротехнічні системи;
- технічного аналізу причин виникнення аварійних ситуацій в електроустановках.

Для проведення розрахунків формується розрахункова схема електроенергетичної системи (рис. 2.14). Вона являє собою спрощену однолінійну схему, на якій відображаються всі елементи, що беруть участь у формуванні струму короткого замикання: джерело живлення, кабельні лінії електропередачі та трансформатор, які забезпечують електричний зв'язок із точкою пошкодження.

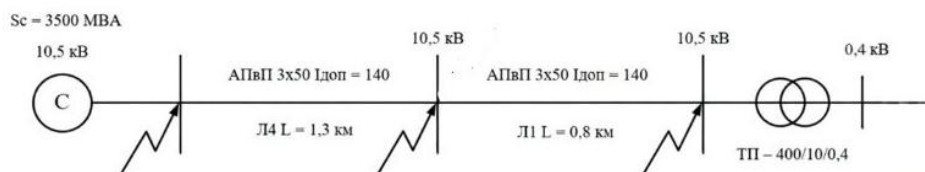


Рисунок 2.14 - Розрахункова схема

Зі схеми бачимо, що живлення здійснюється від електроенергетичної системи. Від збірних шин підстанції передача електроенергії до споживачів здійснюється кабельними лініями Л4 та Л1, через які живлення подається на понижувальний трансформатор напругою 10/0,4 кВ.

Основні технічні характеристики елементів розрахункової схеми наведені в таблиці 2.22.

Таблиця 2.22 - Параметри елементів розрахункової схеми

Позначення на РС	Марка та переріз кабелю	L, км	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	$I_{\text{доп}}$, А
Л4	АПвП 3×50	1,3	0,641	0,090	140
Л1	АПвП 3×50	0,8	0,641	0,090	140

На основі сформованої розрахункової схеми виконується побудова спрощеної схеми заміщення, у якій кожен елемент представляється еквівалентним опором. Схема заміщення складається для однієї фази системи, а її структура формується шляхом послідовного з'єднання схем заміщення окремих елементів у тому ж порядку, що й на розрахунковій схемі (рис. 2.15).

Оскільки аналіз аварійних режимів передбачає визначення параметрів короткого замикання для декількох розрахункових точок, доцільним є формування узагальненої схеми заміщення для всієї системи. У такому випадку параметри елементів схеми заміщення обчислюються один раз за єдиних базисних умов.

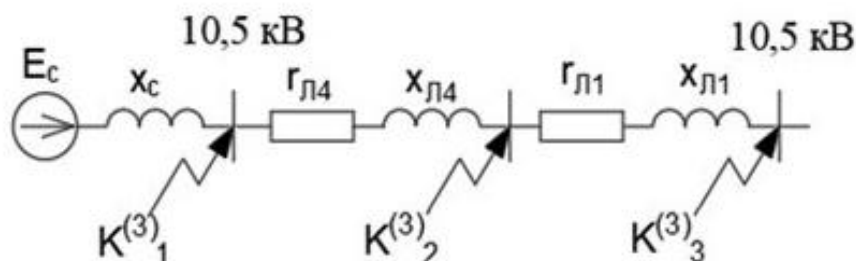


Рисунок 2.15 - Загальна схема заміщення

Надалі виконаємо розрахунки трифазного замикання.

2.7.1.2 Розрахунок струмів трифазного короткого замикання

На основі вихідних даних, наведених у таблиці 2.22, виконується визначення параметрів елементів схеми заміщення. Розрахунок здійснюється

шляхом приведення електричних характеристик окремих елементів до прийнятих базисних умов.

$$U_6 = 10,5 \text{ кВ}$$

Енергосистема:

$$S_c = 3500 \text{ МВА}$$

$$x_c = \frac{x \cdot U_6^2}{S_c} = \frac{2,3 \cdot 10500^2}{3500 \cdot 10^6} = 2,3 \text{ Ом}$$

$$E_c = \frac{U_6}{\sqrt{3}} = \frac{10,5}{\sqrt{3}} = 6,06 \text{ кА}$$

Для кожного елемента розрахункової схеми визначаються відповідні еквівалентні опори:

$$r_{\text{КЛ4}} = r_{\text{ОКЛ4}} \cdot l_{\text{КЛ4}} = 0,641 \cdot 1,3 = 0,833 \text{ Ом}$$

$$x_{\text{КЛ4}} = x_{\text{ОКЛ4}} \cdot l_{\text{КЛ4}} = 0,090 \cdot 1,3 = 0,117 \text{ Ом}$$

$$r_{\text{КЛ1}} = r_{\text{ОКЛ1}} \cdot l_{\text{КЛ1}} = 0,641 \cdot 0,8 = 0,513 \text{ Ом}$$

$$x_{\text{КЛ1}} = x_{\text{ОКЛ1}} \cdot l_{\text{КЛ1}} = 0,090 \cdot 0,8 = 0,072 \text{ Ом}$$

Для точки К1⁽³⁾.

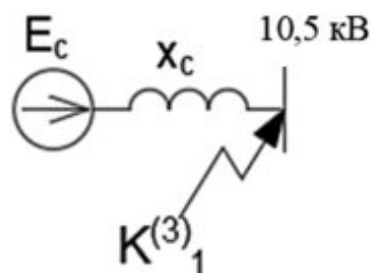


Рисунок 2.16 - Еквівалентна схема заміщення для точки К1⁽³⁾

Розрахуємо параметри для точки К1⁽³⁾:

$$r_{\text{рез}} = 0$$

$$x_{\text{рез}} = x_c = 2,3 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{рез}} = \sqrt{r_{\text{рез}}^2 + x_{\text{рез}}^2} = \sqrt{0^2 + 2,3^2} = 2,3 \text{ Ом}$$

$$I_{K1} = \frac{E_c}{Z_{рез}} = \frac{6,06}{2,3} = 2,64 \text{ кА}$$

Для точки K2⁽³⁾.

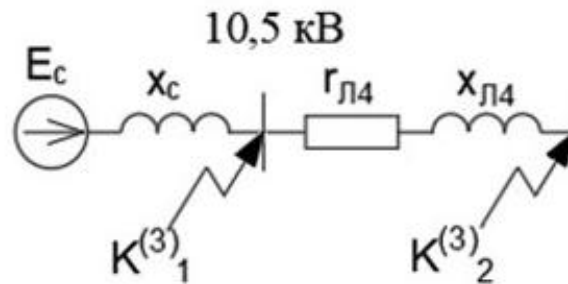


Рисунок 2.17 - Еквівалентна схема заміщення для точки K2⁽³⁾

Розрахуємо параметри для точки K2⁽³⁾:

$$r_{рез} = r_{л4} = 0,833 \text{ Ом}$$

$$x_{рез} = x_c + x_{л4} = 2,3 + 0,117 = 2,417 \text{ Ом}$$

$$Z_{рез} = \sqrt{0,833^2 + 2,417^2} = 2,557 \text{ Ом}$$

$$I_{K2} = \frac{E_c}{Z_{рез}} = \frac{6,06}{2,557} = 2,37 \text{ кА}$$

Для точки K3⁽³⁾.

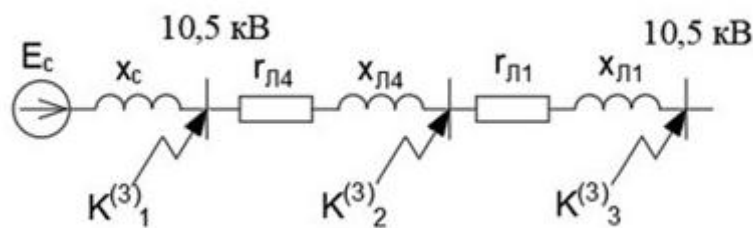


Рисунок 2.18 - Еквівалентна схема заміщення для точки K3⁽³⁾

Розрахуємо параметри для точки K3⁽³⁾:

$$r_{рез} = r_{л4} + r_{л1} = 0,833 + 0,513 = 1,346 \text{ Ом}$$

$$x_{рез} = x_c + x_{л4} + x_{л1} = 2,3 + 0,117 + 0,072 = 2,489 \text{ Ом}$$

$$Z_{рез} = \sqrt{1,346^2 + 2,489^2} = 2,83 \text{ Ом}$$

$$I_{K3} = \frac{E_c}{Z_{рез}} = \frac{6,06}{2,83} = 2,14 \text{ кА}$$

(цей струм використовується для розрахунку трифазного КЗ нижче 1 кВ)

Знайдемо інші параметри точки К2⁽³⁾. Розрахуємо сталу затухання аперіодичної складової:

$$T_{aK2} = \frac{x_{рез}}{\omega \cdot r_{рез}} = \frac{2,417}{314,16 \cdot 0,833} = 0,0092 \text{ с}$$

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

Визначення ударного коефіцієнта виконується з урахуванням сталої часу затухання аперіодичної складової струму та моменту досягнення максимуму ударного струму:

$$k_{yK2} = 1 + e^{-\frac{t}{T_{aK2}}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,0092}} = 1,34$$

Використовуючи отримані значення надперехідного струму та ударного коефіцієнта, виконується розрахунок ударного струму короткого замикання та максимального діючого значення повного струму:

$$i_{yK2} = \sqrt{2} \cdot k_{yK2} \cdot I_{K2} = \sqrt{2} \cdot 1,34 \cdot 2,37 = 4,49 \text{ кА}$$

$$I_{дK3} = I_{K3} \sqrt{1 + 2 (k_{yK3} - 1)^2} = 2,37 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,34 - 1)^2} = 2,63 \text{ кА}$$

де, i_{yK3} - ударне значення струму;

$I_{дK3}$ - найбільше діюче значення повного струму.

Розрахунок теплового імпульсу виконується з урахуванням повної тривалості короткого замикання:

$$W_{K3} = I_{K2}^2 \cdot (t_{відкл} + T_{aK3}) = 2,37^2 \cdot (0,18 + 0,0092) = 1,06 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

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

					ННІЕЕ.1910-с.0Е-21.ДП.002 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		68

Аналогічні розрахунки виконуються для всіх розглянутих точок короткого замикання. Отримані результати зводяться в таблицю 2.23.

Таблиця 2.23 - Результати розрахунків струмів КЗ

Точка КЗ	$x_{\Sigma i}$	$r_{\Sigma i}$	I_i'' , кА	T_{aki} , с	$k_{уді}$	$i_{уді}$, кА	$I_{ді}$, кА	$B_{кі}$, кА ² ·с
К1	2,300	0	2,64	-	-	-	-	-
К2	2,417	0,833	2,37	0,0092	1,34	4,49	2,63	1,06
К3	2,489	1,346	2,14	0,0059	1,18	3,58	2,21	0,85

Розрахунок виконано.

2.7.1.3 Розрахунок струмів однофазного короткого замикання

Однофазне коротке замикання є аварійним режимом трифазної електроенергетичної системи, що виникає при з'єднанні однієї фази з землею за умови наявності глухо- або ефективно заземленої нейтралі силового обладнання.

Для його розрахунку формується система схем заміщення складових послідовностей - прямої, зворотної та нульової. При цьому враховуються лише ЕРС прямої послідовності джерел живлення, а також відповідні симетричні складові напруги в точці виникнення пошкодження.

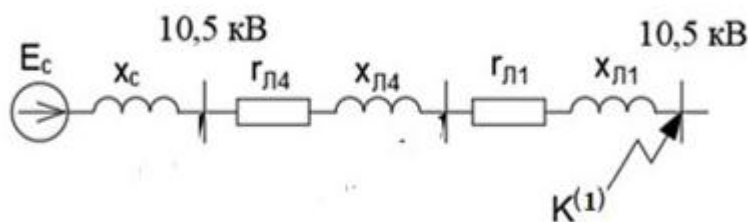


Рисунок 2.19 - Схема однофазного короткого замикання

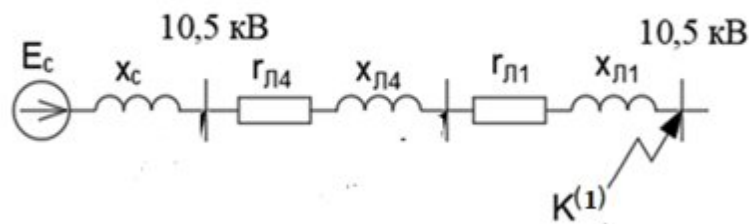


Рисунок 2.20 - Пряма схема заміщення

Виконаємо розрахунок для прямої схеми заміщення:

$$r_{1рез} = r_{пл1} + r_{пл4} = 0,513 + 0,833 = 1,346 \text{ Ом}$$

$$x_{1рез} = x_c + x_{пл1} + x_{пл4} = 2,3 + 0,072 + 0,117 = 2,489 \text{ Ом}$$

Зворотна схема заміщення буде наступною.

