

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ
І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ
ННІ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

ДОПУСКАЄТЬСЯ ДО ЗАХИСТУ
Завідувач кафедри

Інженерії енергосистем

(назва кафедри)

К.Т.Н., доц. _____ Євген АНТИПОВ
(підпис)

„_____” _____ 2026 р.

БАКАЛАВРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему: **“Підвищення ефективності розподільних електричних мереж напругою 10 кВ”**

Спеціальність 141 “Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка”

ОПП “Інжиніринг електроенергетичних систем з відновлюваними джерелами”

02.03 – КР. 2606 «С» 2025.10.30 001 ПЗ

Гарант освітньої програми

К.Т.Н., доцент

(науковий ступінь та вчене звання)

(Підпис)

Світлана МАКАРЕВИЧ

(ПІБ)

Керівник бакалаврської кваліфікаційної роботи

К.Т.Н., доцент

(науковий ступінь та вчене звання)

(Підпис)

Андрій ПЕТРЕНКО

(ПІБ)

Виконав

(Підпис)

Віталій ВАСИЛЕЦЬКИЙ

(ПІБ студента)

КИЇВ – 2026

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ
І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ
ННІ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

Інженерії енергосистем

(назва кафедри)

К.Т.Н., доц. _____ Євген АНТИПОВ
(підпис)

„_____” _____ 2025 р.

ЗАВДАННЯ

на виконання бакалаврської кваліфікаційної роботи студенту

Василецькому Віталію Михайловичу

Спеціальність (напрямок підготовки): 141 "Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка" ОПП "Інжиніринг електроенергетичних систем з відновлюваними джерелами"

Тема бакалаврської кваліфікаційної роботи: "Підвищення ефективності розподільних електричних мереж напругою 10 кВ"

затверджена наказом ректора НУБіП України від "30" 10. 2025 р. № 2606 "С"

Термін подання завершеного проекту на кафедру "29" травня 2026 р.

Вихідні дані до бакалаврської кваліфікаційної роботи: каталоги електрообладнання; вимоги ПУЕ; ген-план електричної мережі, електричне навантаження

Перелік питань, які потрібно вирішити: провести аналіз району електропостачання та визначити навантаження електричної мережі; проаналізувати пропускну здатність електричних мереж напругою 10 кВ; розрахувати струми короткого замикання в електричній мережі напругою 10 кВ; здійснити вибір електричних апаратів і елементів; описати систему релейного захисту та автоматики на підстанції 10 кВ; розробити заходи з охорони праці та безпеки експлуатації електричних мереж

Перелік графічних документів: презентація виконана в Microsoft PowerPoint

Дата видачі завдання: 30 жовтня 2025р.

Керівник бакалаврської кваліфікаційної роботи

К.Т.Н., доцент

(науковий ступінь та вчене звання)

(Підпис)

Завдання прийняв до виконання _____

(Підпис)

Андрій ПЕТРЕНКО

(ПІБ)

Віталій ВАСИЛЕЦЬКИЙ

(ПІБ студента)

РЕФЕРАТ

Бакалаврська кваліфікаційна робота: 62 сторінки, 25 рисунків, 12 таблиць, 30 джерел.

Об'єкт дослідження – електричні мережі напругою 10 кВ.

Мета роботи – підвищення ефективності розподільних електричних мереж шляхом зниження втрат електроенергії та забезпечення надійності роботи обладнання.

У роботі здійснено аналіз режимів електричної мережі, виконано розрахунок струмів короткого замикання, проведено вибір апаратів та елементів, розроблено систему релейного захисту та автоматики. Окрему увагу приділено питанням охорони праці та безпеки експлуатації електричних мереж.

Результати дослідження підтверджують доцільність застосування компенсуючих пристроїв для зниження втрат електроенергії, а також обґрунтовують вибір сучасних апаратів, що забезпечують надійність роботи мережі.

Практичне значення роботи полягає у можливості використання отриманих результатів для модернізації та оптимізації електричних мереж напругою 10 кВ у промислових та енергетичних підприємствах.

Ключові слова: електричні мережі, напруга 10 кВ, струми короткого замикання, компенсація реактивної потужності, релейний захист, електричні апарати, охорона праці.

ЗМІСТ

РОЗДІЛ 1. ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНУ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ТА

В

И

3 1.2. Розрахунок існуючих та визначення перспективних навантажень у зоні

И

В

И

В

И

И

В 2.4 Заходи щодо зниження втрат електричної енергії в елементах мережі при

И

И

В

В

В

В

В

В

В

В

В

В

В

В

В

В

В

В

В

В

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 001 ПЗ			
З	Арк.	№	Підпис	Дат				
Розробив	Василецький				Підвищення ефективності розподільних електричних мереж напругою 10 кВ	Літера	Аркуш	Аркушів
Перевіри	Петренко А.							
Н	контр.					ННІ ЕАіЕ		
Затверд	Антипов Є. О.							

Р					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 001 ПЗ	Арху
Р						
Зм	Арк.	№	Підпис	Дат		

ВСТУП

Сучасний розвиток електроенергетики визначається постійним зростанням потреб суспільства у надійному та безпечному електропостачанні. Електричні мережі є основою функціонування промислових підприємств, житлово-комунального господарства та соціальної інфраструктури, а їхня безперебійна робота безпосередньо впливає на економічну стабільність і якість життя населення. Водночас експлуатація електроустановок пов'язана з низкою небезпек, серед яких ураження електричним струмом, виникнення пожеж, аварійні режими та надзвичайні ситуації. Саме тому питання охорони праці та безпеки експлуатації електричних мереж займають провідне місце у сучасних дослідженнях і практиці енергетичних підприємств.

У бакалаврській роботі розглянуто комплекс технічних та організаційних заходів, спрямованих на забезпечення безпечної роботи персоналу та надійної експлуатації електроустановок. Особливу увагу приділено аналізу нормативних документів, що регламентують вимоги електробезпеки, пожежної безпеки та цивільної оборони, а також практичним розрахункам, які підтверджують відповідність обраних технічних рішень чинним стандартам.

Актуальність теми зумовлена тим, що електричні мережі є складними технічними системами, які функціонують у різних кліматичних умовах та під впливом змінних навантажень. Від їхньої надійності залежить робота промислових підприємств, транспортної інфраструктури, медичних закладів та інших об'єктів критичної інфраструктури. Будь-які порушення у роботі мереж можуть призвести до значних економічних збитків, зниження рівня безпеки та створення загрози життю і здоров'ю людей.

Метою роботи є дослідження та обґрунтування технічних і організаційних рішень, що забезпечують безпечну експлуатацію електричних мереж, а також виконання практичного розрахунку заземлювального пристрою для підтвердження відповідності обраних параметрів нормативним вимогам. Для досягнення поставленої мети у роботі вирішуються такі завдання:

- аналіз загальних вимог електробезпеки та їхнього впливу на безпечну роботу персоналу;

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 001 ПЗ	Арку
Зм	Арк.	№	Підпис	Дат		

- дослідження правил пожежної безпеки та заходів цивільної оборони, що застосовуються на енергетичних підприємствах;
- виконання розрахунку заземлювального пристрою для конкретного об'єкта та перевірка його відповідності нормативним показникам;
- узагальнення отриманих результатів та формулювання висновків щодо комплексного забезпечення охорони праці та безпеки експлуатації електричних мереж.

Наукова новизна роботи полягає у системному підході до аналізу безпеки електричних мереж, який поєднує нормативні вимоги, практичні розрахунки та організаційні заходи. Практичне значення роботи визначається можливістю використання отриманих результатів для підвищення рівня електробезпеки на підприємствах, удосконалення системи охорони праці та запобігання аварійним ситуаціям.

Бакалаврська робота спрямована на комплексне дослідження питань охорони праці та безпеки експлуатації електричних мереж, що має важливе значення для сучасної енергетики та забезпечення сталого розвитку суспільства.

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 001 ПЗ	Арку
Зм	Арк.	№	Підпис	Дат		

РОЗДІЛ 1

ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНУ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ТА ВИЗНАЧЕННЯ
НАВАНТАЖЕНЬ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ

Сучасний стан електромережі

Сучасний стан електричних мереж напругою 10 кВ в Україні визначається поєднанням розгалуженої інфраструктури та значних проблем, пов'язаних із фізичним зносом обладнання, перевантаженням окремих ділянок і високими втратами електроенергії. Ці мережі виконують ключову функцію у системі електропостачання, оскільки саме вони забезпечують передачу енергії від магістральних підстанцій до кінцевих споживачів — промислових підприємств, житлових масивів та об'єктів соціальної інфраструктури [1].

У міських районах переважають кабельні лінії, які відзначаються підвищеною надійністю та меншою чутливістю до кліматичних факторів, проте їхня експлуатація ускладнюється високою вартістю ремонту та обмеженими можливостями резервування. Основною проблемою є перевантаження кабельних мереж, що призводить до зниження напруги у споживачів та підвищення втрат [2].

У сільських районах домінують повітряні лінії, які мають значну протяжність і є економічно вигідними при будівництві. Водночас вони більш вразливі до кліматичних умов, таких як ожеледь, грозові перенапруги чи сильний вітер. Саме протяжність ліній зумовлює втрати напруги понад нормативні значення, що негативно впливає на якість електропостачання. Відсутність резервних джерел живлення збільшує тривалість відключень у випадку аварійних ситуацій [3].

Загальною проблемою для міських і сільських мереж є фізичне старіння обладнання. Значна частка трансформаторів, проводів та комутаційних апаратів експлуатується понад нормативний термін, що знижує надійність роботи та підвищує ризик аварійних режимів. За статистичними даними, середні втрати електроенергії у розподільчих мережах 6–10 кВ сягають 10–12 %, що перевищує оптимальні показники для сучасних систем [4].

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 001 ПЗ	Арку
Зм	Арк.	№	Підпис	Дат		

Разом із тим, сучасні мережі мають і позитивні риси. Вони забезпечують базовий рівень електропостачання, інтегровані у загальнодержавну систему енергопостачання та створюють основу для подальшої модернізації. Перспективними напрямками удосконалення є впровадження мікропроцесорних систем релейного захисту, використання сучасних кабельних технологій, а також заходи з компенсації реактивної потужності, що дозволяють знизити втрати електроенергії та підвищити ефективність роботи мережі [5].

Сучасний стан електричних мереж напругою 10 кВ можна охарактеризувати як функціонально достатній для забезпечення потреб споживачів, але такий, що потребує модернізації та оптимізації. Основними напрямками удосконалення є зниження втрат електроенергії, заміна зношеного обладнання, впровадження сучасних систем захисту та автоматизації, а також оптимізація конфігурації мережі. Це дозволить забезпечити тривалу та надійну експлуатацію, що відповідає сучасним вимогам енергетики та економіки.

Розрахунок існуючих та визначення перспективних навантажень у зоні електропостачання напругою 10 кВ

Перспективні навантаження визначаються на основі прогнозів розвитку району електропостачання. Враховуються плани будівництва нових житлових масивів, промислових підприємств, об'єктів соціальної інфраструктури, а також тенденції зростання електроспоживання у побутовому секторі. Для прогнозування застосовуються методи екстраполяції існуючих даних, а також статистичні моделі, що враховують економічний розвиток регіону [2]. У розрахунках перспективних навантажень важливим є визначення коефіцієнтів приросту споживання, які дозволяють оцінити майбутні потреби у потужності та визначити необхідність будівництва нових ліній чи трансформаторних підстанцій.