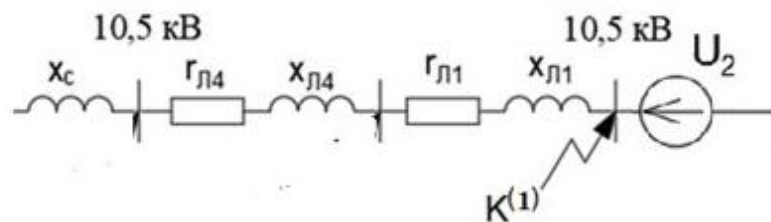


Рисунок 2.21 - Зворотна схема заміщення

Виконаємо розрахунок для зворотної схеми заміщення:

$$r_{2рез} = r_{пл1} + r_{пл4} = 0,513 + 0,833 = 1,346 \text{ Ом}$$

$$x_{2рез} = x_{пл1} + x_{пл4} = 0,072 + 0,117 = 0,189 \text{ Ом}$$

Нульова схема заміщення буде наступною.

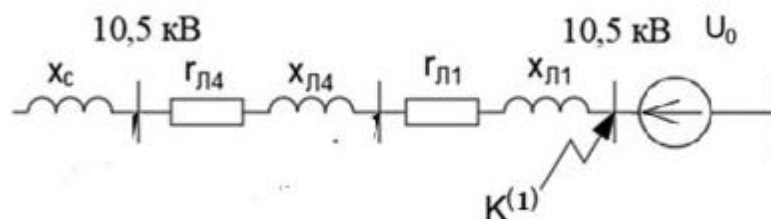


Рисунок 2.22 - Нульова схема заміщення

Виконаємо розрахунок для нульової схеми заміщення:

$$r_{пл04} = 3,5 \cdot r_{пл} = 3,5 \cdot 0,833 = 2,917 \text{ Ом}$$

$$x_{пл04} = 3,5 \cdot x_{пл} = 3,5 \cdot 0,117 = 0,409 \text{ Ом}$$

$$r_{пл01} = 3,5 \cdot r_{пл} = 3,5 \cdot 0,513 = 1,795 \text{ Ом}$$

$$x_{пл01} = 3,5 \cdot x_{пл} = 3,5 \cdot 0,072 = 0,252 \text{ Ом}$$

$$I_{кз}^{(1)} = 15 \text{ кА}$$

$$x_{с0} = \frac{3}{\sqrt{3}} \cdot \frac{E_c}{I_{кз}^{(1)}} - (x_{пл04} + x_{пл01}) = \frac{3}{\sqrt{3}} \cdot \frac{6,06}{15} - (0,409 + 0,252) = 0,039 \text{ Ом}$$

$$r_{орез} = r_{пл01} + r_{пл04} = 1,795 + 2,917 = 4,711 \text{ Ом}$$

$$x_{орез} = x_{пл01} + x_{пл04} = 0,252 + 0,409 = 0,661 \text{ Ом}$$

Тепер знаходимо струм КЗ в точці К⁽¹⁾:

$$I_{кз}^{(1)} = \frac{3E_c}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(r_{1рез} + r_{2рез} + r_{орез})^2 + (x_{1рез} + x_{2рез} + x_{орез})^2}}$$

$$I_{кз}^{(1)} = \frac{3 \cdot 6,06}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(1,346 + 1,346 + 4,711)^2 + (2,489 + 0,189 + 0,661)^2}} = 1,29 \text{ кА}$$

Постійну часу затухання аперіодичної складової визначаємо для оцінки швидкості спадання вільної складової перехідного процесу:

$$T_{ак}^{(1)} = \frac{x^{(1)\Sigma}}{\omega \cdot r^{(1)\Sigma}} = \frac{3,339}{314,16 \cdot (1,346 + 1,346 + 4,711)} = 0,0014 \text{ с}$$

Визначення ударного коефіцієнта для однофазного короткого замикання:

$$k_{уд}^{(1)} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{ак}^{(1)}}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,0014}} = 1,001$$

Розраховуємо ударний струм при однофазному короткому замиканні:

$$i_{уд}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot k_{уд}^{(1)} \cdot I_{кз}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot 1,001 \cdot 1,29 = 1,83 \text{ кА}$$

Найбільше діюче значення повного струму короткого замикання:

					ННІЕЕ.1910-с.0Е-21.ДП.002 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		71

$$I_{\text{д}}^{(1)} = I_{\text{кз}}^{(1)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{\text{уд}}^{(1)} - 1)^2} = 1,29 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,001 - 1)^2} = 1,29 \text{ кА}$$

Визначимо значення теплового імпульсу:

$$B_{\text{к}}^{(1)} = I_{\text{кз}}^{(1)2} \cdot (t_{\text{відімк}} + T_{\text{ак}}^{(1)}) = 1,29^2 \cdot (0,18 + 0,0014) = 0,30 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

де $t_{\text{відімк}}$ - час від початку КЗ до його відімкнення, с;

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

$t_{\text{з}} = 0,1$ - час спрацювання релейного захисту, с;

$t_{\text{вимик}} = 0,08$ - повний час вимикання вимикача з приводом, с.

Отримані результати розрахунку для точки короткого замикання $K^{(1)}$ заносяться до таблиці 2.24.

Таблиця 2.24 - Результати розрахунків для точки $K^{(1)}$

Точка КЗ	$x\Sigma^{(1)}$	$r\Sigma^{(1)}$	$I_{\text{кз}}^{(1)}, \text{кА}$	$T_{\text{ак}}^{(1)}, \text{с}$	$k_{\text{уд}}^{(1)}$	$i_{\text{уд}}^{(1)}, \text{кА}$	$I_{\text{д}}^{(1)}, \text{кА}$	$B_{\text{к}}^{(1)}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$
$K^{(1)}$	3,339	7,403	1,29	0,0014	1,001	1,83	1,29	0,30

Перевірка обраних комутаційних апаратів і провідників виконується з урахуванням розрахункових режимів короткого замикання та отриманих параметрів аварійних струмів. Вибір комутаційних апаратів за умовами нормального режиму роботи виконано в розділі 2.6.

Таблиця 2.25 - Перевірка комутаційних апаратів 10 кВ

Напруга	Вибраний елемент	Параметри	Умови перевірки	Розрахункові дані	Каталожні дані
10 кВ	Вакуумний вимикач ВВ/TEL-10-20/630	Струм динамічної стійкості	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{тах}}$ $I'' \leq I_{\text{вимик}}$	4,49 кА; 2,37 кА	52 кА; 20 кА

Продовження таблиці 2.25

10 кВ	Вакуумний вимикач ВВ/TEL-10- 20/630	Тепловий імпульс	$B_k \leq I_{T.c}^2 t_{T.c}$	1,06 кА ² ·с	1200 кА ² ·с
10 кВ	Роз'єднувач РВЗ-10/630	Струм динамічної стійкості	$i_{уд} \leq i_{max}$ $I'' \leq I_{вими́к}$	4,49 кА; 2,37 кА	51 кА; 20 кА
10 кВ	Роз'єднувач РВЗ-10/630	Тепловий імпульс	$B_k \leq I_{T.c}^2 t_{T.c}$	1,06 кА ² ·с	1200 кА ² ·с

Перевірка перерізу провідників виконується за критерієм термічної стійкості до дії струмів короткого замикання:

$$F_{min} < F$$

де F - переріз вибраного кабелю, мм²; F_{min} - мінімально допустимий переріз за умовою термічної стійкості, мм². Величину F_{min} розраховуємо за формулою:

$$F_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}$$

де C - коефіцієнт, відповідний різниці температур провідника до і після КЗ, C = 85 А·с/мм².

Для КЛ1:

$$F_{min} = \frac{\sqrt{0,853 \cdot 10^3}}{85} = 10,87 \text{ мм}^2$$

Результати розрахунків наводимо у таблиці 2.26.

Таблиця 2.26 - Перевірка перерізів кабельних ліній

Ділянка	F _{поч} , мм ²	B _k , кА ² ·с	F _{min} , мм ²
КЛ1	50	0,853	10,87
КЛ4	50	1,064	12,14

Підібране обладнання задовольняє умови системи.

2.7.2 Розрахунок струмів короткого замикання в електричній мережі нижче 1 кВ

2.7.2.1 Розрахунок трифазного короткого замикання

Опори збірних шин та їх з'єднань суттєво впливають на величину струмів короткого замикання в мережах напругою до 1 кВ. Окрім цього, значний внесок у загальний опір короткозамкненого кола вносять трансформатори струму, розмикаючі котушки автоматичних вимикачів, а також перехідні опори контактних з'єднань - болтових з'єднань шин, контактних зон комутаційних апаратів і місця безпосереднього виникнення короткого замикання.

У подальших розрахунках враховуються всі активні та індуктивні складові опорів елементів короткозамкненого контуру. Обчислення виконуються в іменованих одиницях відповідно до вихідної розрахункової схеми, наведеної на рис. 2.23.

Вихідні дані:

Система: струм КЗ $I_{КЗ3}^3 = 2,14$ кА (взято з розрахунку трифазного КЗ для точки КЗ).

Приймаємо трансформатор типу ТП-400/10/0,4 з такими паспортними даними:

$$S_H = 400 \text{ кВА}, U_{HV} = 10 \text{ кВ}, U_{HH} = 0,4 \text{ кВ}$$

$$\Delta P_{K3} = 5,5 \text{ кВт}, U_K = 5,5 \%, I_{xx} = 1,9 \%, \Delta P_{xx} = 0,83 \text{ кВт}$$

Шини приєднання трансформатора до щита 0,4 кВ: алюмінієві, $l_{ш} = 5$ м, $r_{ш.0} = 0,1$ Ом/км, $x_{ш.0} = 0,13$ Ом/км, $S = 80 \times 8$ мм².

Комутаційні апарати QF: тип АВМ 12П ($I_{ном} = 1200$ А) та ВА-51-35М2 ($I_{ном} = 250$ А). Трансформатор струму ТС: $r_{ТС} = 0,2$ мОм, $x_{ТС} = 0,05$ мОм. Опори котушок включення автоматичних вимикачів: $X_{KB.SF} = 0,07$ мОм, $R_{KB.SF} = 0,13$ мОм. Опори контактів: $r_{K_{SF}} = 0,14$ мОм, $R_{б.к} = 0,003$ мОм.

					ННІЕЕ.1910-с.0Е-21.ДП.002 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		74

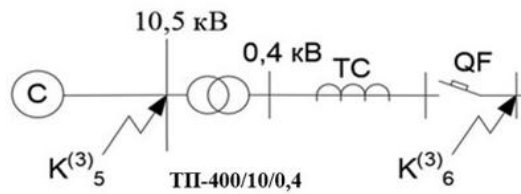


Рисунок 2.23 - Розрахункова схема

Розрахунок параметрів схеми заміщення виконується в іменованих одиницях. Опір електроенергетичної системи визначається за розрахунковим значенням струму трифазного короткого замикання в точці приєднання мережі:

$$x_c = \frac{U_{HH}^2}{\sqrt{3} \cdot I_{K33}^{(3)} \cdot U_{HB}} = \frac{0,4^2 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 2,14 \cdot 10,5} = 4,11 \text{ мОм}$$

Опори трансформатора:

$$r_T = \frac{\Delta P_{K3} \cdot U_{HH}^2 \cdot 10^6}{S_H^2} = \frac{5,5 \cdot 0,4^2 \cdot 10^6}{400^2} = 5,5 \text{ мОм}$$

$$x_T = \sqrt{\left(\frac{U_K}{100}\right)^2 - \left(\frac{\Delta P_{K3}}{S_H}\right)^2} \cdot \frac{U_{HH}^2 \cdot 10^6}{S_H} = \sqrt{\left(\frac{5,5}{100}\right)^2 - \left(\frac{5,5}{400}\right)^2} \cdot \frac{0,4^2 \cdot 10^6}{400} = 21,3 \text{ мОм. (2.66)}$$

Відповідні значення для шин:

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

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

Активний опір болтового з'єднання становить $r_{б.к.} = 0,003 \text{ мОм}$.

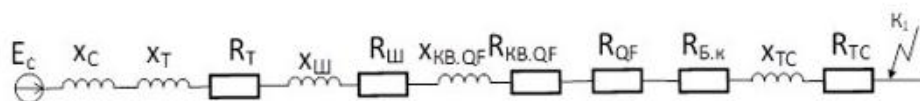


Рисунок 2.24 - Схема заміщення

Знайдемо параметри схеми заміщення:

$$x_1 = x_c + x_T + x_{KB.SF} + x_{ш} + x_{TC} = 4,11 + 21,3 + 0,07 + 0,65 + 0,05 = 26,18 \text{ мОм}$$

$$r_1 = r_{ш} + 4 \cdot r_{б.к} + r_{KB.SF} + r_T + r_{КСF} + r_{TC} = 0,5 + 4 \cdot 0,003 + 0,13 + 5,5 + 0,14 + 0,2 = 6,48 \text{ мОм}$$

Визначаємо надперехідне значення струму трифазного короткого замикання:

$$I_4^{(3)} = \frac{1,05 \cdot U_{HH} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{x_1^2 + r_1^2}} = \frac{1,05 \cdot 0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{26,18^2 + 6,48^2}} = 8,99 \text{ кА}$$

Визначаємо постійну часу затухання аперіодичної складової:

$$T_{ак4}^{(3)} = \frac{x_1}{\omega \cdot r_1} = \frac{26,18}{314,16 \cdot 6,48} = 0,0129 \text{ с}$$

Розрахунок ударного коефіцієнта:

$$k_{уд4}^{(3)} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{ак4}^{(3)}}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,0129}} = 1,46$$

$$i_{уд4}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot k_{уд4}^{(3)} \cdot I_4^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,46 \cdot 8,99 = 18,56 \text{ кА}$$

Найбільше діюче значення струму короткого замикання:

$$I_{y4}^{(3)} = I_4^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{уд4}^{(3)} - 1)^2} = 8,99 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,46 - 1)^2} = 10,72 \text{ кА}$$

Тепловий імпульс:

$$B_{к4}^{(3)} = I_4^{(3)2} \cdot (t_{відімк} + T_{ак4}^{(3)}) = 8,99^2 \cdot (0,18 + 0,0129) = 15,59 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

де $t_{відімк} = t_z + t_{вимик} = 0,1 + 0,08 = 0,18 \text{ с}$. Розрахунок виконано.

2.7.2.2 Розрахунок струмів однофазного короткого замикання

Виконаємо визначення струму однофазного короткого замикання в точці К4⁽¹⁾. Для цього складаємо схему заміщення прямої послідовності, яка наведена на рисунку 2.25.

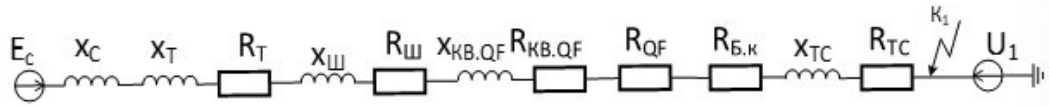


Рисунок 2.25 - Схема заміщення прямої послідовності

Виконаємо пошук опорів прямої послідовності:

$$x_1 = x_c + x_T + x_{KB.SF} + x_{ш} + x_{TC} = 4,11 + 21,3 + 0,07 + 0,65 + 0,05 = 26,18 \text{ мОм}$$

$$r_1 = r_{ш} + 4 \cdot r_{б.к} + r_{KB.SF} + r_T + r_{KSF} + r_{TC} = 0,5 + 4 \cdot 0,003 + 0,13 + 5,5 + 0,14 + 0,2 = 6,48 \text{ мОм}$$

Схема заміщення зворотної послідовності аналогічна схемі прямої послідовності, однак не містить джерел ЕРС. Схема заміщення нульової послідовності наведена на рисунку 2.26.

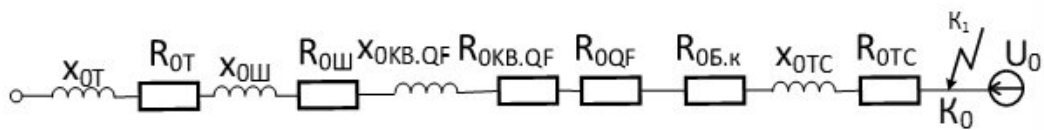


Рисунок 2.26 - Схема заміщення нульової послідовності

Знайдемо опори шини нульової послідовності:

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

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

Розрахунок еквівалентних активних та індуктивних опорів нульової послідовності для К4⁽¹⁾:

					ННІЕЕ.1910-с.0Е-21.ДП.002 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		77

$$x_0 = x_{T0} + x_{KB.QF0} + x_{ш0} + x_{TC0} = 21,3 + 0,07 + 5,53 + 0,05 = 26,95 \text{ МОм}$$

$$r_0 = r_{T0} + 4 \cdot r_{б.к0} + r_{к.QF0} + r_{KB.QF0} + r_{ш.0} + r_{TC0} = 5,5 + 4 \cdot 0,003 + 0,13 + 0,14 + 5 + 0,2 = 10,98 \text{ МОм}$$

Діюче значення періодичної складової струму однофазного короткого замикання в пошкодженій фазі:

$$I_4^{(1)} = \frac{(1,05 \cdot U_{HH}) \cdot 10^3 \cdot m^{(1)}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2r_1 + r_0)^2 + (2x_1 + x_0)^2}}$$

$$I_4^{(1)} = \frac{(1,05 \cdot 0,4) \cdot 10^3 \cdot 3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot 6,48 + 10,98)^2 + (2 \cdot 26,18 + 26,95)^2}} = 8,78 \text{ кА}$$

де x_0 та r_0 - індуктивний та активний опір схеми заміщення нульової послідовності, $m = 3$.

Постійна часу затухання аперіодичного струму короткого замикання:

$$T_{ак4}^{(1)} = \frac{2x_1 + x_0}{2\pi \cdot 50 \cdot (2r_1 + r_0)} = \frac{2 \cdot 26,18 + 26,95}{2\pi \cdot 50 \cdot (2 \cdot 6,48 + 10,98)} = 0,0105 \text{ с}$$

Пошук ударного коефіцієнта:

$$k_{уд4}^{(1)} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{ак4}^{(1)}}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,0105}} = 1,39$$

Виконаємо пошук ударного струму:

$$i_{уд4}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot k_{уд4}^{(1)} \cdot I_4^{(1)} = \sqrt{2} \cdot 1,39 \cdot 8,78 = 17,23 \text{ кА}$$

Найбільше діюче значення струму короткого замикання:

$$I_{y4}^{(1)} = I_4^{(1)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{уд4}^{(1)} - 1)^2} = 8,78 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,39 - 1)^2} = 10,01 \text{ кА}$$

Тепловий імпульс:

$$B_{к4}^{(1)} = I_{y4}^{(1)2} \cdot (t_{відімк} + T_{ак4}^{(1)}) = 10,01^2 \cdot (0,18 + 0,0105) = 19,10 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

					ННІЕЕ.1910-с.ОЕ-21.ДП.002 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		78

де $t_{\text{відімк}} = t_z + t_{\text{вимик}} = 0,1 + 0,08 = 0,18$ с. Розрахунок завершено.

2.7.2.3 Перевірка вибраних комутаційних апаратів і провідників та висновки

Дані комутаційного апарату та умови перевірки занесені в таблицю 2.27.

Таблиця 2.27 - Перевірка комутаційних апаратів 0,4 кВ

Напруга	Вибраний елемент	Параметри	Умови перевірки	Розрахункові дані	Каталожні дані
0,4 кВ	ВА88-40 (цехова ТП)	Струм динамічної стійкості	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{max}}$ $I'' \leq I_{\text{вимик}}$	18,56 кА; 8,99 кА	35 кА
0,4 кВ	ВА88-40 (цехова ТП)	Тепловий імпульс	$B_k \leq I_{\text{т.с}}^2 t_{\text{т.с}}$	15,59 кА ² ·с	1200 кА ² ·с

З таблиці 2.27 можна побачити, що обраний апарат відповідає вимогам та підходить для даного випадку.

Таким чином, у проєкті проведено розрахунок однофазного та трифазного струмів КЗ. Також проведено перевірку комутаційних апаратів і провідників, яка підтвердила їх відповідність умовам термічної та електродинамічної стійкості.

2.8 Розрахунок параметрів струмової відсічки

Струмова відсічка належить до швидкодіючих захистів і призначена для миттєвого вимкнення пошкоджень, що супроводжуються різким зростанням струму. Принцип її дії ґрунтується на тому, що струм короткого замикання тим більший, чим ближче точка пошкодження розташована до джерела живлення.

Щоб відрізнити пошкодження в межах зони захисту від зовнішніх, струм спрацьовування відсічки приймають більшим за максимальний струм

короткого замикання, який може протікати при пошкодженні за межами захищеного елемента.

Сама по собі відсічка охоплює лише частину лінії і зазвичай доповнює інші види захисту. Проте для радіальних ліній з одностороннім живленням вона здатна захищати лінію повністю, якщо допустити її спрацьовування також при пошкодженнях у трансформаторі, встановленому в кінці лінії.

У цьому підрозділі виконано розрахунок струмової відсічки для повітряної лінії 10 кВ із трансформатором 10/0,4 кВ, встановленим у її кінці. Вихідні дані прийнято з електричної частини проєкту та з розрахунку струмів короткого замикання (підрозділ 2.7): максимальний струм трифазного КЗ у місці встановлення захисту (на шинах 10 кВ) становить $I_k^{(3)} = 2640$ А (точка К1), коефіцієнт трансформації трансформатора струму ТОЛ-10 $k_{тс} = 150/5 = 30$, у кінці лінії встановлено трансформатор ТМ-400/10. Схему ділянки мережі 10/0,4 кВ, для якої виконується розрахунок, наведено на рисунку 2.27, а розрахункову схему із зазначенням місця встановлення захисту та точок короткого замикання - на рисунку 2.28.

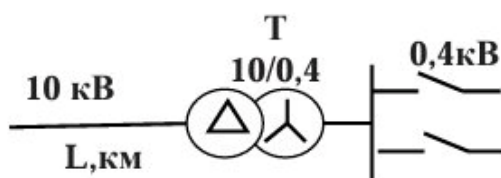


Рисунок 2.27 - Схема ділянки мережі 10/0,4 кВ

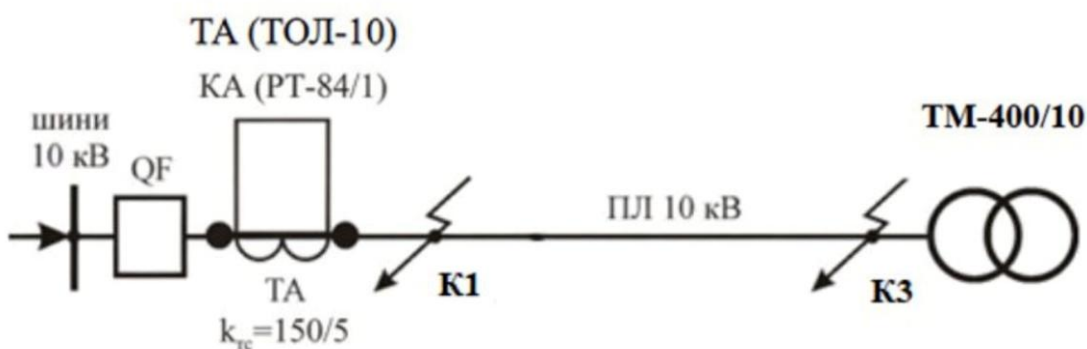


Рисунок 2.28 - Розрахункова схема струмової відсічки лінії 10 кВ

Струм спрацьовування відсічки повинен бути більшим за максимальний струм короткого замикання, що проходить лінією при пошкодженні за трансформатором 10/0,4 кВ. Цей струм визначаємо приведенням трифазного КЗ на стороні 0,4 кВ (точка К4, $I_4^{(3)} = 8,99$ кА з підрозділу 2.7) до сторони 10 кВ:

$$I_{к.мах} = I_4^{(3)} \cdot \frac{U_{нн}}{U_{нв}} = 8,99 \cdot \frac{0,4}{10} = 0,36 \text{ кА} = 360 \text{ А.}$$

1. Розраховуємо струм спрацьовування відсічки за двома умовами:

$$I_{сп.СВ} \geq k_n \cdot I_{к.мах},$$

$$I_{сп.СВ} \geq 1,1 \cdot 360 = 396 \text{ А};$$

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

$$I_{сп.СВ} \geq \frac{4,5 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 99 \text{ А.}$$

де $I_{к.мах}$ - максимальний струм трифазного КЗ за трансформатором 10/0,4 кВ, приведений до сторони 10 кВ, А;

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

$\sum S_{н.тр}$ - сумарна номінальна потужність трансформаторів 10/0,4 кВ, що живляться від лінії 10 кВ, кВА.

В якості струму спрацьовування відсічки вибираємо більше з отриманих значень:

$$I_{сп.СВ} = 396 \text{ А.}$$

2. Визначаємо струм спрацьовування реле відсічки:

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

$$I_{сп.р.СВ} = \frac{396 \cdot 1}{30} = 13,2 \text{ А.}$$

де $k_{\text{сх}}^{(3)}$ - коефіцієнт схеми при трифазному КЗ (для з'єднання трансформаторів струму за схемою повної зірки $k_{\text{сх}} = 1$);

$k_{\text{тс}}$ - коефіцієнт трансформації трансформатора струму.

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

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

$$K_{\text{відс}} = \frac{13,2}{5} = 2,64.$$

де $I_{\text{у.р.МСЗ}}$ - струм уставки максимального струмового захисту реле РТ-84/1, прийнятий $I_{\text{у.р.МСЗ}} = 5 \text{ А}$.

Кратність елемента відсічки реле РТ-84/1 регулюється в межах від 2 до

8. Округлюючи отримане значення вбік збільшення, приймаємо $K_{\text{відс}} = 3$.

4. Визначаємо уточнений струм спрацьовування реле відсічки:

$$I'_{\text{сп.р.СВ}} = I_{\text{у.р.МСЗ}} \cdot K_{\text{відс}} = 5 \cdot 3 = 15 \text{ А}.$$

Дійсне (уточнене) значення струму спрацьовування відсічки:

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

$$I'_{\text{сп.СВ}} = \frac{30 \cdot 15}{1} = 450 \text{ А}.$$

5. Виконуємо перевірку струмової відсічки на чутливість:

$$K_{\text{ч.СВ}} = \frac{I_{\text{к}}^{(3)}}{I'_{\text{сп.р.СВ}}} \cdot \frac{k_{\text{сх.min}}}{k_{\text{тс}}},$$

$$K_{\text{ч.СВ}} = \frac{2640}{15} \cdot \frac{1}{30} = 5,87.$$

де $I_{\text{к}}^{(3)}$ - струм трифазного КЗ у місці встановлення захисту (на шинах 10 кВ) у найбільш сприятливому за умовами чутливості режимі, А;

$k_{\text{сх.min}}$ - мінімальне значення коефіцієнта схеми.