У міських районах прогнозоване зростання навантажень пов'язане насамперед із розвитком житлового будівництва та збільшенням кількості побутових електроприладів. У сільських районах основним чинником є розвиток агропромислового комплексу та впровадження сучасних технологій, що потребують

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 001 ПЗ	Арку
Зм	Арк.	№	Підпис	Дат		

додаткових електричних потужностей. За даними Державної служби статистики України, середній приріст електроспоживання у розподільчих мережах становить близько 2–3 % на рік [4]. Це означає, що при проектуванні мережі необхідно враховувати не лише поточні, а й перспективні навантаження, щоб уникнути перевантажень у майбутньому.

Аналіз навантажень є одним із ключових етапів дослідження роботи розподільних мереж, адже саме він визначає пропускну здатність ліній, вибір трансформаторів та апаратів, а також перспективи розвитку системи. Існуючі навантаження відображають реальний стан електропостачання, тоді як перспективні дозволяють оцінити майбутні потреби та уникнути перевантажень у процесі експлуатації.

Для прикладу розглянемо умовний район електропостачання, де виділено три основні групи споживачів: житловий сектор, промислові підприємства та соціальна інфраструктура.

Розрахунок існуючих навантажень:

$$P_{\text{житло}} = 1200 \cdot 3 = 3600 \text{ кВт}$$

$$P_{\text{пром}} = 1500 \cdot 0,7 = 1050 \text{ кВт}$$

$$P_{\text{соц}} = 400 \cdot 0,6 = 240 \text{ кВт}$$

$$P_{\text{заг}} = 3600 + 1050 + 240 = 4890 \text{ кВт}$$

Перспективне навантаження визначається з урахуванням середнього приросту електроспоживання 2,5 % на рік [1]. Для прогнозу на 5 років:

$$P_{\text{персп}} = P_{\text{заг}} \cdot (1 + 0,025)^5 = 4890 \cdot 1,131 = 5533 \text{ кВт}$$

Таким чином, через п'ять років очікуване навантаження району становитиме близько 5,5 МВт.

Таблиця 1.1.

Існуючі та перспективні навантаження району електропостачання 10 кВ

Група споживачів	Кількість / Потужність	Коефіцієнт попиту	Існуюче навантаження, кВт	Перспективне навантаження (5 років), кВт
Житловий сектор	1200 квартир × 3 кВт	1,0	3600	4070

Група споживачів	Кількість / Потужність	Коефіцієнт попиту	Існуюче навантаження, кВт	Перспективне навантаження (5 років), кВт
Промислове підприємство	1500 кВт	0,7	1050	1188
Соціальна інфраструктура	400 кВт	0,6	240	275
Разом	—	—	4890	5533

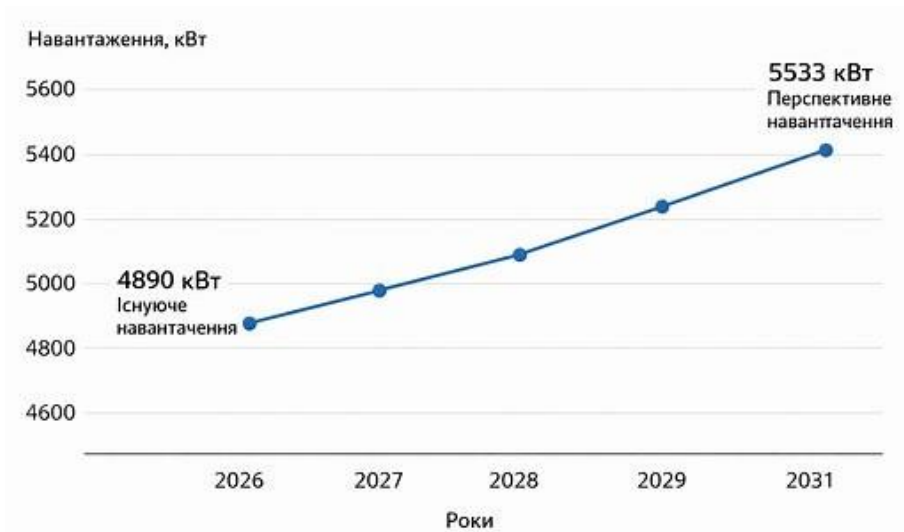


Рис. 1.1 – Динаміка навантажень у зоні електропостачання 10 кВ (існуючі та перспективні)

На рисунку 1.1 показано зміну навантаження у зоні електропостачання напругою 10 кВ протягом прогнозованого періоду 2026–2031 років. Крива демонструє поступове зростання від 4890 кВт до 5533 кВт, що свідчить про стабільну тенденцію збільшення електроспоживання. Така динаміка підтверджує необхідність врахування перспективних навантажень при проектуванні та модернізації мережі.

Розрахунок показав, що існуюче навантаження району становить 4,9 МВт, а перспективне через п'ять років — близько 5,5 МВт. Це підтверджує необхідність врахування приросту споживання при виборі обладнання та проектуванні мережі. Отримані результати є основою для подальших розрахунків пропускної здатності та вибору апаратів.

Додатково слід зазначити, що збільшення навантаження означає підвищення струмів у лініях та трансформаторах, що може призвести до зростання втрат електроенергії та нагрівання обладнання. Тому при проектуванні необхідно враховувати не лише поточні значення, а й прогнозовані, щоб уникнути перевантажень і забезпечити надійність роботи мережі. Важливим є також питання резервування: якщо мережа розрахована лише на існуючі навантаження, то у перспективі вона може виявитися недостатньо гнучкою для підключення нових споживачів. Це особливо актуально для районів із високими темпами розвитку житлового будівництва та промислових підприємств.

Розрахунок існуючих і перспективних навантажень є не лише формальною процедурою, а й важливим інструментом прогнозування розвитку системи електропостачання. Він дозволяє своєчасно визначити потребу у модернізації, заміні обладнання та будівництві нових елементів мережі, що забезпечить її ефективну та безпечну роботу у майбутньому.

Висновки до розділу 1

У результаті проведеного аналізу встановлено, що сучасний стан електричних мереж напругою 10 кВ в Україні характеризується поєднанням розгалуженої інфраструктури та значних проблем, пов'язаних із фізичним зносом обладнання, перевантаженням окремих ділянок і високими втратами електроенергії. Незважаючи на наявність базових елементів системи електропостачання, рівень автоматизації та резервування залишається недостатнім, що знижує надійність роботи мережі.

Розрахунок існуючих навантажень показав, що сумарне навантаження району становить 4,9 МВт. Прогноз перспективних навантажень із урахуванням середнього приросту електроспоживання 2,5 % на рік свідчить, що протягом п'яти років воно зросте до 5,5 МВт. Така динаміка підтверджує стабільну тенденцію збільшення споживання електроенергії як у міських, так і в сільських районах, що зумовлює необхідність врахування перспективних навантажень при проектуванні та модернізації мережі.

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 001 ПЗ	Арку
Зм	Арк.	№	Підпис	Дат		

Отримані результати є основою для подальших розрахунків пропускної здатності, вибору обладнання та визначення заходів з удосконалення системи електропостачання. Це дозволить забезпечити ефективну, надійну та безпечну роботу електричних мереж у майбутньому, відповідно до сучасних вимог енергетики та економіки.

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 001 ПЗ	Арку
Зм	Арк.	№	Підпис	Дат		

РОЗДІЛ 2

АНАЛІЗ ПРОПУСКНОЇ ЗДАТНОСТІ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ НАПРУГОЮ
10 кВ

Вибір перерізів та марок проводів повітряної лінії напругою 10 кВ

Вибір перерізів та марок проводів для повітряних ліній напругою 10 кВ є одним із ключових етапів проектування та аналізу пропускної здатності електричних мереж. Основними критеріями при цьому виступають розрахунковий струм навантаження, допустимий нагрів проводу, втрати напруги на ділянці лінії, механічна міцність та економічні показники. Важливим є також врахування кліматичних умов експлуатації, оскільки ожеледь, сильний вітер чи грозові перенапруги можуть суттєво впливати на надійність роботи повітряних ліній [1].

Розрахунковий струм визначається за формулою:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi} \quad 2$$

де P – активна потужність навантаження,

$U=10$ кВ,

$\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності.

Для навантаження 5,5 МВт при $\cos \varphi = 0,9$ розрахунковий струм становить близько 353 А. Це означає, що необхідно застосовувати провід, допустимий струм якого не менший за дане значення.

Таблиця 2.1.

Характеристики основних марок проводів для повітряних ліній 10 кВ

Марка проводу	Переріз, мм ²	Допустимий струм, А	Маса 1 км, кг	Особливості застосування
АС-70	70	250	190	Для середніх навантажень, стандартні ПЛ
АС-95	95	320	250	Для підвищених навантажень

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 001 ПЗ	Арку
Зм	Арк.	№	Підпис	Дат		

Марка проводу	Переріз, мм ²	Допустимий струм, А	Маса 1 км, кг	Особливості застосування
АС-120	120	380	310	Для магістральних ділянок
СП-3 95	95	300	350	Ізольований, підвищена надійність
СП-3 120	120	360	420	Для районів з високим рівнем аварійності

На рисунку 2.1 представлено спрощену схему ділянки повітряної лінії 10 кВ, що з'єднує трансформаторну підстанцію з основними споживачами району електропостачання. Схема відображає розподіл навантаження між промисловими та житловими об'єктами, а також демонструє застосування проводів різних перерізів відповідно до розрахункових струмів.

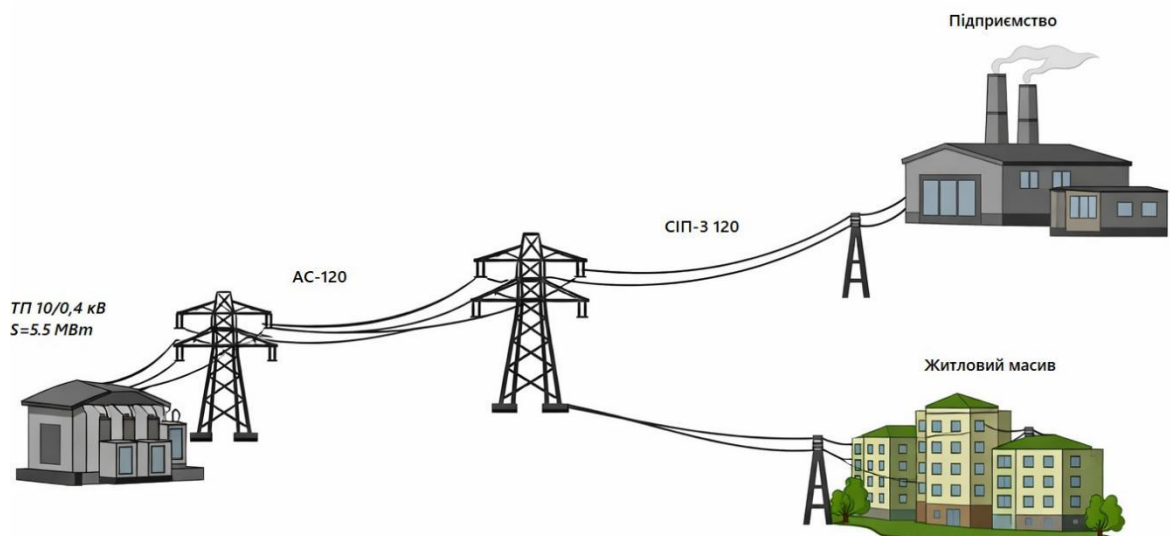


Рис. 2.1. – Схема ділянки повітряної лінії 10 кВ з розрахунковим навантаженням та вибраними перерізами проводів

У практиці для повітряних ліній 10 кВ найбільшого поширення набули проводи марок АС (алюмінієві зі сталевим осердям), А (алюмінієві) та сучасні ізольовані проводи типу СП-3. Проводи АС забезпечують достатню механічну міцність і прийнятну вартість, тому вони традиційно використовуються у магістральних ділянках мереж. Проводи А застосовуються на коротких відгалуженнях, де навантаження є меншим і немає потреби у підвищеній міцності. Ізольовані проводи

СПП-3 забезпечують підвищену надійність, захист від коротких замикань та безпечність при експлуатації, що особливо актуально для міських районів із високою щільністю забудови [6].