Для струмових відсічок повітряних ліній коефіцієнт чутливості повинен бути не меншим за 1,2. Оскільки $5,87 > 1,2$, умова чутливості

					ННІЕЕ.1910-с.0Е-21.ДП.002 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		82

виконується, тобто відсічка надійно діє при пошкодженнях у межах захищеної лінії.

Таким чином, у проєкті визначено параметри струмової відсічки лінії 10 кВ із трансформатором 10/0,4 кВ: струм спрацьовування відсічки $I'_{\text{сп.СВ}} = 450$ А, струм спрацьовування реле $I'_{\text{сп.р.СВ}} = 15$ А, кратність відсічки $K_{\text{відс}} = 3$. Перевірка підтвердила достатню чутливість захисту.

Висновок до розділу 2

У розділі розроблено загальну схему електропостачання району міста, що поєднує інструментальний цех, інші промислові споживачі, житлові будинки та громадські будівлі. Виконано розрахунок електричних навантажень у нормальному та післяаварійному режимах, за результатами якого вибрано силові трансформатори підстанцій: ТМ-630/10 для ТП-1 і ТП-2, ТМ-250/10 для ТП-3, ТМ-1000/10 для ТП-4 та ТМ-400/10 для цехової підстанції. Перевірка значення коефіцієнта потужності на шинах 10 кВ центру живлення дала результат $\cos \varphi = 0,982$, що перевищує нормативне значення 0,97. Тому встановлення засобів компенсації реактивної потужності визнано недоцільним. Перерізи кабельних ліній напругою 0,4 і 10 кВ вибрано за нагрівом і допустимою втратою напруги та перевірено в післяаварійному режимі; зокрема, для будинку А прийнято кабель АВВГ 5×240. Додатково вибрано відгалуження пристроїв перемикання без збудження (ПБЗ) розподільних трансформаторів для забезпечення потрібних рівнів напруги у споживачів.

Вибрано комутаційну апаратуру: на стороні 10 кВ вакуумні вимикачі, роз'єднувачі та вимикачі навантаження із запобіжниками, на стороні 0,4 кВ - автоматичні вимикачі серії ВА88, а також вимірювальні трансформатори струму (ТОЛ-10, ТШЛ-0,66) і напруги (НАМИ-10). Виконано розрахунок струмів короткого замикання в мережах напругою вище та нижче 1 кВ (струм трифазного КЗ на шинах 10 кВ становить $I_{\text{к1}} = 2,64$ кА, на стороні 0,4 кВ

					ННІЕЕ.1910-с.0Е-21.ДП.002 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		83

$I_4^{(3)} = 8,99 \text{ кА}$), за результатами чого підтверджено, що вибране обладнання та провідники задовольняють умови електродинамічної й термічної стійкості. Розраховано також параметри струмової відсічки лінії 10 кВ (струм спрацьовування 450 А, коефіцієнт чутливості $5,87 > 1,2$), що забезпечує надійний захист у межах захищеної ділянки.

Таким чином, у розділі повністю сформовано схему електропостачання об'єкта та вибрано й перевірено її основні елементи. Усі розрахунки виконано в припущенні симетричного навантаження фаз, тоді як у реальних мережах напругою 0,4 кВ із переважно однофазними побутовими споживачами це припущення виконується лише приблизно. Тому в наступному розділі несиметрію навантаження враховано окремо й кількісно оцінено додаткові втрати електричної енергії, які вона спричиняє.

					ННІЕЕ.1910-с.ОЕ-21.ДП.002 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		84

3 ОСОБЛИВОСТІ РОЗРАХУНКУ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В МЕРЕЖІ НАПРУГОЮ 0,4 КВ З НЕСИМЕТРИЧНИМ НАВАНТАЖЕННЯМ

У попередньому розділі розроблено схему електропостачання району та вибрано її елементи в припущенні симетричного навантаження фаз. Однак у мережах напругою 0,4 кВ, до яких безпосередньо приєднано переважно однофазні побутові споживачі, таке припущення виконується лише приблизно. Через нерівномірне завантаження фаз у мережі з'являються струми зворотної та нульової послідовностей, а в чотирипровідній лінії ще й струм у нульовому проводі, що спричиняє додаткові втрати активної потужності й електричної енергії понад ті, які мали б місце за симетричного режиму. У цьому розділі ці додаткові втрати визначено кількісно для найбільш характерного щодо несиметрії об'єкта системи електропостачання - житлового будинку з електричними плитами, приєданого до підстанції ТП-1.

3.1 Постановка задачі та вихідні дані

Несиметрія навантаження належить до показників якості електричної енергії й нормується стандартом ДСТУ EN 50160, який обмежує коефіцієнт несиметрії напруги за зворотною послідовністю в точках приєднання споживачів. Проте навіть за допустимих рівнів несиметрії напруги, несиметрія струмів у мережах 0,4 кВ призводить до появи відчутних додаткових втрат потужності, які мають враховуватися, зокрема, під час формування балансу електроенергії та обґрунтування тарифу на її передачу.

Як показано у розділі 1, найбільша несиметрія навантаження характерна для житлових будинків з електричними плитами: частка

					ННІЕЕ.1910-с.ОЕ-21.ДП.002 ПЗ			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ОСОБЛИВОСТІ РОЗРАХУНКУ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В МЕРЕЖІ НАПРУГОЮ 0,4 КВ З НЕСИМЕТРИЧНИМ НАВАНТАЖЕННЯМ	Лім.	Арк.85	Акрушів 117
Розроб.		Гатілін В.І.						
Перевір.		Попов В.А.						
Реценз.								
Н. Контр.		Прокопенко І.Д.						
Затверд.						НН ІЕЕ, зр. ОЕ-21		

однофазних приймачів у них найвища, а рівномірно розподілити ці приймачі між трьома фазами на практиці неможливо, оскільки вони вмикаються й вимикаються безсистемно протягом доби. Тому за об'єкт розрахунку прийнято багатоквартирний будинок типу А, приєднаний до підстанції ТП-1 кабельною лінією напругою 0,4 кВ. Його розрахункові навантаження та параметри живлячої лінії визначено в розділі 2 (табл. 2.6, 2.7) і використані тут як вихідні дані.

За тривалістю розрізняють короткочасну несиметрію, що супроводжує аварійні процеси (короткі замикання, обрив фази), і тривалу, зумовлену постійним нерівномірним завантаженням фаз. У внутрішньобудинкових мережах напругою 0,4 кВ переважає саме тривала несиметрія, причому здебільшого систематична - спричинена сталим нерівномірним розподілом однофазних приймачів між фазами - з накладеною випадковою складовою через безсистемне вмикання й вимикання навантажень протягом доби. Тому несиметрію тут доцільно характеризувати усередненим за режимом максимуму ступенем нерівномірності завантаження фаз, що й покладено в основу прийнятих далі розрахункових сценаріїв.

Оскільки інструментальних вимірювань фазних струмів на об'єкті немає, розрахунок виконано для прийнятих розрахункових сценаріїв несиметрії, що відповідають типовим рівням нерівномірності завантаження фаз у житлових мережах 0,4 кВ. Такий підхід є стандартним для проєктних задач за умов обмеженості вихідної інформації: замість поодинокого значення розглянуто діапазон ступенів несиметрії, що дозволяє оцінити вплив цього чинника на втрати в широких межах і не прив'язуватися до єдиного припущення.

Розрахунок побудовано на трьох взаємодоповнювальних кроках. Спершу основний розрахунок виконується методом симетричних складових із визначенням коефіцієнта додаткових втрат для прийнятих сценаріїв. Далі визначається параметрична залежність втрат від ступеня несиметрії, що

					ННІЕЕ.1910-с.0Е-21.ДП.002 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		86

дозволяє простежити характер їх зростання. Нарешті, отримані значення зіставляються з емпіричними коефіцієнтами несиметрії з довідкових джерел, чим підтверджується достовірність результату.

Вихідні дані для розрахунку наведено в таблиці 3.1. Живлячий кабель п'ятижильний АВВГ 5×240, має нульову жилу того самого перерізу, що й фазні, тому відношення опорів нульового та фазного проводів прийнято рівним одиниці ($R_0/R_\phi = 1$). Кабель виконано за системою TN-S (три фази, нейтраль N і захисний провідник PE); оскільки PE у нормальному режимі струму не несе, у розрахунку втрат лінію розглядаємо як трифазну чотирипровідну - три фази й нульовий провід.

Таблиця 3.1 - Вихідні дані для розрахунку

Параметр	Позначення	Значення	Од.
Розрахункова активна потужність будинку	P	251,24	кВт
Розрахункова реактивна потужність	Q	73,82	квар
Номінальна напруга мережі	U_n	0,4	кВ
Довжина кабельної лінії	L	0,1	км
Питомий активний опір (АВВГ 5×240)	r_0	0,125	Ом/км
Відношення опорів нуль/фаза	R_0/R_ϕ	1,0	-
Число годин використання максимуму	T_{max}	3500	год
Квадрат коефіцієнта форми графіка	k_{ϕ^2}	1,16	-

Активний опір однієї фази лінії визначаємо як добуток питомого опору на її довжину:

$$R_\phi = r_0 L = 0,125 \cdot 0,1 = 0,0125 \text{ Ом.}$$

3.2 Метод симетричних складових

В основу розрахунку покладено метод симетричних складових - найпоширеніший інструмент аналізу несиметричних режимів трифазних кіл, запропонований Ч. Фортеск'ю [16]. Згідно з ним будь-яку несиметричну

систему трьох фазних струмів (або напруг) можна однозначно подати у вигляді суми трьох симетричних систем, які відрізняються порядком чергування фаз: прямої, зворотної та нульової послідовностей (рис. 3.1).

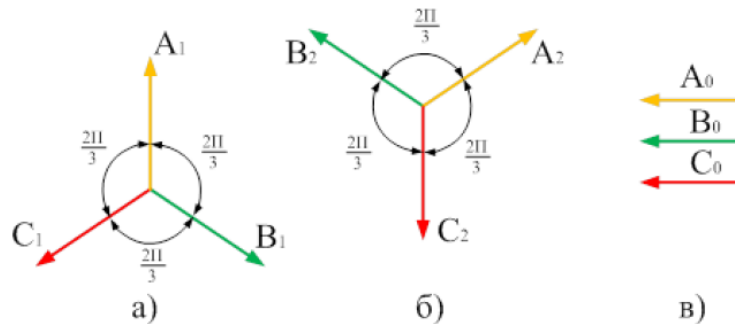


Рисунок 3.1 - Системи симетричних складових: а) прямої; б) зворотної; в) нульової послідовностей

Вектори прямої послідовності рівні за модулем і зміщені один відносно одного на 120° з прямим чергуванням фаз; вектори зворотної послідовності так само рівні й зміщені на 120° , але зі зворотним чергуванням; вектори нульової послідовності збігаються за фазою. Для компактного запису перетворення використовують оператор повороту (фазовий множник)

$$a = e^{j120^\circ} = -0,5 + j0,866,$$

множення на який повертає вектор на кут 120° проти годинникової стрілки. Симетричні складові фазних струмів визначають за відомими співвідношеннями:

$$I_1 = \frac{1}{3}(I_A + aI_B + a^2I_C) \quad (3.1)$$

$$I_2 = \frac{1}{3}(I_A + a^2I_B + aI_C) \quad (3.2)$$

$$I_0 = \frac{1}{3}(I_A + I_B + I_C) \quad (3.3)$$

де I_A, I_B, I_C - комплексні діючі значення струмів фаз А, В, С;

I_1 - струм прямої послідовності;

I_2 - струм зворотної послідовності;

I_0 - струм нульової послідовності.

Фізичний зміст методу для розглядуваної задачі такий: симетричне навантаження споживає лише струм прямої послідовності, тоді як несиметричне навантаження, залишаючись споживачем струму прямої послідовності, водночас стає джерелом струмів зворотної та нульової послідовностей. Саме ці струми, протікаючи елементами мережі - лініями, кабелями й трансформаторами, - і дають додаткові втрати активної потужності, а в чотирипровідній лінії струм нульової послідовності протікає ще й нульовим проводом.

Ступінь несиметрії кількісно характеризують коефіцієнтами несиметрії струмів за зворотною та нульовою послідовностями, які визначають як відношення відповідної складової до струму прямої послідовності:

$$K_{2I} = \frac{I_2}{I_1} \quad (3.4)$$

$$K_{0I} = \frac{I_0}{I_1} \quad (3.5)$$

Аналогічно вводять коефіцієнт несиметрії напруг за зворотною послідовністю K_{2U} , який і нормується стандартом ДСТУ EN 50160 [4] на рівні 2 % у нормальному режимі. Перевищення цього рівня свідчить про потребу заходів зі зниження несиметрії.