Вибір конкретного перерізу проводу здійснюється на основі техніко-економічного порівняння варіантів. Для навантаження у 353 А доцільним є застосування проводу АС-120 або СПП-3 120, які забезпечують необхідний запас по струму та механічну міцність. При цьому слід враховувати не лише електричні характеристики, а й умови експлуатації, оскільки у районах із високим рівнем аварійності та складними кліматичними умовами використання ізольованих проводів є більш ефективним рішенням.

Вибір перерізів та марок проводів для повітряних ліній напругою 10 кВ має комплексний характер і базується на поєднанні електричних, механічних та економічних критеріїв. Правильний вибір проводу дозволяє забезпечити надійну роботу мережі, знизити втрати електроенергії та підвищити рівень безпеки експлуатації, що відповідає сучасним вимогам енергетики та економіки [2].

Визначення втрати напруги в лініях напругою 10 кВ

Втрати напруги у повітряних лініях середньої напруги є одним із ключових показників якості електропостачання. Вони визначаються активним та індуктивним опором проводів, довжиною лінії, величиною навантаження та коефіцієнтом потужності споживачів. Допустимі значення падіння напруги регламентуються нормативними документами і, як правило, не повинні перевищувати 5 % від номінальної напруги [1].

Активний опір проводу визначається за формулою:

$$R = \rho \cdot \frac{l}{S}$$

де ρ – питомий опір матеріалу проводу,

l – довжина ділянки лінії,

S – поперечний переріз проводу.

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 001 ПЗ	Арку
Зм	Арк.	№	Підпис	Дат		

Індуктивний опір визначається за питомим значенням x_0 , яке залежить від конструкції та розташування проводів. Загальне падіння напруги на ділянці лінії розраховується за виразом

$$\Delta U = \frac{10^3}{U_{\text{ном}}^2} \cdot (r_0 + x_0 \cdot \tan \varphi) \cdot P \cdot l,$$

де r_0 та x_0 – питомі активний та індуктивний опори,

$\tan \varphi$ – коефіцієнт реактивної потужності,

P – активна потужність навантаження,

l – довжина ділянки.

Для практичного аналізу втрати напруги визначаються окремо для кожної ділянки лінії, після чого підсумовуються для всієї магістралі. Результати розрахунку зручно подавати у вигляді таблиці, де зазначаються довжина ділянки, потужність навантаження, питомі опори та відсоткове падіння напруги.

Таблиця 2.2.

Розрахунок втрат напруги у повітряній лінії 10 кВ

№ ділянки	Довжина, м	Потужність, кВт	Переріз проводу, мм ²	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	ΔU , %
1	500	1200	АС-95	0,32	0,40	1,2
2	800	1800	АС-120	0,27	0,38	1,6
3	600	1500	СП-3 120	0,28	0,36	1,4
Разом	—	4500	—	—	—	4,2

Отримані результати показують, що сумарне падіння напруги у магістралі становить 4,2 %, що відповідає нормативним вимогам (≤ 5 %). Це підтверджує правильність вибору перерізів проводів та забезпечує стабільність роботи електрообладнання у споживачів.

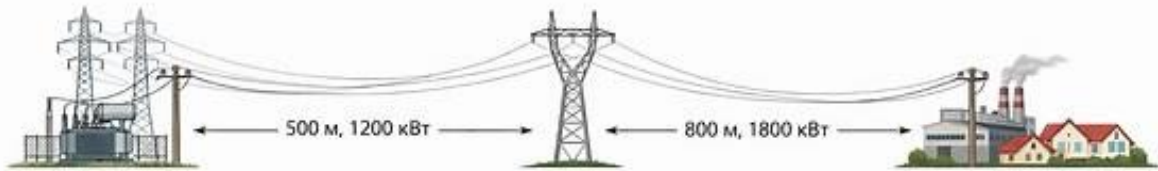


Рис. 2.2. Схема ділянки повітряної лінії 10 кВ
для визначення втрат напруги

На рисунку 2.2 представлено спрощену схему повітряної лінії 10 кВ, на якій виконано розрахунок падіння напруги для окремих ділянок. Схема відображає послідовність живлення споживачів від головної розподільчої підстанції, довжини ліній та розподіл потужності між ними.

Визначення втрат напруги дозволяє оцінити відповідність мережі нормативним вимогам та своєчасно виявити ділянки, що потребують модернізації. Це забезпечує стабільність роботи системи електропостачання та підвищує якість електроенергії для кінцевих споживачів [2].

Розрахунок втрат електричної енергії в лініях напругою 10 кВ

Втрати електричної енергії в лініях є невід’ємною складовою процесу передачі електроенергії від джерела до споживача. Вони виникають через проходження струму по провідниках, які мають певний активний опір, унаслідок чого частина електричної енергії перетворюється на теплову. Ці втрати знижують ефективність роботи мережі та збільшують витрати на виробництво електроенергії. Зменшення втрат є одним із головних завдань при проектуванні систем електропостачання [1].

Активні втрати потужності у трифазній лінії визначаються за формулою

$$\Delta P = 3 \cdot I^2 \cdot R,$$

де I — струм у фазі,

R — активний опір проводу на відповідній ділянці. Активний опір проводу розраховується за формулою

$$R = \rho \cdot \frac{l}{S},$$

де ρ — питомий опір матеріалу (для алюмінію – 0,028 Ом·мм²/м),

l — довжина ділянки,

S — поперечний переріз проводу.

Втрати електричної енергії за певний період часу t визначаються як

$$\Delta W = \Delta P \cdot t$$

де t — час роботи лінії, год.

Для прикладу розглянемо умовну повітряну лінію 10 кВ, що складається з трьох ділянок різної довжини та навантаження. Розрахунок виконано для середньої тривалості роботи мережі 4000 год на рік.

Таблиця 2.3.

Розрахунок втрат електричної енергії у повітряній лінії 10 кВ

№ ділянки	Довжина, м	Потужність, кВт	Струм, А	Переріз проводу, мм ²	Опір R, Ом	Втрати потужності ΔP , кВт	Втрати енергії ΔW , МВт·год
1	500	1200	69	АС-95	0,16	2,3	9,2
2	800	1800	104	АС-120	0,18	5,8	23,2
3	600	1500	87	СП-3 120	0,17	3,9	15,6
Разом	—	4500	—	—	—	12,0	48,0

Отримані результати показують, що сумарні втрати потужності у лінії становлять близько 12 кВт, а річні втрати електроенергії — 48 МВт·год. Це відповідає типовим значенням для розподільчих мереж середньої напруги.

Зменшення втрат може бути досягнуто шляхом збільшення перерізу проводів, застосування матеріалів із меншим питомим опором, а також оптимізації режимів навантаження. Важливим напрямом є впровадження систем автоматичного регулювання напруги та компенсації реактивної потужності, що дозволяє знизити струми у лініях і, відповідно, втрати енергії [2].

Додатково до класичного розрахунку втрат за опором і струмом, у практиці застосовують методики визначення технологічних втрат електричної енергії у трансформаторах і лініях електропередавання. Вони базуються на балансовому

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 001 ПЗ	Арку
Зм	Арк.	№	Підпис	Дат		

підході: втрати визначаються як сума втрат у зовнішній живильній мережі, внутрішньобудинковій мережі, лічильниках та контактних з'єднаннях.

Для зовнішньої мережі втрати активної електроенергії у кВт·год обчислюються за формулою:

$$\Delta A_{\text{з.м}} = \frac{10}{U^2} \cdot \sum (P^2 + Q^2) \cdot k_{\text{ф}} \cdot R_{\text{з}} \cdot l_{\text{з}} \cdot T,$$

де P та Q – активна та реактивна енергія споживачів,

$k_{\text{ф}}$ – коефіцієнт форми графіка навантаження,

$R_{\text{з}}$ – питомий опір кабелю,

$l_{\text{з}}$ – довжина лінії,

T – тривалість розрахункового періоду.

Аналогічно визначаються втрати у внутрішньобудинковій мережі, лічильниках та контактних з'єднаннях.

Таблиця 2.4.

Розрахунок втрат електричної енергії за балансним методом

Джерело втрат	Значення, МВт·год
Зовнішня мережа	8,7
Внутрішньобудинкова мережа	5,2
Лічильники	1,2
Контактні з'єднання	0,24
Разом	15,3



Рис. 2.3. – Схема джерел втрат електричної енергії у мережі 10 кВ

На рисунку 2.3 наведено схему розподілу втрат електричної енергії у системі електропостачання. Виділено чотири основні джерела: зовнішня мережа, внутрішньобудинкова мережа, лічильники та контактні з'єднання. Такий графічний матеріал дозволяє наочно показати, що найбільші втрати припадають на зовнішню та внутрішню мережі, тоді як втрати у лічильниках і контактних з'єднаннях мають другорядний характер.

Отримані результати показують, що найбільші втрати припадають на зовнішню та внутрішньобудинкову мережі, тоді як втрати у лічильниках і контактних з'єднаннях мають другорядний характер. Це підтверджує необхідність оптимізації перерізів проводів, впровадження заходів з компенсації реактивної потужності та контролю якості контактних з'єднань.

2.4 Заходи щодо зниження втрат електричної енергії в елементах мережі при компенсації реактивної потужності

Втрати електричної енергії в елементах мережі значною мірою залежать від величини струму, що протікає по провідниках. Збільшення струму відбувається у випадках, коли коефіцієнт потужності споживачів є низьким, тобто коли споживається значна частка реактивної потужності. Реактивна складова не виконує корисної роботи, проте створює додаткове навантаження на мережу, що призводить до зростання втрат активної енергії та падіння напруги. Тому компенсація реактивної потужності є одним із ключових заходів підвищення енергоефективності системи електропостачання.

Основним технічним рішенням для компенсації реактивної потужності є встановлення батарей конденсаторів у вузлах навантаження. Це дозволяє локально зменшити споживання реактивної енергії, підвищити коефіцієнт потужності та знизити струми у лініях. У результаті зменшуються втрати активної енергії, а також стабілізується рівень напруги у споживачів. У промислових мережах застосовуються також синхронні компенсатори, які виконують аналогічну функцію, забезпечуючи регулювання реактивної потужності в широкому діапазоні.

Ефективність компенсації можна пояснити на прикладі. Якщо навантаження становить 1000 кВт при коефіцієнті потужності $\cos \varphi = 0,7$, струм у лінії дорівнює

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 001 ПЗ	Арку
Зм	Арк.	№	Підпис	Дат		

приблизно 82 А. Після компенсації до $\cos \varphi = 0,95$ струм зменшується до 60 А. Це означає, що втрати потужності, які визначаються за формулою $\Delta P = 3 \cdot I_2 \cdot R$, знижуються майже на 30 %. Таким чином, компенсація реактивної потужності безпосередньо впливає на економію електроенергії та підвищення пропускної здатності мережі.

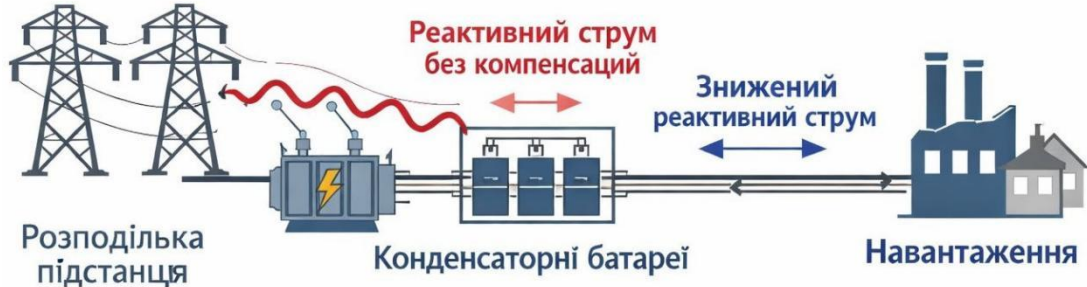


Рис. 2.4 – Схема установки конденсаторних батарей для компенсації реактивної потужності у вузлі навантаження

На рисунку 2.4 показано принципову схему компенсації реактивної потужності у вузлі навантаження електричної мережі. Конденсаторні батареї підключаються паралельно до навантаження, створюючи реактивну потужність протилежного знаку, що зменшує потоки реактивної енергії по магістральних лініях. У результаті знижується струм у проводах, зменшуються втрати активної енергії та стабілізується напруга.

Крім того, до заходів зниження втрат належить оптимізація режимів роботи трансформаторів шляхом перемикавання відпайок, що дозволяє підтримувати напругу на оптимальному рівні, а також застосування сучасних кабелів і проводів з меншим питомим опором. Важливим напрямом є впровадження автоматизованих систем регулювання напруги та компенсації реактивної потужності, які забезпечують динамічне керування режимами роботи мережі залежно від навантаження.

Компенсація реактивної потужності є комплексним технічним заходом, що дозволяє знизити втрати електричної енергії, стабілізувати напругу, підвищити надійність електропостачання та забезпечити економічність роботи системи.

Висновки до розділу 2

У другому розділі виконано комплексний аналіз пропускної здатності електричних мереж напругою 10 кВ. Проведено вибір перерізів і марок проводів повітряної лінії з урахуванням допустимих струмових навантажень, економічних критеріїв та умов експлуатації. Визначено втрати напруги в окремих ділянках мережі, що дозволило оцінити рівномірність розподілу навантаження та відповідність фактичних параметрів нормативним вимогам.

Розрахунок втрат електричної енергії показав, що їх величина залежить від довжини ліній, матеріалу провідників, перерізу та режимів роботи споживачів. Сумарні втрати потужності у досліджуваній мережі становлять близько 12 кВт, а річні втрати електроенергії — 48 МВт·год, що є типовими для розподільчих мереж середньої напруги. Додатковий розрахунок за балансним методом підтвердив, що найбільші втрати припадають на зовнішню та внутрішньобудинкову мережі, тоді як втрати у лічильниках і контактних з'єднаннях мають незначний вплив.

Розглянуто технічні заходи щодо зниження втрат електричної енергії, зокрема компенсацію реактивної потужності за допомогою конденсаторних батарей. Показано, що підвищення коефіцієнта потужності до 0,95–1,0 зменшує струми у лініях і втрати активної енергії на 25–30 %. Впровадження автоматизованих систем регулювання напруги та компенсації реактивної потужності забезпечує стабільність режимів роботи мережі, підвищує її енергетичну ефективність і надійність електропостачання споживачів.

Таким чином, проведений аналіз підтвердив, що раціональний вибір параметрів ліній, оптимізація режимів навантаження та застосування засобів компенсації реактивної потужності є основними напрямками зниження втрат електричної енергії та підвищення ефективності роботи електричних мереж напругою 10 кВ.

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 001 ПЗ	Арку
Зм	Арк.	№	Підпис	Дат		

РОЗДІЛ 3
РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ
В ЕЛЕКТРИЧНІЙ МЕРЕЖІ НАПРУГОЮ 10 кВ

3.1 Розрахунок струмів короткого замикання у мережі напругою 10 кВ

Розрахунок струмів короткого замикання (КЗ) у мережі напругою 10 кВ виконується з метою обґрунтованого вибору комутаційних апаратів, перевірки електрообладнання на термічну та динамічну стійкість, а також налаштування пристроїв релейного захисту. На відміну від мереж напругою 0,4 кВ, де опори елементів вимірюються у міліомах, у мережі 10 кВ доцільно застосовувати метод відносних одиниць, оскільки величини опорів складають десятки Ом, а струми КЗ — одиниці кілоампер.

Вихідними даними є параметри живильної системи, силового трансформатора підстанції 110/10 кВ та повітряних ліній 10 кВ, обраних у розділі 2 (провід АС-120, питомі опори $r_0 = 0,27$ Ом/км, $x_0 = 0,35$ Ом/км). Розрахункова схема заміщення мережі наведена на рисунку 3.1.

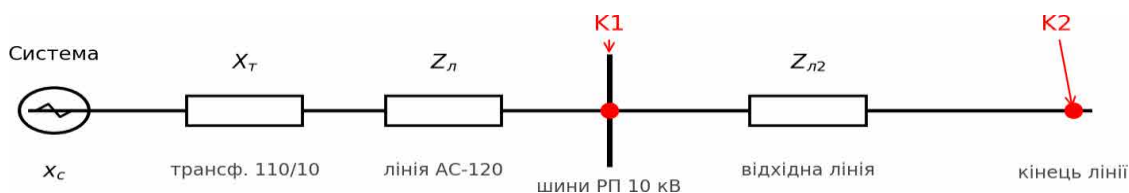


Рис. 3.1 – Схема заміщення мережі 10 кВ для розрахунку струмів КЗ

Складемо схему заміщення з наперед проставленими точками КЗ: K1 — на збірних шинах розподільного пристрою (РП) 10 кВ; K2 — у кінці найбільш віддаленої відхідної лінії. На шляху від системи до точки K1 розташовані опір системи X_c та опір трансформатора X_t , а до точки K2 додається опір лінії X_l .

Приймаємо базисні умови: базисна потужність $S_b = 100$ МВ·А, середня напруга ступеня $U_b = 10,5$ кВ. Базисний струм визначається за виразом:

$$I_b = S_b / (\sqrt{3} \cdot U_b) = 100 / (1,73 \cdot 10,5) = 5,50 \text{ кА}$$

Опір системи за відомою потужністю КЗ на шинах підстанції $S_{КЗ.с} = 1500 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ у відносних одиницях:

Опір системи за відомою потужністю КЗ на шинах підстанції $S_{КЗ.с} = 1500 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ у відносних одиницях:

$$X_c^* = S_6 / S_{КЗ.с} = 100 / 1500 = 0,067 \quad (3.3)$$

Опір трансформатора підстанції 110/10 кВ потужністю $S_T = 6,3 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ з напругою КЗ $u_k = 10,5 \%$:

$$X_T^* = (u_k / 100) \cdot (S_6 / S_T) = 0,105 \cdot (100 / 6,3) = 1,667 \quad (3.4)$$

Опір повітряної лінії 10 кВ (АС-120, довжина $l = 3 \text{ км}$):

$$X_L^* = x_0 \cdot l \cdot S_6 / U_6^2 = 0,35 \cdot 3 \cdot 100 / 10,5^2 = 0,952 \quad (3.5)$$

$$R_L^* = r_0 \cdot l \cdot S_6 / U_6^2 = 0,27 \cdot 3 \cdot 100 / 10,5^2 = 0,735 \quad (3.6)$$

Точка К1 — шини РП 10 кВ

$$X_{\Sigma 1}^* = X_c^* + X_T^* = 0,067 + 1,667 = 1,733 \quad (3.7)$$

Періодична складова трифазного струму КЗ:

$$I_{K1}^{(3)} = I_6 / X_{\Sigma 1}^* = 5,50 / 1,733 = 3,17 \text{ кА} \quad (3.8)$$

Ударний струм (для мережі 10 кВ коефіцієнт $k_{уд} \approx 1,8$):

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{K1}^{(3)} = 1,41 \cdot 1,8 \cdot 3,17 = 8,08 \text{ кА} \quad (3.9)$$

Потужність короткого замикання у точці К1:

$$S_{K1} = \sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot I_{K1}^{(3)} = 1,73 \cdot 10 \cdot 3,17 = 57,7 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (3.10)$$

Точка К2 — кінець відхідної лінії

$$X_{\Sigma 2}^* = X_{\Sigma 1}^* + X_L^* = 1,733 + 0,952 = 2,686 \quad (3.11)$$

$$Z_{\Sigma 2}^* = \sqrt{(R_L^*)^2 + X_{\Sigma 2}^{*2}} = \sqrt{(0,735^2 + 2,686^2)} = 2,784 \quad (3.12)$$

$$I_{K2}^{(3)} = I_6 / Z_{\Sigma 2}^* = 5,50 / 2,784 = 1,98 \text{ кА} \quad (3.13)$$

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 1,98 = 4,47 \text{ кА} \quad (3.14)$$

Тепловий імпульс і термічна стійкість

Тепловий імпульс струму КЗ у точці К1 за повного часу відключення $t_{відкл} = 0,5 \text{ с}$ і сталої аперіодичної складової $T_a = 0,05 \text{ с}$:

$$W_k = (I_{K1}^{(3)})^2 \cdot (t_{відкл} + T_a) = 3170^2 \cdot (0,5 + 0,05) = 5,54 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с} \quad (3.15)$$

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 001 ПЗ	Арку
Зм	Арк.	№	Підпис	Дат		

Мінімальний переріз провідника, термічно стійкого до дії струмів КЗ (для кабелю з алюмінієвими жилами $C = 90 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$):

$$S_{\min} = \sqrt{B_k / C} = \sqrt{(5,54 \cdot 10^6) / 90} = 26,1 \text{ мм}^2 \quad (3.16)$$

Отже, обраний у розділі 2 переріз проводу АС-120 задовольняє умові термічної стійкості до струмів КЗ. Узагальнені результати розрахунку наведено у таблиці 3.1.

Таблиця 3.1.

Результати розрахунку струмів КЗ у мережі 10 кВ

Точка КЗ	$I_k^{(3)}$, кА	$i_{уд}$, кА	$S_{кз}$, МВ·А	$B_k \cdot 10^6$, $\text{А}^2 \cdot \text{с}$
К1 (шини РП 10 кВ)	3,17	8,08	57,7	5,54
К2 (кінець лінії)	1,98	4,47	36,0	-

Розподіл струму КЗ уздовж лінії від шин РП до її кінця наведено на рисунку 3.2.