3.3 Розрахунок втрат у лінії за прийнятими сценаріями

Розрахункова схема - чотирипровідна лінія напругою 0,4 кВ, що живиться від трансформатора зі схемою з'єднання обмоток «зірка - зірка з нулем» і навантажена несиметрично (рис. 3.2) [17]. За несиметрії фазних струмів нульовим проводом протікає струм I_n , що додатково збільшує втрати.

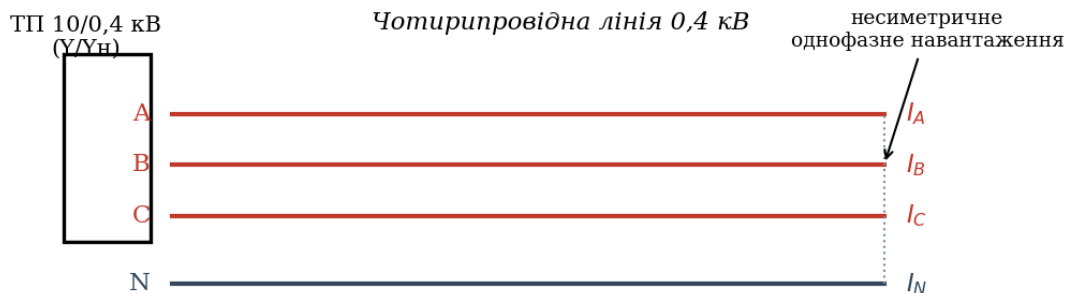


Рисунок 3.2 - Схема живлення несиметричного навантаження чотирипровідною лінією напругою 0,4 кВ

Втрати активної потужності трифазної лінії в загальному випадку дорівнюють сумі втрат у кожній фазі, а для чотирипровідної системи додають ще втрати в нульовому проводі:

$$\Delta P = I_A^2 R_\phi + I_B^2 R_\phi + I_C^2 R_\phi + I_N^2 R_0 \quad (3.6)$$

Розклавши фазні струми на симетричні складові й врахувавши, що струм у нульовому проводі дорівнює потроєному струму нульової послідовності ($I_N = 3I_0$), вираз (3.6) зводять до вигляду:

$$\Delta P = 3R_\phi(I_1^2 + I_2^2 + I_0^2) + 9R_0I_0^2 \quad (3.7)$$

За симетричного навантаження струми зворотної та нульової послідовностей відсутні, нульовим проводом струм не протікає, і вираз (3.7) набуває вигляду:

$$\Delta P_{\text{сим}} = 3I_1^2 R_\phi \quad (3.8)$$

Поділивши (3.7) на (3.8), отримуємо коефіцієнт додаткових втрат $K_{\text{дод}}$, який показує, у скільки разів несиметрія збільшує втрати порівняно із симетричним режимом:

$$K_{\text{дод}} = \frac{\Delta P}{\Delta P_{\text{сим}}} = 1 + K_{2I}^2 + K_{0I}^2(1 + 3\frac{R_0}{R_\phi}) \quad (3.9)$$

Для розглядуваної лінії опори нульового та фазного проводів однакові ($R_0 = R_\phi$), тому вираз (3.9) спрощується:

$$K_{\text{дод}} = 1 + K_{2I}^2 + 4K_{0I}^2 \quad (3.10)$$

Тоді шукані втрати в несиметричному режимі обчислюють множенням симетричних втрат на цей коефіцієнт:

$$\Delta P_{\text{нес}} = \Delta P_{\text{сим}} K_{\text{дод}} \quad (3.11)$$

Симетричний фазний струм визначаємо за повною потужністю будинку, яка за даними розділу 2 становить $S = 261,86$ кВА:

$$I_{\text{сер}} = \frac{S}{\sqrt{3}U_n} = \frac{261,86}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 377,96 \text{ А} \quad (3.12)$$

Відповідні втрати в симетричному режимі розраховані за виразом (3.8) дорівнюють:

$$\Delta P_{\text{сим}} = 3 \cdot 377,96^2 \cdot 0,0125 = 5,357 \text{ кВт.}$$

Несиметрію фазних навантажень задаємо параметром k - відносним відхиленням струмів крайніх фаз від середнього значення, тобто $I_A = I_{\text{сер}}(1 + k)$, $I_B = I_{\text{сер}}$, $I_C = I_{\text{сер}}(1 - k)$. Розглянемо три характерні сценарії: помірну несиметрію ($k = 0,2$), базовий сценарій ($k = 0,3$) та виражену несиметрію ($k = 0,4$).

Для базового сценарію ($k = 0,3$) фазні струми дорівнюють:

$$I_A = 377,96 \cdot 1,3 = 491,4 \text{ А}; \quad I_B = 377,96 \text{ А}; \quad I_C = 377,96 \cdot 0,7 = 264,6 \text{ А.}$$

Підставивши ці значення у вирази (3.1)-(3.3), для урахування амплітудної несиметрії отримуємо рівні за модулем складові зворотної та нульової послідовностей:

$$I_1 = 377,96 \text{ А}; \quad I_2 = I_0 = 65,5 \text{ А.}$$

Коефіцієнти несиметрії за (3.4), (3.5) становлять:

$$K_{2I} = K_{0I} = \frac{65,5}{377,96} = 0,173.$$

					ННІЕЕ.1910-с.0Е-21.ДП.002 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		91

Визначаємо коефіцієнт додаткових втрат за (3.10):

$$K_{\text{дод}} = 1 + 0,173^2 + 4 \cdot 0,173^2 = 1,150.$$

Втрати потужності в несиметричному режимі за (3.11) дорівнюють:

$$\Delta P_{\text{нес}} = 5,357 \cdot 1,150 = 6,16 \text{ кВт.}$$

Отже, за базового сценарію несиметрія збільшує втрати потужності в лінії на 15 %. Для помірної несиметрії ($k = 0,2$) аналогічно одержуємо $K_{2I} = K_{0I} = 0,116$, $K_{\text{дод}} = 1,067$ і $\Delta P_{\text{нес}} = 5,71$ кВт, а для вираженої ($k = 0,4$) - $K_{2I} = K_{0I} = 0,231$, $K_{\text{дод}} = 1,267$ і $\Delta P_{\text{нес}} = 6,79$ кВт. Повні результати за всіма сценаріями зведено в таблицях 3.2 і 3.3.

3.4 Параметрична залежність втрат від ступеня несиметрії

Щоб не обмежуватися окремими сценаріями, розглянемо несиметрію як неперервну змінну й простежимо, як змінюються коефіцієнт додаткових втрат і втрати потужності при зростанні параметра k від 0 (симетрія) до 0,5 (сильна несиметрія). Результати обчислень наведено в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 - Залежність показників несиметрії та втрат від параметра k

k	I_a, A	I_c, A	$I_2 = I_0, A$	$K_{2I} = K_{0I}$	$K_{\text{дод}}$	$\Delta P_{\text{нес}}, \text{кВт}$
0.00	378.0	378.0	0.0	0.000	1.000	5.357
0.05	397.0	359.1	10.9	0.029	1.004	5.380
0.10	415.8	340.2	21.8	0.058	1.017	5.446
0.15	434.7	321.3	32.7	0.087	1.038	5.558
0.20	453.6	302.4	43.6	0.115	1.067	5.714
0.25	472.5	283.5	54.6	0.144	1.104	5.915
0.30	491.4	264.6	65.5	0.173	1.150	6.161
0.35	510.3	245.7	76.4	0.202	1.204	6.451
0.40	529.1	226.8	87.3	0.231	1.267	6.786

Продовження таблиці 3.2

0.45	548.0	207.9	98.2	0.260	1.338	7.165
0.50	566.9	189.0	109.1	0.289	1.417	7.589

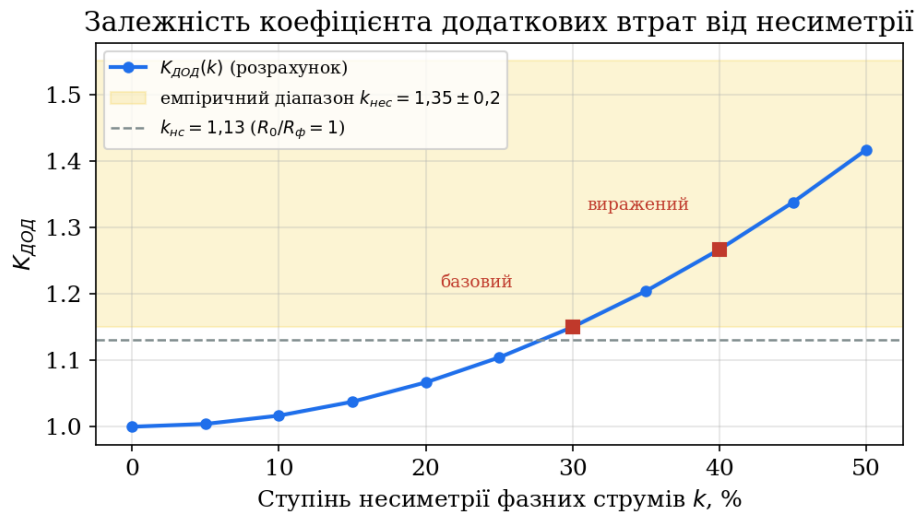


Рисунок 3.3 - Залежність коефіцієнта додаткових втрат $K_{\text{доп}}$ від ступеня несиметрії

Як видно з таблиці 3.2 і рисунка 3.3, залежність має квадратичний характер: оскільки для амплітудної несиметрії струми зворотної та нульової послідовностей рівні ($K_{21} = K_{01}$), коефіцієнт додаткових втрат описується простим виразом $K_{\text{доп}} = 1 + 5 \cdot K_{21}^2$. Внесок нульової послідовності в чотирипровідній лінії вчетверо більший за внесок зворотної, що відображено коефіцієнтом 4 при K_{01}^2 у формулі (3.10) і пояснюється протіканням потроєного струму нульової послідовності нульовим проводом. Помітне зростання втрат (понад 15 %) починається з рівнів несиметрії $k > 0,3$, типових для внутрішньобудинкових мереж із переважно однофазним навантаженням.

3.5 Розрахунок річних втрат електроенергії

Втрати потужності у багатьох випадках визначаються на підставі даних режиму максимального навантаження, тоді як для оцінки енергоефективності та економічних наслідків потрібні річні втрати електроенергії. Їх визначаємо

за методикою розрахунку втрат у мережах низької напруги через квадрат коефіцієнта форми графіка навантаження:

$$\Delta W = \frac{W^2(1 + tg^2\varphi)k_\phi^2 R}{24 D U^2} \quad (3.13)$$

де W - річний відпуск активної енергії в лінію, МВт·год;

$tg \varphi$ - коефіцієнт реактивної потужності;

k_ϕ^2 - квадрат коефіцієнта форми графіка навантаження;

R - активний опір лінії, Ом;

D - число діб у розрахунковому періоді;

U - номінальна напруга, кВ.

Квадрат коефіцієнта форми для житлових будинків, обладнаних електроплитами, приймаємо за довідковою таблицею рівним 1,16. Річний відпуск енергії визначаємо за розрахунковою потужністю та числом годин використання максимуму ($T_{\max} = 3500$ год):

$$\begin{aligned} W &= P \cdot T_{\max} = 251,24 \cdot 3500 = 879,34 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{год} \\ &= 879,34 \text{ МВт} \cdot \text{год}. \end{aligned}$$

Коефіцієнт реактивної потужності $tg \varphi = \frac{Q}{P} = \frac{73,82}{251,24} = 0,294$. Річні втрати в симетричному режимі за (3.13) становлять:

$$\Delta W_{\text{сим}} = \frac{879,34^2 \cdot 1,086 \cdot 1,16 \cdot 0,0125}{24 \cdot 365 \cdot 0,4^2} = 8,69 \text{ МВт} \cdot \text{год}.$$

Це становить близько 1 % річного відпуску енергії в лінію, що відповідає типовому рівню технічних втрат у мережах напругою 0,4 кВ. У несиметричному режимі річні втрати зростають у $K_{\text{дод}}$ разів, а додаткові втрати, спричинені несиметрією, дорівнюють:

$$\Delta W_{\text{дод}} = \Delta W_{\text{нес}} - \Delta W_{\text{сим}} = \Delta W_{\text{сим}}(K_{\text{дод}} - 1) \quad (3.14)$$

Зведені результати розрахунків за всіма сценаріями наведено в таблиці 3.3, а їх графічне подання - на рисунках 3.4 і 3.5.