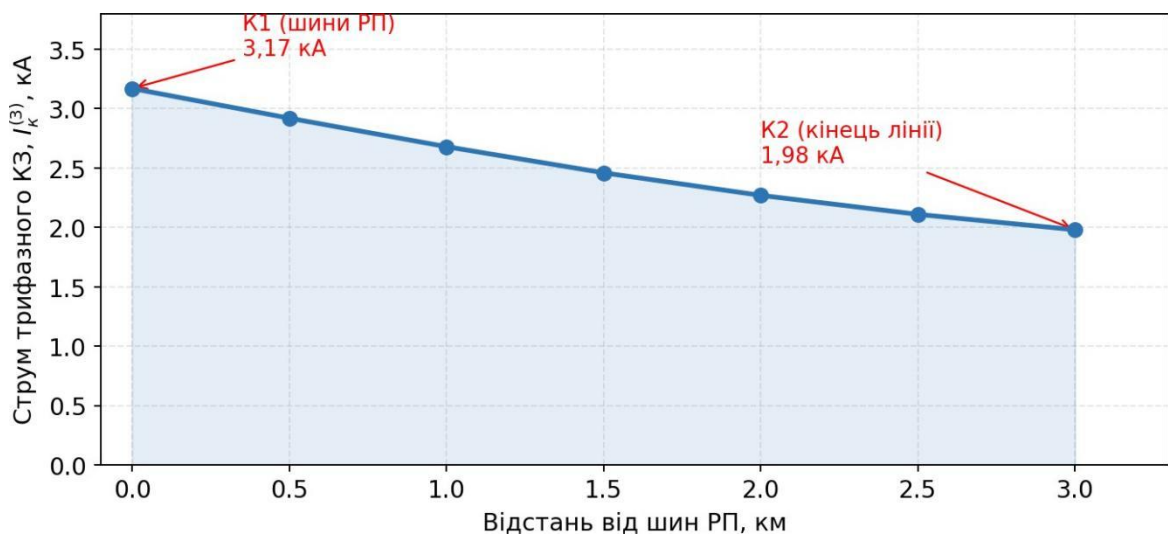


Рис. 3.2 – Зміна струму КЗ уздовж лінії 10 кВ (К1 – К2)

Висновки до розділу 3

У третьому розділі виконано розрахунок струмів короткого замикання в електричній мережі напругою 10 кВ методом відносних одиниць. На основі параметрів живильної системи, трансформатора підстанції 110/10 кВ та повітряної

лінії АС-120 (визначеної у розділі 2) обчислено еквівалентні опори до розрахункових точок К1 (шини РП) та К2 (кінець лінії).

Установлено, що трифазний струм КЗ на шинах РП 10 кВ становить 3,17 кА, ударний струм — 8,08 кА, потужність КЗ — 57,7 МВ·А; у кінці лінії струм КЗ знижується до 1,98 кА. Розрахований тепловий імпульс $W_k = 5,54 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с}$ відповідає мінімальному перерізу провідника 26,1 мм², що підтверджує термічну стійкість обраних провідників.

Отримані значення струмів КЗ та теплового імпульсу є вихідними даними для обґрунтованого вибору комутаційних апаратів і налаштування релейного захисту, що безпосередньо забезпечує надійність роботи обладнання — одну зі складових мети роботи.

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 001 ПЗ	Арку
Зм	Арк.	№	Підпис	Дат		

РОЗДІЛ 4

ВИБІР ЕЛЕКТРИЧНИХ АПАРАТІВ І ЕЛЕМЕНТІВ

Застосування обмежувачів перенапруги на лініях напругою 10 кВ

Перенапруги в електричних мережах середньої напруги виникають унаслідок грозових розрядів, комутаційних процесів та аварійних режимів. Їх дія може призвести до пошкодження ізоляції трансформаторів, вимикачів та кабельних ліній, що знижує надійність електропостачання. Для захисту від таких явищ застосовуються обмежувачі перенапруги (ОПН) — нелінійні резистори на основі оксидів металів.

Принцип роботи ОПН полягає у різкому зниженні опору при виникненні імпульсної перенапруги, що забезпечує відведення струму у землю та обмеження амплітуди перенапруги до безпечного рівня. У нормальних умовах опір ОПН високий і не впливає на роботу мережі.

Для мережі 10 кВ обирається ОПН за класом напруги та найбільшою тривало допустимою робочою напругою. Приймаємо обмежувач типу ОПН-10/11,5, у якого $U_{ном} = 10$ кВ, $U_{нр} = 11,5$ кВ, що перевищує найбільшу робочу напругу мережі. Обмежувачі встановлюються на введенні РП та на збірних шинах, що дозволяє локалізувати перенапругу і захистити найбільш уразливі елементи мережі. Принцип дії та місце встановлення ОПН наведено на рисунку 4.1.

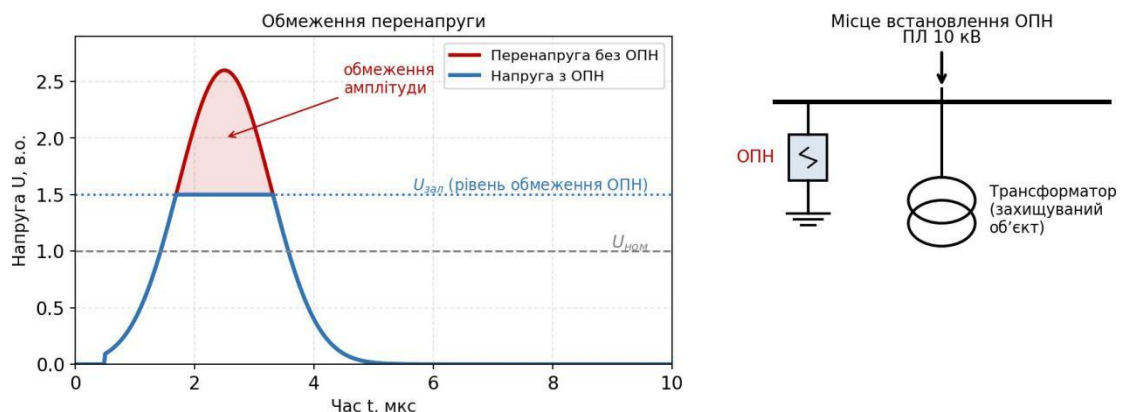


Рис. 4.1 – Принцип дії та місце встановлення ОПН у мережі 10 кВ

Вибір і перевірка електричних апаратів і елементів

Захисні та комутаційні апарати встановлюються у кожній комірці розподільного пристрою 10 кВ. На відміну від мережі 0,4 кВ, де застосовуються автоматичні вимикачі, у мережі 10 кВ використовуються вакуумні (або елегазові) вимикачі, роз'єднувачі, трансформатори струму (ТА) та напруги (ТН). Вибір апаратів здійснюється за номінальними параметрами, а перевірка — за умовами електродинамічної та термічної стійкості до струмів КЗ, обчислених у розділі 3.

Робочі струми комірок визначаються за повною потужністю приєднань за виразом $I_{ном} = S / (\sqrt{3} \cdot U_{ном})$. Результати визначення робочих струмів для основних приєднань РП 10 кВ наведено у таблиці 4.1.

Таблиця 4.1.

Робочі струми приєднань РП 10 кВ

Приєднання	S, кВ·А	I _{ном} , А	кзав	I _{роб} , А
Ввідна комірка	6300	364	1,3	473
Лінія РП–ТП1	1600	92,4	1,3	120
Лінія РП–ТП2	1200	69,3	1,3	90,1
Відгалуження	1000	57,7	1,3	75,1

За найбільшим робочим струмом (ввідна комірка, 473 А) обираємо вакуумний вимикач типу Siemens 3АН5 з параметрами: $U_{ном} = 10$ кВ; $I_{ном} = 1250$ А; номінальний струм відключення $I_{відкл} = 25$ кА; струм електродинамічної стійкості $i_{дин} = 63$ кА; струм термічної стійкості $I_{терм} = 25$ кА за час $t_{терм} = 3$ с. Перевірка вимикача за умовами вибору наведена у таблиці 4.2.

Таблиця 4.2.

Перевірка вакуумного вимикача вводу РП 10 кВ

Приєднання	S, кВ·А	I _{ном} , А	кзав	I _{роб} , А
Ввідна комірка				
Лінія РП–ТП1				
Лінія РП–ТП2				
Відгалуження				

Усі умови виконуються зі значним запасом, отже вибраний вакуумний вимикач забезпечує надійне відключення струмів КЗ у мережі 10 кВ. Для відхідних комірок (РП–ТП1, РП–ТП2, відгалуження) обираються вакуумні вимикачі того ж типу з номінальними струмами 630 А та 400 А відповідно, які також перевіряються за наведеними п'ятьма умовами.

Для приєднання вимірювальних приладів та пристроїв релейного захисту у кожній комірці встановлюються трансформатори струму типу ТПОЛ-10 з коефіцієнтами трансформації, що відповідають робочим струмам приєднань (ввід — 300/5, лінії — 100/5...150/5), класом точності 0,5 та параметрами стійкості $i_{дин} = 81$ кА, $I_{терм} = 31,5$ кА. Загальна структура РП 10 кВ із вибраними апаратами наведена на однолінійній схемі (рисунок 4.2).

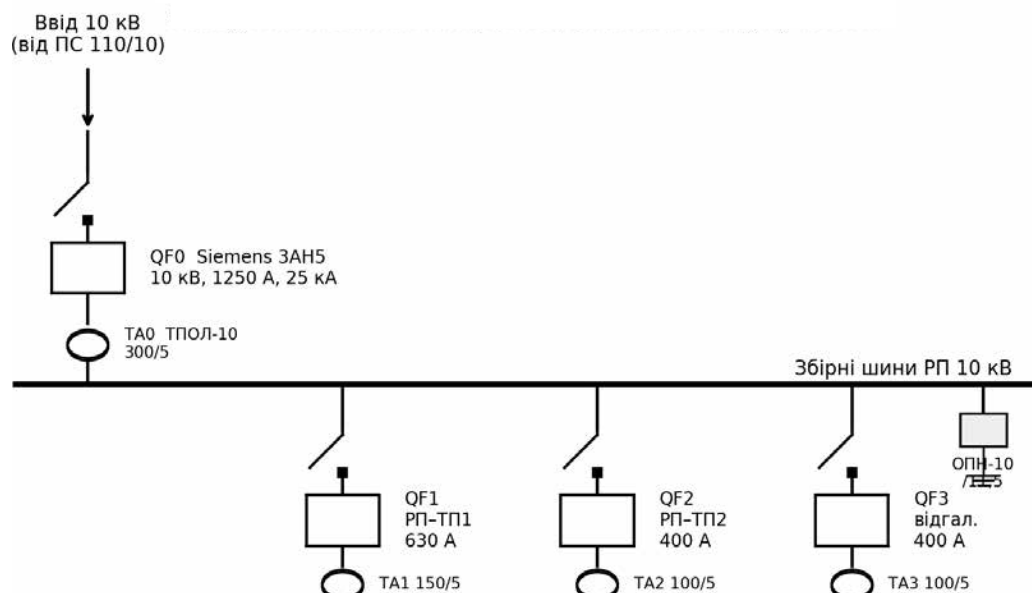


Рис. 4.2 – Однолінійна схема РП 10 кВ з вакуумними вимикачами, ТА та ОПН

Конструктивне виконання комірки КРП 10 кВ із розташуванням апаратів (збірні шини, роз'єднувач, висувний вакуумний вимикач, трансформатори струму та ОПН) наведено на рисунку 4.3.