					ННІЕЕ.1910-с.0Е-21.ДП.002 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		94

Таблиця 3.3 - Втрати потужності та енергії за сценаріями несиметрії

Режим / сценарій	k	$K_{\text{дод}}$	ΔP , кВт	ΔW , МВт·год/рік	Приріст, %
Симетричний режим	0,00	1,000	5,357	8,69	0,0
Помірна несиметрія	0,20	1,067	5,714	9,27	6,7
Базовий сценарій	0,30	1,150	6,161	9,99	15,0
Виражена несиметрія	0,40	1,267	6,786	11,01	26,7
Значна несиметрія	0,50	1,417	7,589	12,31	41,7

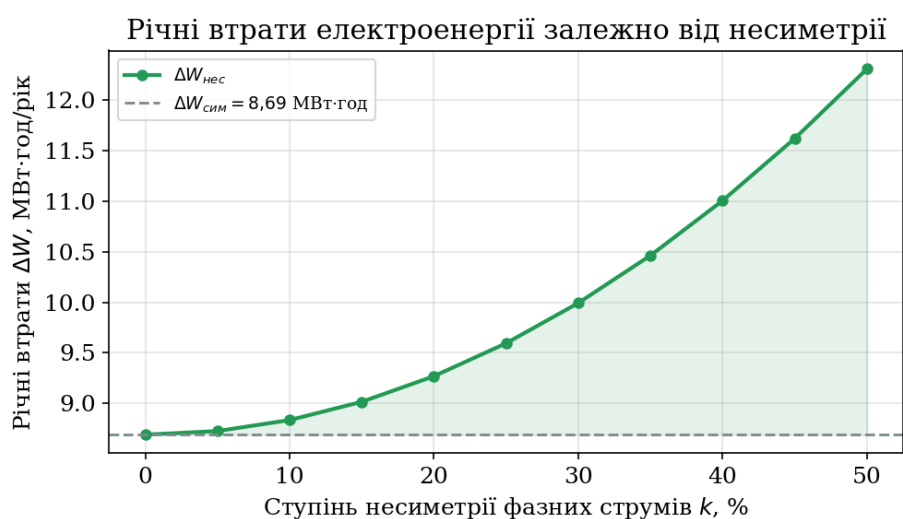


Рисунок 3.4 - Річні втрати електроенергії залежно від ступеня несиметрії

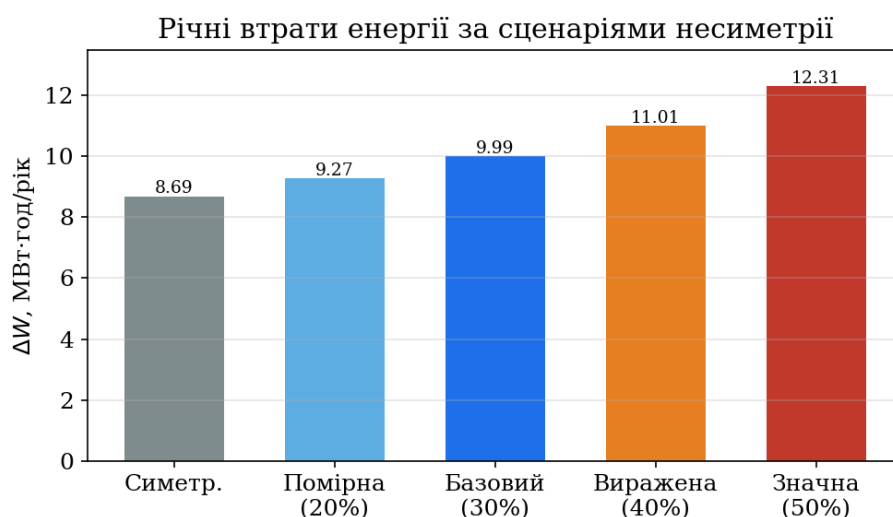


Рисунок 3.5 - Річні втрати електроенергії за характерними сценаріями несиметрії

Для базового сценарію ($k = 0,3$) додаткові втрати становлять $\Delta W_{\text{дод}} = 8,69 \cdot (1,150 - 1) = 1,30$ МВт·год на рік лише для одного будинку. У масштабі підстанції ТП-1, від якої живиться кілька таких будинків, а тим більше в межах усього мікрорайону, ці втрати стають більш істотними як у натуральному, так і у вартісному вираженні, тому їх потрібно враховувати під час формування балансу електроенергії та обґрунтування заходів з енергозбереження.

Орієнтовну вартісну оцінку додаткових втрат виконаємо за прийнятою ціною електричної енергії Ц:

$$B_{\text{дод}} = \Delta W_{\text{дод}} \cdot C \quad (3.15)$$

Прийнявши орієнтовну ціну $C = 4,32$ грн/(кВт·год), для базового сценарію отримуємо $B_{\text{дод}} = 1300 \cdot 4,32 \approx 5,6$ тис. грн на рік для одного будинку. Хоча для окремого будинку ця сума невелика, у масштабі підстанції та мікрорайону, де таких будинків десятки, річні втрати від несиметрії сягають десятків тисяч гривень, що робить заходи з її зниження економічно виправданими. Наведена оцінка є орієнтовною: фактичну вартість слід уточнювати за чинною ціною електричної енергії на момент виконання розрахунку.

3.6 Перевірка результатів за емпіричними коефіцієнтами несиметрії

Для підтвердження достовірності розрахунку зіставимо отримані значення з емпіричними коефіцієнтами несиметрії, наведеними в довідкових джерелах. У методиці розрахунку втрат у мережах низької напруги коефіцієнт збільшення втрат від несиметрії визначають безпосередньо через виміряні фазні струми:

$$k_{\text{нес}} = \frac{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2}{3I_{\text{сеп}}^2} \left(1 + 1,5 \frac{R_0}{R_{\phi}}\right) - 1,5 \frac{R_0}{R_{\phi}} \quad (3.16)$$

Для ліній із розподіленням (переважно однофазним житловим) навантаженням довідкові джерела рекомендують середнє значення $k_{\text{нес}} = 1,35$

					ННІЕЕ.1910-с.ОЕ-21.ДП.002 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		96

$\pm 0,2$ [1], а спрощена методика [17] для співвідношення $R_0/R_\phi = 1$ дає коефіцієнт збільшення втрат $k_{\text{нес}} = 1,13$. Порівняння з результатами попереднього розрахунку показує добру збіжність: базовий сценарій ($k = 0,3$) дає $K_{\text{дод}} = 1,150$, що практично збігається зі спрощеним довідковим значенням $1,13$, а весь рекомендований діапазон $1,15 \dots 1,55$ відповідає ступеням несиметрії $k = 0,30 \dots 0,46$, цілком характерним для житлових мереж напругою $0,4$ кВ.

Таким чином, незалежно отриманий методом симетричних складових результат узгоджується з емпіричними даними обох використаних джерел, що підтверджує коректність прийнятої методики та обґрунтованість вибору розрахункових сценаріїв.

3.7 Вплив несиметрії на трансформатор та інші елементи мережі

Лінія не єдиний елемент, у якому несиметрія спричиняє додаткові втрати. Підстанцію ТП-1 обладнано трансформатором зі схемою з'єднання обмоток «зірка - зірка з нулем» (Y/Y_n), а саме такі трансформатори найчутливіші до несиметрії фазних навантажень, бо мають великий опір нульової послідовності. Протікання струмів зворотної та нульової послідовностей зумовлює додаткові втрати активної потужності в обмотках і сталі трансформатора, а також наднормативне нагрівання ізоляції: підвищення температури на 8°C скорочує термін її служби приблизно вдвічі. Додаткові втрати в силовому трансформаторі від несиметрії визначають як функцію коефіцієнта несиметрії напруг за зворотною послідовністю K_{2U} з урахуванням втрат холостого ходу, втрат і напруги короткого замикання.

Подібний вплив несиметрія справляє й на інше обладнання [2]. У асинхронних двигунах навіть невелика несиметрія напруги (близько 1%) спричиняє значну несиметрію струмів ($7-9\%$) через малий опір зворотної послідовності, що веде до додаткового нагрівання та зниження корисного моменту; у конденсаторних установках несиметрія напруг не дозволяє

					ННІЕЕ.1910-с.0Е-21.ДП.002 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		97

повністю використати встановлену реактивну потужність. Утім, у розглядуваному об'єкті частка таких споживачів незначна, тому основний внесок у додаткові втрати від несиметрії дають саме чотирипровідні лінії напругою 0,4 кВ та живлячий трансформатор, на яких і було зосереджено увагу в цьому розділі.

3.8 Заходи зі зниженням несиметрії та оцінка їх ефективності

Оскільки несиметрія навантаження відчутно збільшує втрати, доцільно передбачити заходи з її зниження. За характером їх поділяють на організаційні та технічні.

Найпростіший і найдешевший організаційний захід - рівномірний перерозподіл однофазних споживачів між фазами (пофазне балансування навантаження) на етапі проєктування внутрішньобудинкових мереж і під час експлуатації. Він не потребує додаткового обладнання й дозволяє суттєво зменшити складові зворотної та нульової послідовностей, а отже й додаткові втрати.

До технічних заходів належать: застосування розподільних трансформаторів зі схемою з'єднання обмоток «зірка - зигзаг з нулем» (Y/Z_n) замість «зірка - зірка з нулем», що мають значно менший опір нульової послідовності; встановлення симетрувальних пристроїв та автоматичних симетрувальних установок на основі силової електроніки [13]; збільшення перерізу нульового проводу; застосування пофазного регулювання напруги. Ці заходи дорожчі, тому їх доцільність обґрунтовують техніко-економічним порівнянням.

Оцінімо ефект від найдоступнішого заходу - пофазного балансування. Якщо завдяки перерозподілу навантаження вдається знизити несиметрію з вираженого рівня $k = 0,4$ ($K_{\text{дод}} = 1,267$) до помірного $k = 0,15$ ($K_{\text{дод}} = 1,038$), то річні втрати знижуються з 11,01 до 9,01 МВт·год, тобто майже на 2 МВт·год на рік лише для одного будинку. У масштабі підстанції та мікрорайону

					ННІЕЕ.1910-с.0Е-21.ДП.002 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		98

сумарна економія електроенергії буде кратно більшою, що підтверджує доцільність впровадження організаційних заходів із балансування фаз як першочергових, ще до розгляду дорожчих технічних рішень.

Висновок до розділу 3

У розділі виконано розрахунок додаткових втрат електричної енергії, спричинених несиметрією навантаження, у мережі напругою 0,4 кВ на прикладі житлового будинку з електроплитами, приєднаного до ТП-1. Розрахунок виконано методом симетричних складових із визначенням коефіцієнта додаткових втрат $K_{\text{дод}}$, що враховує внески струмів зворотної та нульової послідовностей.

За відсутності вимірювань фазних струмів несиметрію задано прийнятими розрахунковими сценаріями та досліджено в діапазоні $k = 0 \dots 0,5$. Установлено, що залежність втрат від ступеня несиметрії має квадратичний характер, причому внесок нульової послідовності в чотирипровідній лінії переважає внесок зворотної. Для базового сценарію ($k = 0,3$) коефіцієнт додаткових втрат становить $K_{\text{дод}} = 1,150$: втрати потужності зростають з 5,357 до 6,161 кВт, а річні втрати енергії - з 8,69 до 9,99 МВт·год, тобто на 15 % (додатково 1,30 МВт·год на рік на один будинок).

Отримані результати узгоджуються з емпіричними коефіцієнтами несиметрії з довідкових джерел ($k_{\text{нес}} = 1,35 \pm 0,2$; $k_{\text{нес}} = 1,13$ за умови $R_0/R_{\phi} = 1$), що підтверджує їх достовірність. Розглянуто також вплив несиметрії на трансформатор та інше обладнання й запропоновано заходи з її зниження; показано, що навіть просте пофазне балансування навантаження дозволяє зменшити річні втрати майже на 2 МВт·год на рік для одного будинку, що обґрунтовує доцільність його впровадження як першочергового заходу.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ КАБЕЛЬНОЇ МЕРЕЖІ 0,4 кВ

Темою цього розділу обрано охорону праці під час експлуатації кабельної мережі 0,4 кВ, яку спроектовано в основній частині роботи. Вибір не випадковий: саме обслуговування таких ліній пов'язане з низкою небезпек для персоналу, насамперед з ризиком ураження струмом. Тому далі проведено оцінювання стану робочого місця електромонтера за методом Елмері, визначено базовий ризик нещасного випадку, дібрано заходи безпеки і виконано розрахунок захисного заземлення лінії в системі TN-S.

4.1 Загальна характеристика об'єкта

Об'єкт - кабельна мережа 0,4 кВ, що живить житлові та громадські будівлі мікрорайону від підстанцій ТП1-ТП4. Мережа працює в системі TN-S із глухозаземленою нейтраллю; кабелі прокладено в землі (траншеях), частково - у кабельних спорудах. Розташування - Київська область, ґрунт у місці прокладання темно-сірий опідзолений (це знадобиться при оцінці умов розтікання струму).

Роботи на кабельній лінії здебільшого ведуться в траншеях і кабельних колодязях, тож за небезпекою ураження струмом робоче місце електромонтера доводиться віднести до особливо небезпечних [18]: тут і волога, і струмопровідна основа під ногами, і можливість одночасно торкнутися заземленої конструкції та частини під напругою. За пожежною небезпекою кабельні споруди з кабелями в ПВХ-ізоляції (АВВГ) належать до категорії В [19], [20]. Узагальнену характеристику об'єкта наведено в таблиці 4.1.

					ННІЕЕ.1910-с.ОЕ-21.ДП.002 ПЗ			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Гатілін В.І.			ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ КАБЕЛЬНОЇ МЕРЕЖІ 0,4 кВ	Літ.	Арк.100	Акрушів 117
Перевір.		Попов В.А.						
Реценз.						НН ІЕЕ, зр. ОЕ-21		
Н. Контр.		Прокопенко І.Д.						
Затверд.								