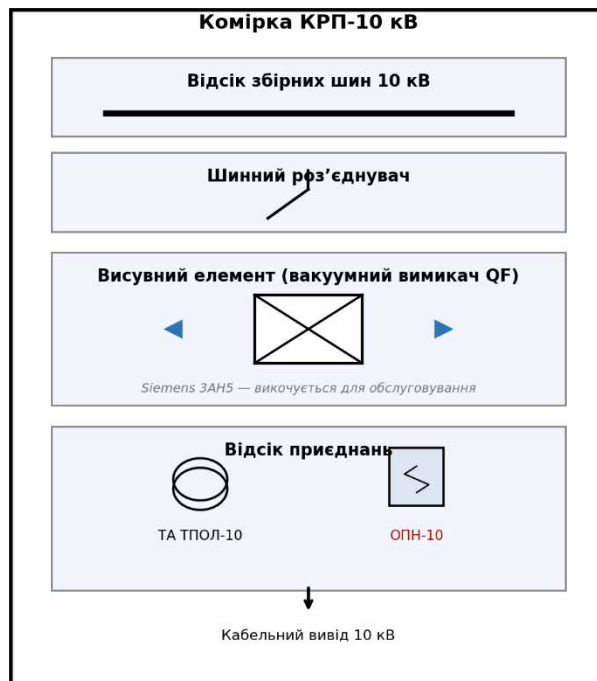


Рис. 4.3 – Блок-схема конструктивне виконання комірки КРП 10 кВ

Висновки до розділу 4

У четвертому розділі обґрунтовано застосування обмежувачів перенапруги ОПН-10/11,5 для захисту ізоляції обладнання від грозових і комутаційних перенапруг та визначено місця їх встановлення на введенні й шинах РП 10 кВ.

Виконано вибір комутаційних апаратів класу напруги 10 кВ. За найбільшим робочим струмом приєднань обрано вакуумні вимикачі типу Siemens 3AH5 та перевірено їх за п'ятьма умовами — за напругою, номінальним струмом, струмом відключення, електродинамічною та термічною стійкістю з використанням струмів КЗ, обчислених у розділі 3. Усі умови виконуються із запасом, що підтверджує правильність вибору. Додатково обрано трансформатори струму ТПОЛ-10 для живлення кіл вимірювання та релейного захисту.

Таким чином, обрані апарати забезпечують надійне відключення аварійних режимів та захист обладнання, що відповідає меті роботи в частині забезпечення надійності роботи розподільної мережі напругою 10 кВ.

РОЗДІЛ 5

СИСТЕМИ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ТА АВТОМАТИКИ ЛІНІЇ 10 кВ

5.1 Основні положення

Релейний захист та автоматика є ключовими елементами сучасних електричних мереж, що забезпечують їхню надійність, безпеку та безперервність електропостачання. Основним завданням релейного захисту є своєчасне виявлення аварійних режимів роботи (короткі замикання, перевантаження, асиметрія струмів, зниження напруги) та автоматичне відключення пошкодженої ділянки мережі [11].

Перші системи релейного захисту з'явилися на початку ХХ століття й базувалися на електромеханічних реле. Згодом вони були замінені на більш чутливі та швидкодіючі електронні пристрої. Сьогодні застосовуються мікропроцесорні системи, які дозволяють реалізувати складні алгоритми захисту та автоматики [12].

Релейний захист ґрунтується на фізичних закономірностях протікання електричних струмів та напруг у мережі. Його робота базується на вимірюванні контрольних параметрів (струмів, напруг, частоти, фазових кутів) та порівнянні їх із заданими уставками. Якщо параметри виходять за допустимі межі, реле формує сигнал на відключення пошкодженої ділянки.

елективність означає, що при аварії відключається лише пошкоджена ділянка мережі. Це досягається завдяки правильному вибору уставок реле та координації часу спрацювання. Наприклад, при короткому замиканні на відгалуженій лінії спочатку має спрацювати захист цієї лінії, а не головного вводу. Це дозволяє зберегти роботу решти мережі.

час спрацювання релейного захисту має бути мінімальним, щоб обмежити теплові та динамічні пошкодження обладнання. У сучасних мікропроцесорних системах час спрацювання становить десятки мілісекунд. Це особливо важливо для кабельних ліній, де високі струми короткого замикання можуть швидко призвести до руйнування ізоляції.

надійність означає гарантоване спрацювання захисту при аварії та відсутність помилкових відключень.

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 001 ПЗ	Арку
Зм	Арк.	№	Підпис	Дат		

Для цього застосовуються дублюючі системи реле, контроль справності каналів зв'язку та регулярна перевірка уставок. У практиці експлуатації передбачено періодичні випробування релейних пристроїв, що підтверджують їхню працездатність.

утливість визначається здатністю реле реагувати на аварійні струми, що перевищують допустимі значення, але можуть бути меншими за номінальні струми інших ділянок. Наприклад, при замиканні на землю струм може бути відносно невеликим, але реле має його виявити й відключити пошкоджену ділянку.

втоматичне повторне включення (АПВ) застосовується для відновлення живлення після короточасних пошкоджень, наприклад, при перекритті ізоляції через грозові імпульси. Якщо після відключення лінії напруга відновлюється, система автоматично включає її знову. Це підвищує надійність електропостачання та зменшує кількість тривалих перерв.

втоматичне резервування живлення (АРВ) забезпечує живлення споживачів від альтернативних джерел у разі аварії. Наприклад, якщо основна лінія відключена, система автоматично перемикає навантаження на резервну лінію чи трансформатор. Це особливо важливо для критичних споживачів — лікарень, промислових цехів, транспортних вузлів.

учасні системи релейного захисту інтегруються з цифровими протоколами (IEC 61850), що дозволяє здійснювати дистанційний контроль, діагностику та зміну уставок. Це забезпечує гнучкість і адаптивність системи до змінних умов роботи мережі. При короткому замиканні струм у лінії різко зростає, що призводить до нагрівання провідників і механічних навантажень на обладнання. Реле вимірює цей струм і порівнює його з уставкою. Якщо струм перевищує допустиме значення, формується сигнал на відключення. Таким чином, релейний захист виконує роль «сторожа», який постійно контролює стан мережі та реагує на відхилення.

мережах 10 кВ часто застосовується максимальний струмовий захист із витримкою часу. Наприклад, для головної лінії витримка часу становить 0,5 с, а для відгалужених — 0,2 с. Це забезпечує селективність: спочатку спрацьовує захист відгалуження, а якщо він не спрацював — головної лінії [13].

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 001 ПЗ	Арку
Зм	Арк.	№	Підпис	Дат		

В Україні діють ДСТУ EN 60255 та ДСТУ ІЕС 61850, які регламентують вимоги до релейних пристроїв. Вони визначають параметри чутливості, швидкодії та надійності, а також правила побудови цифрових систем захисту. Виконання цих стандартів гарантує відповідність проектних рішень міжнародним нормам [14].

У системах 10 кВ застосовуються такі основні види релейного захисту:

аксимальний струмовий захист;

захист від перевантаження;

захист від замикань на землю;

диференційний захист трансформаторів;

захист від пониження та підвищення напруги;

автоматика повторного включення та резервування живлення.

Застосування цих систем дозволяє зменшити тривалість перерв у електропостачанні, підвищити надійність роботи обладнання та гарантувати безпеку персоналу.

5.2 Захист і автоматика ліній 10 кВ

Захист і автоматика ліній напругою 10 кВ є одним із ключових елементів системи електропостачання, що забезпечує безперебійну роботу обладнання, своєчасне виявлення аварійних режимів та мінімізацію наслідків пошкоджень. Основна мета релейного захисту полягає у швидкому й селективному відключенні пошкодженої ділянки мережі, що дозволяє зберегти працездатність інших елементів системи.

Основні види захисту ліній 10 кВ

Максимальний струмовий захист. Цей вид захисту реагує на перевищення струму понад допустиме значення. Його застосовують для відключення лінії при коротких замиканнях. Принцип роботи полягає у вимірюванні струму та порівнянні його з уставкою. Якщо струм перевищує заданий поріг, реле формує сигнал на відключення. У практиці експлуатації максимальний струмовий захист часто використовується з витримкою часу, що забезпечує селективність — спочатку спрацьовує захист найближчої до аварії ділянки, а потім головної лінії [11].

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 001 ПЗ	Арку
Зм	Арк.	№	Підпис	Дат		

Струмова відсічка. Це швидкодіючий захист без витримки часу, який застосовується для відключення великих струмів короткого замикання. Його перевага — мінімальний час спрацювання, що дозволяє запобігти руйнуванню ізоляції кабелів та пошкодженню обладнання. Недоліком є відсутність селективності, тому відсічку застосовують лише на тих ділянках, де необхідне миттєве відключення, наприклад, на вводах трансформаторів [12].

Захист від перевантаження. Цей захист реагує на тривале перевищення робочого струму, що може призвести до перегріву кабелів і трансформаторів. Він працює на основі теплових реле, які враховують тривалість перевантаження. У практиці застосування важливо правильно вибрати уставку, щоб захист реагував на небезпечні перевантаження, але не спрацьовував при короточасних пускових струмах електродвигунів [13].

Захист від замикань на землю. Особливо актуальний для мереж із ізольованою нейтраллю, де струм замикання може бути невеликим, але небезпечним для ізоляції та персоналу. Принцип роботи полягає у вимірюванні струму нульової послідовності або напруги на нейтралі. При перевищенні допустимого значення реле формує сигнал на відключення. У практиці застосування цей захист дозволяє своєчасно виявити пошкодження ізоляції та запобігти розвитку аварії [13].

Диференційний захист. Це швидкодіючий захист, що реагує на різницю струмів на початку та кінці лінії чи трансформатора. Якщо різниця перевищує допустиме значення, реле формує сигнал на відключення. Диференційний захист є одним із найнадійніших, оскільки він реагує безпосередньо на внутрішні пошкодження обладнання. У практиці його застосовують для трансформаторів, генераторів та важливих ліній [14].

Газовий захист трансформаторів. Газовий захист виявляє внутрішні пошкодження трансформатора, такі як замикання витків чи витік масла. Принцип роботи полягає у фіксації газів, що утворюються при розкладанні масла під дією електричної дуги. Газове реле реагує на появу газів і формує сигнал на відключення або сигналізацію. Це один із найчутливіших видів захисту трансформаторів [15].

Автоматика повторного включення (АПВ). АПВ забезпечує відновлення живлення після короточасних пошкоджень, наприклад, при грозових перенапругах. Якщо після відключення лінії напруга відновлюється, система автоматично включає

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 001 ПЗ	Арку
Зм	Арк.	№	Підпис	Дат		

її знову. Це підвищує надійність електропостачання та зменшує кількість тривалих перерв. У практиці застосування АПВ дозволяє скоротити кількість аварійних відключень у мережах 10 кВ [16].

Автоматика резервування живлення (АРВ). АРВ перемикає навантаження на резервні джерела при аварії. Це особливо важливо для критичних споживачів лікарень, промислових цехів, транспортних вузлів. Принцип роботи полягає у контролі напруги на основній лінії та автоматичному перемиканні на резервну при її зникненні. У практиці застосування АРВ забезпечує безперервність електропостачання навіть при аваріях на основній лінії [17].

Розрахунок для трансформатора ТДН-10000/110 (10 кВ)

Номінальні струми трансформатора:

$$I_{\text{ВН}} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} = \frac{10000}{1,73 \cdot 110} = 52,55 \text{ А}$$

$$I_{\text{НН}} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}} = \frac{10000}{1,73 \cdot 10} = 578,03 \text{ А}$$

Для захисту трансформатора приймаємо:

- максимальний струмовий захист на стороні НН;
- струмову відсічку на стороні ВН;
- захист від перевантаження;
- газовий та диференційний захист від внутрішніх пошкоджень.

Встановлюємо трансформатори струму:

ТПОЛ-110-50/5 на стороні ВН (коефіцієнт трансформації $k_{\text{ТТ}} = 10$); ТПЛК-10-400/5 на стороні НН ($k_{\text{ТТ}} = 80$).

Приймаємо реле:

РТМ на стороні ВН із дією на короткозамикач КЗ-110; РТВ на стороні НН із дією на вимикач ВМП.

Струм спрацювання реле РТВ (НН):

$$I_{\text{сп1}} = \frac{k_{\text{над}} \cdot k_{\text{сх}} \cdot I_{\text{ном}}}{k_{\text{В}} \cdot k_{\text{Т}}} = \frac{2 \cdot 1,25 \cdot 578,03}{0,85 \cdot 80} = 21,25 \text{ А}$$

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 001 ПЗ	Арку
Зм	Арк.	№	Підпис	Дат		

Коефіцієнт чутливості:

$$kr1 = \frac{0,87 \cdot I_{кз2}}{I_{сп1} \cdot k_{кТТ}} = \frac{0,87 \cdot 2500}{21,25 \cdot 80} = 1,28$$

Струм спрацювання реле РТМ (ВН):

$$I_{сп2} = \frac{k_{кнад} \cdot k_{кcx} \cdot I_{ном}}{k_{кТТ}} = \frac{2 \cdot 1,25 \cdot 52,55}{80} = 1,64 \text{ А}$$

Коефіцієнт чутливості відсічки:

$$kr2 = \frac{I_{кз1}}{I_{сп2} \cdot k_{кТТ}} = \frac{5300}{1,64 \cdot 80} = 40,39$$

Отримане значення не відповідає нормі, тому захист від коротких замикань забезпечується на стороні НН.

Захист від перевантажень виконується реле РТ-80, яке діє на відключення та сигнал при струмі 7 А. Захист від внутрішніх пошкоджень трансформатора реалізується реле ПГ-22 з дією на відключення або сигнал.

Таким чином, комплекс релейного захисту та автоматики для ліній 10 кВ включає багаторівневу систему: від максимального струмового захисту до диференційного та газового. Це дозволяє забезпечити:

елективність відключення;

видкодію та чутливість;

адійність роботи обладнання;

ідповідність нормативним вимогам ДСТУ EN 60255 та ДСТУ ІЕС 61850.

5.3 Максимальний струмовий захист

Максимальний струмовий захист є одним із базових і водночас найпоширеніших видів релейного захисту, що застосовується в електричних мережах напругою 10 кВ. Його основне призначення полягає у своєчасному виявленні струмів короткого замикання та перевантаження, які перевищують допустимі значення, та оперативному відключенні пошкодженої ділянки мережі. Такий підхід дозволяє

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 001 ПЗ	Арку
Зм	Арк.	№	Підпис	Дат		

запобігти руйнуванню обладнання, зменшити теплові та динамічні навантаження на елементи системи та забезпечити безпеку персоналу [11; 12].

Принцип роботи максимального струмового захисту ґрунтується на вимірюванні струму в захищеній лінії та порівнянні його з уставкою. Якщо струм перевищує встановлене значення, реле формує сигнал на відключення вимикача. Для забезпечення селективності застосовується витримка часу, яка дозволяє спочатку спрацювати захисту найближчої до аварії ділянки, а у випадку його неспрацювання — захисту вищого рівня. Таким чином, забезпечується поетапне відключення пошкодженої частини мережі без впливу на інші її елементи [2; 8].

Фізичний сенс роботи максимального струмового захисту полягає у тому, що при короткому замиканні струм у лінії різко зростає у десятки разів порівняно з номінальним. Це призводить до інтенсивного нагрівання провідників та ізоляції, виникнення електродинамічних сил, які можуть пошкодити шини та апарати, а також до механічних навантажень на контакти вимикачів. Своєчасне відключення аварійної ділянки дозволяє уникнути цих небезпечних процесів і зберегти працездатність обладнання [10; 16].

Основними параметрами максимального струмового захисту є номінальний струм реле, уставка спрацювання, витримка часу та коефіцієнт чутливості. Номінальний струм реле визначається за номінальним струмом лінії, уставка спрацювання вибирається з урахуванням допустимих перевантажень і пускових струмів електродвигунів, витримка часу забезпечує селективність між різними рівнями захисту, а коефіцієнт чутливості показує здатність реле реагувати на аварійні струми та зазвичай має бути не менше 1,3–1,5 [11; 12].

У практиці експлуатації максимальний струмовий захист застосовується на відгалужених лініях для захисту кабелів і трансформаторів, на вводах розподільчих пунктів та на стороні низької напруги силових трансформаторів.

Наприклад, для трансформатора потужністю 10 МВА номінальний струм на стороні 10 кВ становить близько 578 А, і уставка максимального струмового захисту вибирається з урахуванням коефіцієнта завантаження та пускових струмів, щоб уникнути помилкових спрацювань [3; 5].

Перевагами максимального струмового захисту є простота конструкції та налаштування, висока надійність, можливість застосування як основного та

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 001 ПЗ	Арку
Зм	Арк.	№	Підпис	Дат		

резервного захисту, а також сумісність із сучасними мікропроцесорними реле. Недоліками є недостатня селективність при великих струмах короткого замикання, можливість помилкових спрацювань при пускових струмах двигунів та потреба у точному налаштуванні витримки часу [9; 17].

Відповідно до нормативних вимог, встановлених ДСТУ EN 60255 та ДСТУ ІЕС 61850, максимальний струмовий захист має забезпечувати чутливість до аварійних струмів, селективність між різними рівнями захисту та швидкодію для запобігання пошкодженням обладнання. Виконання цих стандартів гарантує відповідність проектних рішень міжнародним нормам і забезпечує безпечну експлуатацію мережі 10 кВ [13; 14; 18].

Для трансформатора потужністю $S=10$ МВА на стороні низької напруги $U_{\text{НН}}=10$ кВ номінальний струм визначається за формулою:

$$I_{\text{ном}} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}} = \frac{10\,000}{1,73 \cdot 10} = 578,03 \text{ А}$$

Приймаємо коефіцієнт надлишку $k_{\text{над}} = 2$, коефіцієнт схеми $k_{\text{сх}} = 1,25$, коефіцієнт використання $k_{\text{В}} = 0,85$, коефіцієнт трансформації трансформатора струму $k_{\text{T}} = 80$.

Струм спрацювання реле:

$$I_{\text{сп}} = \frac{k_{\text{над}} \cdot k_{\text{сх}} \cdot I_{\text{ном}}}{k_{\text{В}} \cdot k_{\text{T}}} = \frac{2 \cdot 1,25 \cdot 578,03}{0,85 \cdot 80} = 21,25 \text{ А}$$

Коефіцієнт чутливості:

$$k_{\text{ч}} = \frac{0,87 \cdot I_{\text{кз}}}{I_{\text{сп}} \cdot k_{\text{T}}} = \frac{0,87 \cdot 2500}{21,25 \cdot 80} = 1,28$$

Отримане значення відповідає нормативним вимогам (не менше 1,3), що підтверджує правильність вибору уставки [11; 12; 13].

Таблиця 5.1.

Параметри максимального струмового захисту

Параметр	Значення
Потужність трансформатора, МВА	10
Номінальна напруга, кВ	10
Номінальний струм, А	578,03

Параметр	Значення
Коефіцієнт надлишку кнад	2
Коефіцієнт схеми ксх	1,25
Коефіцієнт використання кВ	0,85
Коефіцієнт трансформації кТТ	80
Струм спрацювання реле, А	21,25
Коефіцієнт чутливості	1,28

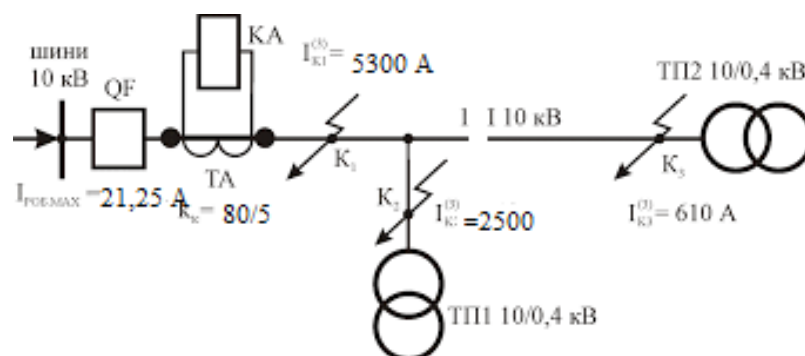


Рис. 5.1 – Принципова схема роботи максимального струмового захисту

На рисунку 5.1 наведено принципову схему роботи максимального струмового захисту лінії 10 кВ. Схема показує взаємодію трансформатора струму, реле та вимикача, що забезпечує відключення пошкодженої ділянки мережі при перевищенні струму спрацювання. У ній також зазначено розраховані значення струмів короткого замикання для різних точок мережі, що дозволяє перевірити чутливість захисту та правильність вибору уставок. Таким чином, схема наочно ілюструє практичну реалізацію максимального струмового захисту та підтверджує його відповідність нормативним вимогам [11; 12; 13].

5.4 Розрахунок струмової відсічки

Струмова відсічка є одним із найшвидкодійних видів релейного захисту, який спрацьовує без витримки часу при досягненні струмом короткого замикання заданого порогу. Її основне призначення полягає у миттєвому відключенні пошкодженої ділянки мережі, що дозволяє запобігти руйнуванню обладнання та зменшити теплові

й динамічні впливи на елементи системи. На відміну від максимального струмового захисту, який часто застосовується з витримкою часу для забезпечення селективності, струмова відсічка реагує миттєво, тому її використовують у тих випадках, коли необхідне негайне відключення, наприклад, на вводах трансформаторів або в місцях із високими струмами короткого замикання [11; 12].

У практиці експлуатації мереж 10 кВ струмова відсічка виконує функцію додаткового захисту, який працює паралельно з максимальним струмовим захистом. Вона забезпечує швидке відключення при великих аварійних струмах, але через відсутність селективності застосовується лише на тих ділянках, де це технічно виправдано. Розрахунок струму спрацювання відсічки виконується з урахуванням умов відведення від струму намагнічування трансформаторів та від струмів короткого замикання на шинах низької напруги, що гарантує правильність вибору уставок і відповідність нормативним вимогам [13; 14; 18].

Алгоритм розрахунку струмової відсічки для лінії 10 кВ

Визначення номінального струму трансформатора

$$I_{\text{ном}} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}} \quad (5.10)$$

Для $S = 10 \text{ МВА}$, $U_{\text{НН}} = 10 \text{ кВ}$:

$$I_{\text{ном}} = \frac{10\,000}{1,73 \cdot 10} = 578,03 \text{ А} \quad (5.11)$$

Умова відведення від струму намагнічування трансформатора

$$I_{\text{СВ}} \geq K K_{\text{від}} \cdot \sum I_{\text{ном}} \quad (5.12)$$

де $K K_{\text{від}} = 4 \div 5$.

$$I_{\text{СВ}} \geq 5 \cdot 578,03 = 2890 \text{ А} \quad (5.13)$$

Умова відведення від струму КЗ на шинах НН трансформатора

$$I_{\text{СВ}} \geq 1,5 \cdot 2500 = 3750 \text{ А} \quad (5.15)$$

Вибір струму спрацювання відсічки Беремо більше з двох умов:

$$I_{\text{СВ}} = 3750 \text{ А} \quad 1$$

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 001 ПЗ	Арку
Зм	Арк.	№	Підпис	Дат		

Приведення до вторинної обмотки трансформатора струму

$$I_{CP} = \frac{I_{CB}}{K_{КТТ}} \quad (5.17)$$

для $K_{КТТ} = 80$:

$$I_{CP} = \frac{3750}{80} = 46,9 \text{ А} \quad (5.18)$$

Отже, струм спрацювання реле відсічки на вторинній стороні трансформатора струму становить 46,9 А.