Таблиця 4.1 - Загальна характеристика об'єкта

Найменування ЕУ	Вид розміщення	Розміщення робочого місця	Категорія електроприміщення	Категорія з пожежної безпеки
Кабельна мережа 0,4 кВ	Зовнішня ЕУ (прокладання в землі)	Траншеї, кабельні колодязі на глибині 0,7-1,0 м	Особливо небезпечне	Категорія В

4.2 Технічні характеристики електроустановки

Технічні характеристики обладнання, взяті з попередніх розділів роботи, зведено в таблиці 4.2. Мережу виконано п'ятижильними кабелями АВВГ - три фазні жили, нейтраль N і окремий захисний провідник РЕ. П'ятипровідна система (TN-S) для мереж 0,4 кВ є вимогою чинних ПУЕ [5] та ДБН В.2.5-23 [10], що регламентує проєктування електроустановок житлових будинків: п'ятий провід РЕ призначено для підключення захисного заземлення корпусів електроустановок. Це рішення прямо пов'язане з темою мого диплома: при несиметричному навантаженні робочий струм іде по нейтралі N, а РЕ-провідник залишається ненавантаженим, тому в разі замикання на корпус захист спрацює надійно, незалежно від того, наскільки перекошене навантаження по фазах.

Таблиця 4.2 - Показники технічних характеристик електроустановки

Найменування ЕУ і марка	Основні характеристики	Числове значення показника
Трансформатор ТМ-630/10	Напруга	10/0,4 кВ
	Потужність	630 кВА
	Схема з'єднання обмоток	Y/Y _н (зірка)
	Повний опір	0,13 Ом
Кабельна лінія АБВГ	Марка та переріз	АБВГ 5×240
	Напруга	0,4 кВ
	Довжина лінії	100 м
	Кількість жил	П'ятижильна (3L + N + PE)
	Спосіб прокладання	У землі, в траншеї
	Матеріал жил	Алюміній

4.3 Перелік робіт та склад бригади

Експлуатація мережі - це монтаж, технічне обслуговування та ремонт кабельних ліній. Виконують їх за нарядом-допуском або розпорядженням. Оскільки напруга до 1000 В, згідно з правилами безпечної експлуатації

					ННІЕЕ.1910-с.0Е-21.ДП.002 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		102

електроустановок [21] члени бригади повинні мати групу з електробезпеки не нижче III, а керівник робіт - не нижче IV. Перелік робіт зведено в таблиці 4.3.

Таблиця 4.3 - Послідовність виконання робіт

Вид робіт	Спосіб доставки і розвантаження	Період виконання і тривалість	Склад бригади	Група з електробезпеки
Монтаж кабельної лінії 0,4 кВ	Транспорт, механічне розвантаження	Літній період, 15 робочих днів	4 особи	Не нижче III, керівник - IV
Огляд кабельної траси	Пішки, візуальний контроль	Періодично, 1 робочий день	2 особи	Не нижче III
Ремонт кабельної муфти	Транспорт, ручні роботи	За потреби, 2 робочих дні	3 особи	Не нижче III, керівник - IV
Вимірювання опору ізоляції	Переносні прилади	Періодично, 1 робочий день	2 особи	Не нижче IV

4.4 Моніторинг стану виробничого середовища за методом Елмері

Для оцінки стану безпеки на робочому місці електромонтера, було проведено віртуальний моніторинг за методом Елмері [22]. Метод простий: робоче місце розглядають за вісьмома групами чинників, і кожен пункт позначають «+», якщо він відповідає нормам, або «-», якщо ні. Результати по етапах зведено в таблиці 4.4.

Таблиця 4.4 - Зведені результати моніторингу за методом Елмері

Етап / група чинників	Позитивна	Негативна
Етап 1. Визначення границь робочого місця	-	-
Етап 2. Безпека виробничого процесу	5	2
Етап 3. Порядок і чистота	4	2

Продовження таблиці 4.4

Етап 4. Стан технічного обладнання	3	1
Етап 5. Чинники виробничого середовища	3	2
Етап 6. Шкідливі професійні чинники	0	3
Етап 7. Ергономічні показники	4	2
Етап 8. Шляхи переміщення	2	1
Етап 9. Заходи пожежної безпеки	4	0
Загалом	25	13

Примітка. Етап 1 (визначення границь робочого місця) має організаційний характер і не містить оцінюваних пунктів, тому в підрахунок індексу безпеки не входить. Усього оцінено 38 пунктів за етапами 2-9.

Індекс Елмері обчислюємо за формулою (4.1):

$$IE = \frac{n}{N} \cdot 100\% \quad (4.1)$$

де n - кількість позитивних оцінок; N - загальна кількість оцінюваних пунктів.

$$IE = \frac{25}{38} \cdot 100\% = 66\%.$$

Оскільки отриманий індекс Елмері (IE = 66 %) перевищує 60 %, але менший за 85 %, систему управління охороною праці на досліджуваному робочому місці можна оцінити як «задовільну». Найбільше негативних оцінок отримав етап 6 (шкідливі професійні чинники) - це зумовлено роботою в траншеях і кабельних колодязях та підвищеною напруженістю електричного поля поблизу струмовідних частин. Негативні оцінки на етапі 5 (чинники виробничого середовища) пов'язані з несприятливим мікрокліматом під час робіт назовні та підвищеним рівнем шуму, а на етапі 7 (ергономіка) - з вимушеними робочими позами та ручним переміщенням вантажів. Виявлені

невідповідності потребують впровадження додаткових технічних та організаційних заходів безпеки.

4.5 Оцінювання ризику на робочому місці

Базовий ризик виникнення нещасного випадку (ураження електричним струмом) визначаємо за формулою (4.2):

$$R = D \cdot B \cdot P, \quad (4.2)$$

де D - важкість наслідків небезпечної події, балів; B - можливість наразитися на небезпеку, балів; P - імовірність виникнення небезпечної події, балів.

Наслідки ураження струмом приймаються катастрофічними, тож $D = 5$ балів. Електромонтер кваліфікований і дотримується організаційних заходів, тому наразитися на небезпеку він може рідко - $B = 1$ бал. Імовірність самої події оцінюється як імовірна, $P = 3$ бали. Підставляємо:

$$R = 5 \cdot 1 \cdot 3 = 15.$$

Значення $R = 15$ потрапляє в діапазон 10-24, тобто ризик середній. Щоб його знизити, варто щороку перевіряти справність засобів захисту від прямого й непрямого дотику, проводити навчання та інструктажі з персоналом прямо на робочому місці й стежити за станом електрозахисних засобів.

4.6 Вибір технічних і організаційних заходів безпеки

Для запобігання ураженню електричним струмом під час прямого дотику застосовують ізоляцію струмовідних частин, загороджувальні засоби та знаки безпеки. Для захисту під час непрямого дотику в системі TN-S застосовують захисне заземлення (приєднання металевих корпусів до РЕ-провідника) та автоматичне вимкнення живлення. Перелік основних заходів наведено в таблиці 4.5.

					ННІЕЕ.1910-с.0Е-21.ДП.002 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		105

Таблиця 4.5 - Перелік технічних та організаційних заходів

Вид заходу	Найменування заходу	Опис, показники і характеристики
Технічний (електробезпека)	Захисне заземлення в системі TN-S	Приєднання корпусів ЕУ до РЕ-провідника, автоматичне вимкнення живлення
Технічний (електробезпека)	Ізоляція струмовідних частин	Полівінілхлоридна ізоляція кабелю АБВГ
Технічний	Захисне автоматичне вимкнення	Автоматичний вимикач, час спрацьовування $\leq 0,2$ с
Організаційний	Категорія робіт	Роботи зі зняттям напруги, наряд-допуск
Організаційний	Знаки безпеки	Заборонні, застережні плакати на робочому місці

Для індивідуального захисту персоналу під час робіт застосовують засоби індивідуального та електрозахисного захисту, перелік яких наведено в таблиці 4.6.

Таблиця 4.6 - Перелік засобів індивідуального та електрозахисного захисту

Вид засобу	Призначення	Норми випробувань / характеристики
Діелектричні рукавички	Основний ЕЗЗ для робіт в ЕУ до 1 кВ	Випробування раз на 6 місяців
Діелектричне взуття	Додатковий ЕЗЗ	Випробування раз на 12 місяців
Діелектричний килимок	Ізоляція робочого місця від землі	Гумовий, перевірка раз на 24 місяці
Захисні окуляри	Захист очей від механічних частинок та дуги	Полікарбонат, термін - 2 роки

Продовження таблиці 4.6

Показчик напруги	Контроль відсутності напруги	До 1 кВ, раз на 12 місяців
Захисна каска	Захист голови від мех. та ел. впливу	Полікарбонат, термін - 2 роки
Переносне заземлення	Захисне пристосування	0,4 кВ, перевірка раз на 24 місяці

4.7 Пожежна безпека

Пожежі під час експлуатації кабельних ліній 0,4 кВ найчастіше починаються через теплові прояви струму - перевантаження, короткі замикання, великий перехідний опір у поганих контактних з'єднаннях. Щоб не допустити появи джерела займання, у мережі передбачено захисне заземлення з автоматичним вимкненням: пошкоджена ділянка вимикається швидко, ще до того, як кабель встигне розігрітися. Самі кабелі мають виконання, що відповідає класу пожежонебезпечної зони.

Для евакуації персоналу та ліквідації осередків займання передбачено первинні засоби пожежогасіння. Перелік заходів і засобів пожежної безпеки наведено в таблиці 4.7.

Таблиця 4.7 - Перелік заходів і засобів з пожежної безпеки

Група заходів	Технічні характеристики	Критерії вибору
Вуглекислотний вогнегасник ВВК-2	Пересувний, тривалість дії 25 с	Біля кабельних споруд та електрощитів
Пожежний щит	Лопата, лом, відро, повсть, ящик з піском	У місцях розташування електрообладнання
Автоматичне пожежне сповіщення	Теплові та димові сповіщувачі, сигнал на пульт	У кабельних спорудах і приміщеннях ТП
Блискавкозахист	Стрижневий блискавковідвід	Для зовнішніх елементів мережі

Продовження таблиці 4.7

План дій з попередження пожеж	Інструкції, плани евакуації	Відділ охорони праці
ЗІЗ - захисний одяг	Водонепроникний комбінезон	Багаторазового використання

4.8 Розрахункове завдання. Розрахунок захисного заземлення кабельної лінії 0,4 кВ

Для забезпечення захисту від непрямого дотику в кабельній мережі 0,4 кВ із глухозаземленою нейтраллю (система TN-S) застосовують захисне заземлення. Розрахунок виконуємо за методикою Додатка С методичних рекомендацій [23] для кабельної лінії, що живить житловий будинок «А» від трансформаторної підстанції ТП1 - як найбільш відповідальну лінію з найбільшим розрахунковим навантаженням.

Вихідні дані:

- напруга мережі - 0,4 кВ (фазна $U_{\text{ф}} = 230 \text{ В}$);
- трансформатор ТМ-630/10, схема з'єднання обмоток Y/Y_n , повний опір $Z_{\text{тр}} = 0,13 \text{ Ом}$ (табл. С1);
- кабельна лінія АВВГ 5×240, алюмінієві жили, довжина $l = 100 \text{ м}$;
- питомий опір алюмінію $\rho = 0,028 \text{ (Ом} \cdot \text{мм}^2\text{)/м}$;
- захисний апарат - автоматичний вимикач з номінальним струмом $I_{\text{ном}} = 400 \text{ А}$.

Розрахунок на вимикаючу здатність.

Активні опори фазного та захисного провідників (алюміній):

$$r_{\text{ф}} = r_{\text{РЕ}} = \frac{\rho \cdot l}{S} = 0,028 \cdot \frac{100}{240} = 0,0117 \text{ Ом.} \quad (4.3)$$

Струм однофазного короткого замикання в петлі «фаза - нуль» для кабельної мережі:

					ННІЕЕ.1910-с.0Е-21.ДП.002 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		108

$$I_{\text{кз}} = \frac{U_{\phi}}{r_{\phi} + r_{\text{PE}} + \frac{Z_{\text{ТР}}}{3}} = \frac{230}{0,0117 + 0,0117 + 0,13/3} \quad (4.4)$$

$$= 3448 \text{ А.}$$

Перевіряємо умову спрацьовування автоматичного вимикача. Кратність струму короткого замикання відносно номінального струму апарата:

$$K_c = \frac{I_{\text{кз}}}{I_{\text{ном}}} = \frac{3448}{400} = 8,62 \geq 1,25. \quad (4.5)$$

Умова вимикаючої здатності ($K_c \geq 1,25$ для автоматичного вимикача) виконується зі значним запасом - захисний апарат надійно вимкне пошкоджену ділянку.

Розрахунок напруги на корпусі електроустановки.

Для кабельної лінії повний опір захисного провідника $Z_3 = r_{\text{PE}} = 0,0117$ Ом. Напруга дотику на корпусі електроустановки:

$$U_k = I_{\text{кз}} \cdot Z_3 = 3448 \cdot 0,0117 = 40,3 \text{ В.} \quad (4.6)$$

Допустима напруга дотику за часу спрацьовування автоматичного вимикача $t_c \leq 0,2$ с становить $U_d = 100 \text{ В}$ [18]. Оскільки $U_k = 40,3 \text{ В} \leq U_d = 100 \text{ В}$, умова безпеки виконується, і застосування повторного заземлення захисного провідника в кабельній мережі не потрібне.

Висновок за розрахунком: вибрана конструкція захисного заземлення кабельної лінії 0,4 кВ забезпечує надійне автоматичне вимкнення пошкодженої ділянки ($K_c = 8,62 \geq 1,25$) та безпечну напругу дотику на корпусі електроустановки ($U_k = 40,3 \text{ В} \leq 100 \text{ В}$). Це підтверджує правильність вибору перерізів кабелів та захисних апаратів в основній частині роботи.

4.9 Висновок до розділу 4

У розділі розглянуто питання охорони праці та пожежну безпеку під час експлуатації кабельної мережі 0,4 кВ. Робоче місце електромонтера

					ННІЕЕ.1910-с.0Е-21.ДП.002 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		109

віднесено до особливо небезпечних, а кабельні споруди - до категорії В за пожежною безпекою. Моніторинг за методом Елмері дав індекс ІЕ = 66 %, тобто стан системи охорони праці на робочому місці - задовільний.

Базовий ризик ураження струмом вийшов середнім ($R = 15$). Відповідно до нього підібрано технічні та організаційні заходи - головний з них захисне заземлення в системі TN-S з автоматичним вимкненням, - а також ЗІЗ та електрозахисні засоби. Розрахунок заземлення показав, що обидві умови виконуються: вимикаюча здатність $K_c = 8,62 \geq 1,25$ і напруга на корпусі $U_k = 40,3 \text{ В} \leq 100 \text{ В}$. Це означає, що перерізи кабелів і захисні апарати, обрані в основній частині роботи, підібрані правильно і з боку безпеки.

					ННІЕЕ.1910-с.0Е-21.ДП.002 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		110

ВИСНОВКИ

У дипломному проєкті досліджено особливості розрахунку втрат електричної енергії в розподільних мережах напругою 0,4 кВ з несиметричним навантаженням та оцінено, наскільки несиметрія збільшує ці втрати. Актуальність теми зумовлена тим, що найбільша частка технічних втрат припадає саме на мережі низької напруги, до яких приєднано переважно однофазних побутових споживачів, а розподілити їх між фазами абсолютно рівномірно на практиці не вдається. Тому розрахунок втрат без урахування несиметрії неминуче їх занижує. Задачу розглянуто на конкретному об'єкті - системі електропостачання району міста, що поєднує інструментальний цех, інші промислові споживачі, житлові будинки різної поверховості та громадські будівлі.

Проаналізовано втрати електричної енергії за їхнім походженням і показано, що помітну частину технічних втрат становлять додаткові втрати, спричинені погіршенням якості електроенергії, серед яких для мереж 0,4 кВ найвідчутнішою є несиметрія навантаження. Установлено, що її джерелом є однофазні побутові приймачі, насамперед освітлення, побутова техніка та електроплити. Описано об'єкт дослідження й визначено, що найбільшу несиметрію очікувано створюють будинки з електричними плитами, приєднані до підстанції ТП-1.

Як основний метод розрахунку обрано метод симетричних складових, що дозволяє подати несиметричну систему фазних струмів сумою складових прямої, зворотної та нульової послідовностей і кількісно визначити внесок кожної з них у додаткові втрати.

Розроблено загальну схему електропостачання району та виконано розрахунок електричних навантажень у нормальному й післяаварійному режимах. За його результатами вибрано силові трансформатори підстанцій (ТМ-630/10 для ТП-1 і ТП-2, ТМ-250/10 для ТП-3, ТМ-1000/10 для ТП-4 та ТМ-400/10 для цехової), перерізи кабельних ліній 0,4 і 10 кВ (зокрема АВВГ

					ННІЕЕ.1910-с.0Е-21.ДП.002 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		111

5×240 для найпотужнішого будинку) та комутаційну апаратуру. Коефіцієнт потужності на шинах 10 кВ центру живлення становить $\cos \varphi = 0,982$, що перевищує нормативне значення, тому встановлення засобів компенсації реактивної потужності визнано недоцільним. Розрахунком струмів короткого замикання (трифазний струм КЗ 2,64 кА на стороні 10 кВ і 8,99 кА на стороні 0,4 кВ) підтверджено, що вибране обладнання й провідники задовольняють умови електродинамічної та термічної стійкості, а параметри струмової відсічки лінії 10 кВ забезпечують надійний захист.

На підготовленій схемі виконано кількісну оцінку додаткових втрат від несиметрії на прикладі житлового будинку з електроплитами, приєднаного до ТП-1. Несиметрію задано розрахунковими сценаріями в діапазоні $k = 0 \dots 0,5$ і встановлено, що залежність втрат від ступеня несиметрії має квадратичний характер, причому в чотирипровідній лінії внесок струмів нульової послідовності переважає внесок зворотної. Для базового сценарію ($k = 0,3$) коефіцієнт додаткових втрат становить $K_{\text{дод}} = 1,150$: втрати активної потужності зростають з 5,357 до 6,161 кВт, а річні втрати електроенергії - з 8,69 до 9,99 МВт·год, тобто на 15 %, що відповідає додатковим 1,30 МВт·год на рік для одного будинку. Отримані результати узгоджуються з емпіричними коефіцієнтами несиметрії з довідкових джерел ($k_{\text{нес}} = 1,35 \pm 0,2$ та $k_{\text{нес}} = 1,13$ за умови рівності опорів нульового і фазного проводів), що підтверджує їх достовірність.

Запропоновано заходи зі зниження несиметрії та оцінено їх ефективність: показано, що навіть просте пофазне балансування навантаження дозволяє зменшити річні втрати майже на 2 МВт·год на рік для одного будинку, тому його доцільно впроваджувати першочергово. Окремо розглянуто питання охорони праці та пожежної безпеки під час експлуатації кабельної мережі 0,4 кВ: робоче місце електромонтера віднесено до особливо небезпечних, оцінено стан охорони праці за методом Елмері ($IE = 66 \%$) та ризик ураження електричним струмом, а виконаний розрахунок захисного

					ННІЕЕ.1910-с.0Е-21.ДП.002 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		112

заземлення в системі TN-S ($K_c = 8,62 \geq 1,25$; $U_k = 40,3 \text{ В} \leq 100 \text{ В}$) підтвердив, що обрані перерізи кабелів і захисні апарати правильні також з погляду безпеки.

Таким чином, поставлену мету досягнуто: досліджено особливості розрахунку втрат у мережах 0,4 кВ з несиметричним навантаженням і кількісно оцінено вплив несиметрії на втрати для обраного об'єкта. Розроблені рішення та отримані оцінки можуть бути використані під час проєктування й експлуатації систем електропостачання міських районів із переважно побутовим навантаженням, де врахування несиметрії дозволяє точніше прогнозувати втрати та обґрунтовувати заходи з підвищення енергоефективності.

					ННІЕЕ.1910-с.ОЕ-21.ДП.002 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		113

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. Методика складання структури балансу електроенергії в електричних мережах 0,38-150 кВ: нормативний документ. Київ: Міненерго України. URL: https://forca.com.ua/instrukcii/energonaglyad/metodika-skladannya-strukturi-balansu-elektroenergiyi-v-elektrichnih-merezhah-038-150-kv_10.html (дата звернення: 02.06.2026).
2. Галашин Б. Вплив несиметрії напруги на роботу електрообладнання. Матеріали наукової конференції Тернопільського національного технічного університету імені Івана Пулюя. Тернопіль, 2015. URL: https://elartu.tntu.edu.ua/bitstream/123456789/12751/2/Conf_2015v1_Halashyn_B-Influence_of_voltage_asymmetry_204.pdf (дата звернення: 08.06.2026).
3. Трифазні кола. Метод симетричних складових: методичні вказівки до розрахункової роботи з дисципліни «Теоретичні основи електротехніки». Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського. URL: https://toe.fea.kpi.ua/download/textbooks/3_faz.pdf (дата звернення: 03.06.2026).
4. ДСТУ EN 50160:2023 Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності. Київ: ДП «УкрНДНЦ», 2023.
5. Правила улаштування електроустановок. Вид. 5-те, переробл. й доповн. Київ: Міненерговугілля України, 2017. 617 с. URL: <https://zakon.isu.net.ua/sites/default/files/normdocs/pue.pdf> (дата звернення: 02.06.2026).
6. Визначення електричних навантажень силових та освітлювальних електроприймачів: методичні вказівки. Рівне: НУВГП. URL: <https://ep3.nuwm.edu.ua/11823/> (дата звернення: 04.06.2026).
7. ДБН В.2.5-28:2018 Природне і штучне освітлення. Київ: Мінрегіон України, 2018.

					ННІЕЕ.1910-с.0Е-21.ДП.002 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		114

8. Про ринок електричної енергії: Закон України від 13.04.2017 р. № 2019-VIII. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19> (дата звернення: 02.06.2026).
9. Кодекс систем розподілу: затв. постановою НКРЕКП від 14.03.2018 р. № 310. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0310874-18> (дата звернення: 02.06.2026).
10. ДБН В.2.5-23:2025 Проектування електроустановок житлових будинків та громадських будівель і споруд. Київ: Мінрозвитку громад та територій України, 2025.
11. Кабель силовий АВВГ: технічні характеристики. Кабельний завод «Енерго». URL: <https://dkzenergo.com/ua/katalog/avvg> (дата звернення: 06.06.2026).
12. Трансформатори силові масляні типу ТМ 25-1000 кВА 10(6)/0,4 кВ: каталог продукції. Енергостатус. URL: <https://energostatus.com.ua/produksiya/transformatori-silovi-maslyani-tipu-tm-25-1000-kva/transformatori-silovi-maslyani-tipu-tm-630-1000-kva-10-6-0-4-kv> (дата звернення: 06.06.2026).
13. Вербицький Є.В. Мережі постійного і змінного струму з альтернативними джерелами енергії-2: практикум: навч. посіб. Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. 100 с. URL: <https://ela.kpi.ua/server/api/core/bitstreams/428aeb26-91ad-407d-8107-fda1eeb50045/content> (дата звернення: 08.06.2026).
14. Вакуумний вимикач середньої напруги VD4: технічний каталог. АВВ. URL: <https://new.abb.com/products/1VCF337124R0342/1vcf337124r0342> (дата звернення: 04.06.2026).
15. Автоматичний вимикач ВА88-43: технічні характеристики. ІЕК. URL: <https://001.com.ua/uk/avtomatychnyy-vymykach-va88-43-3p-1600a-50ka-z-elektronnym-rozcheplyuvachem-mr211-iek> (дата звернення: 06.06.2026).

					ННІЕЕ.1910-с.0Е-21.ДП.002 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		115

16. Fortescue C.L. Method of Symmetrical Co-Ordinates Applied to the Solution of Polyphase Networks. Transactions of the American Institute of Electrical Engineers. 1918. Vol. 37, pt. II. P. 1027–1140. DOI: 10.1109/T-AIEE.1918.4765570.
17. Розрахунок електричних мереж напругою до 1000 В: методичні вказівки з курсу «Основи електропостачання». Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського. URL:
<https://ep.kpi.ua/files/Metod/%D0%9C%D0%B5%D1%82%D0%BE%D0%B4%D0%B8%D1%87%D0%BA%D0%B8%20%D0%A1%D0%95%D0%9F/%D0%9C%D0%B5%D1%82%D0%BE%D0%B4%D0%B8%D1%87%D0%BA%D0%B0%20%D0%BC%D0%B5%D1%80%D0%B5%D0%B6%D1%96%20%D0%B4%D0%BE%201000%20%D0%92%20%D0%9E%D0%95.pdf> (дата звернення: 07.06.2026).
18. ДСТУ 7237:2011 Система стандартів безпеки праці. Електробезпека. Загальні вимоги та номенклатура видів захисту. Київ: Держспоживстандарт України, 2011.
19. ДБН В.1.1-7:2016 Пожежна безпека об'єктів будівництва. Загальні вимоги. Київ: Мінрегіон України, 2016.
20. ДСТУ Б В.1.1-36:2016 Визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпекою. Київ: Мінрегіон України, 2016.
21. НПАОП 40.1-1.21-98 Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів. Київ: Держнаглядохоронпраці, 1998.
22. Laitinen H., Rasa P.-L., Räsänen T., Nykyri E. ELMERI observation method for predicting the accident rate and the absence due to sick leaves. American Journal of Industrial Medicine. 1999. Suppl. 1. Pp. 86–88. URL:
<https://tyosuojelu.fi/en/safety-and-health-in-workplace/indicators/elmeri-method> (дата звернення: 08.06.2026).

23.Третьякова Л.Д., Митюк Л.О. Методичні рекомендації до виконання розділу «Охорона праці та пожежна безпека» у кваліфікаційній роботі. Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2026. 58 с.

					ННІЕЕ.1910-с.ОЕ-21.ДП.002 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		117