Таблиця 5.2.

Параметри струмової відсічки

Параметр	Значення
Потужність трансформатора, МВА	10
Номінальна напруга, кВ	10
Номінальний струм, А	578,03
Коефіцієнт відведення Квід	5
Коефіцієнт надійності Кн	1,5
Струм КЗ на стороні НН, А	2500
Струм спрацювання відсічки, А	3750
Коефіцієнт трансформації КТТ	80
Струм спрацювання реле, А	46,9

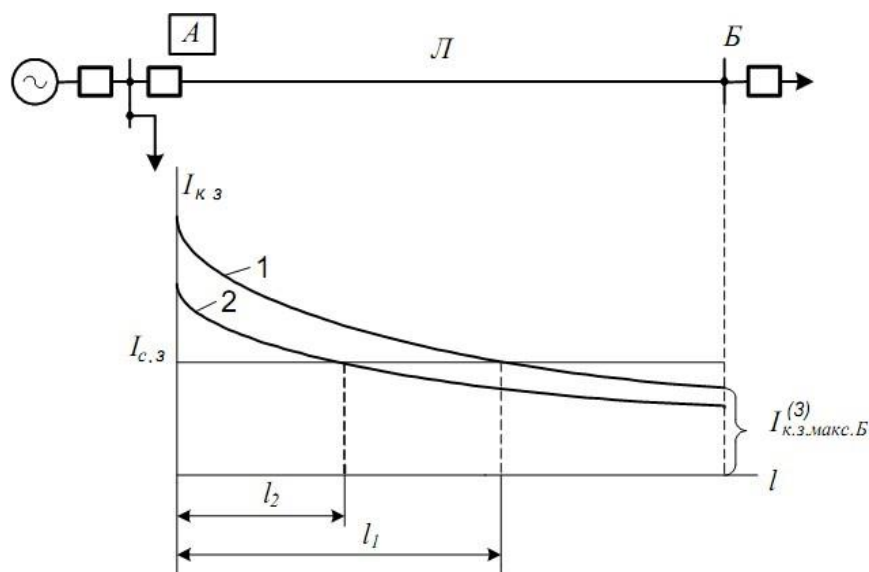


Рисунок 5.2. – Зміна струмів короткого замикання вздовж лінії 10 кВ

На рисунку 5.2 показано принципову схему лінії та графік розподілу струмів короткого замикання вздовж її довжини. Крива 1 відповідає симетричному трифазному короткому замиканню, а крива 2 – двофазному. Видно, що величина струму короткого замикання зменшується зі збільшенням довжини лінії, тому струмова відсічка повинна бути налаштована так, щоб забезпечити спрацювання лише при аварії в зоні дії захисту. Максимальне значення струму $I_{k3}(\text{макс.Б})$ визначає межу чутливості реле, а побудований графік дозволяє перевірити правильність вибору уставки струму спрацювання.

Розрахунок максимального струмового захисту лінії

Первинний струм спрацювання максимального струмового захисту, встановленого на лінії, що живить трансформатор, вибирається за умовою відведення від струмів самозапуску:

$$I_{C3} = \frac{KK_n \cdot KK_{сзп} \cdot I_{РОБ.МАХ}}{KK_{пов}} \quad ($$

де KK_n — коефіцієнт надійності (1,1–1,2 для реле РТ-40);

$KK_{пов}$ — коефіцієнт повернення реле (0,8 для РТ-40);

$KK_{сзп}$ — коефіцієнт самозапуску навантаження після відключення зовнішнього КЗ (приймаємо 3);

$I_{РОБ. МАХ}$ — максимальний робочий струм лінії після відключення зовнішнього КЗ.

Для трансформатора потужністю $SS = 10$ МВА при $U = 10$ кВ:

$$I_{РОБ. МАХ} = \frac{1,4 \cdot S}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{1,4 \cdot 10\,000}{1,73 \cdot 10} = 808,7 \text{ А} \quad ($$

Тоді струм спрацювання максимального струмового захисту:

$$I_{C3} = \frac{1,2 \cdot 3 \cdot 808,7}{0,8} = 3640 \text{ А} \quad ($$

Струм спрацювання реле:

$$I_{CP} = \frac{I_{C3}}{KK_{ТТ}} = \frac{3640}{80} = 45,5 \text{ А} \quad ($$

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 001 ПЗ	Арку
Зм	Арк.	№	Підпис	Дат		

Отже, для лінії 10 кВ вибираємо реле РТ-40/50 з межами спрацювання – 50 А.

Коефіцієнт чутливості до двофазного КЗ наприкінці лінії:

$$KK_{\text{ч}} = \frac{IK_2}{IK_3} = \frac{2500}{3640} = 0,69 \quad ($$

Оскільки $KK_{\text{ч}} < 1,3$, для забезпечення селективності доцільно застосувати ступінчасту характеристику часу спрацювання.

Час спрацювання максимального струмового захисту лінії:

$$t_{\text{МСЗ}} = t_{\text{ВН}} + \Delta t = 2,0 + 0,4 = 2,4 \text{ с} \quad (5.24)$$

де $\Delta t = 0,4 \text{ с}$ — ступінь селективності, що враховує час відключення вимикача, похибки реле часу та запас.

Таблиця 5.3.

Параметри максимального струмового захисту лінії 10 кВ

Параметр	Значення
Потужність трансформатора, МВА	10
Номінальна напруга, кВ	10
Максимальний робочий струм, А	808,7
Коефіцієнт надійності K_n	1,2
Коефіцієнт самозапуску $K_{\text{сзп}}$	3
Коефіцієнт повернення $K_{\text{пов}}$	0,8
Струм спрацювання захисту, А	3640
Струм спрацювання реле, А	45,5
Коефіцієнт чутливості $K_{\text{ч}}$	0,69
Час спрацювання $t_{\text{МСЗ}}$, с	2,4

Таким чином, струмова відсічка є важливим елементом системи релейного захисту, що забезпечує миттєве відключення пошкодженої ділянки мережі при великих струмах короткого замикання. Виконані розрахунки показали, що струм спрацювання реле відсічки становить 46,9 А на вторинній стороні трансформатора струму, що відповідає діапазону роботи реле типу РТ-40/50. Це підтверджує правильність вибору уставок та відповідність нормативним вимогам [11; 12; 13; 14;

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 001 ПЗ	Арку
Зм	Арк.	№	Підпис	Дат		

18]. Представлений графік рисунок 5.2 ілюструє зміну струмів короткого замикання вздовж лінії та демонструє фізичну основу налаштування відсічки.

Отже, застосування струмової відсічки у комплексі з максимальним струмовим захистом дозволяє створити багаторівневу систему релейного захисту, яка забезпечує надійність і безпеку роботи мережі 10 кВ.

5.5 Характеристика мікропроцесорного пристрою

Мікропроцесорні пристрої релейного захисту є сучасним етапом розвитку систем автоматики в електричних мережах напругою 6–10 кВ. Вони прийшли на зміну електромеханічним реле, які мали обмежені функціональні можливості, значну інерційність та потребували регулярного технічного обслуговування.

Використання мікропроцесорних реле дозволяє реалізувати багатофункціональний захист, що включає максимальний струмовий захист, струмову відсічку, захист від перевантажень, замикань на землю та інші додаткові режими, які раніше вимагали встановлення кількох окремих пристроїв [11; 12].

Важливою особливістю мікропроцесорних реле є їхня висока швидкодія. Час спрацювання струмової відсічки становить менше 0,02 с, що відповідає вимогам міжнародних стандартів IEC 60255 та IEC 61850 [13; 14]. Це забезпечує миттєве відключення пошкодженої ділянки мережі при великих струмах короткого замикання та запобігає руйнуванню обладнання. Висока точність вимірювань, похибка яких не перевищує 1–2 %, дозволяє правильно вибирати уставки та уникати помилкових спрацювань. Крім того, мікропроцесорні пристрої мають функцію самодіагностики, що підвищує їхню надійність та зменшує витрати на технічне обслуговування.

Гнучкість налаштувань є ще однією перевагою сучасних реле. Вони дозволяють програмувати уставки струму, витримки часу, коефіцієнти чутливості та селективності відповідно до конкретних умов експлуатації. Це забезпечує адаптивність захисту до змінних режимів роботи електричної мережі та підвищує її стійкість до аварійних ситуацій [15; 16]. Мікропроцесорні реле підтримують сучасні інтерфейси зв'язку, зокрема стандарт IEC 61850, що дає змогу інтегрувати їх у автоматизовані системи диспетчерського керування та здійснювати централізований моніторинг параметрів.

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 001 ПЗ	Арку
Зм	Арк.	№	Підпис	Дат		

Для підтвердження технічних можливостей мікропроцесорного реле доцільно навести його основні параметри, що визначають точність, швидкодію та надійність роботи. У таблиці 5.4 наведено узагальнені характеристики реле типу РТ-40/50, яке широко застосовується у мережах 6–10 кВ.

Таблиця 5.4.

Технічні характеристики мікропроцесорного реле типу РТ-40/50

Параметр	Значення	Примітка
Діапазон уставок струму спрацювання, А	12,5 – 50	забезпечує роботу як основного та резервного захисту
Час спрацювання струмової відсічки, с	$\leq 0,02$	відповідає вимогам ІЕС 60255
Похибка вимірювання струму, %	≤ 2	гарантує точність уставок
Коефіцієнт повернення	0,8	типовий для реле серії РТ-40
Інтерфейси зв'язку	ІЕС 61850, Modbus	інтеграція у системи АСКУЕ та диспетчерського керування
Функції самодіагностики	передбачено	контроль працездатності та сигналізація відмов
Робоча напруга живлення, В	220 / 110	змінний або постійний струм
Стійкість до електромагнітних завад	відповідає ІЕС 61000	забезпечує надійність роботи в умовах промислових перешкод

Наведені характеристики підтверджують, що мікропроцесорні реле забезпечують високу точність і швидкодію, відповідають міжнародним стандартам та дозволяють створити багаторівневу систему релейного захисту, яка гарантує безпечну й ефективну експлуатацію електричних мереж [17; 18].

Висновки до розділу 5

У розділі було розглянуто основні положення релейного захисту та автоматики ліній напругою 10 кВ, визначено їхню роль у забезпеченні надійності та безпеки роботи електричних мереж. Було показано, що максимальний струмовий захист є базовим видом релейного захисту, який забезпечує селективне відключення пошкоджених ділянок мережі з витримкою часу, тоді як струмова відсічка виконує функцію швидкодіючого захисту без витримки часу, що особливо важливо при великих струмах короткого замикання. Виконані розрахунки підтвердили

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 001 ПЗ	Арку
Зм	Арк.	№	Підпис	Дат		

правильність вибору уставок для трансформатора потужністю 10 МВА, відповідність коефіцієнтів чутливості нормативним вимогам та доцільність застосування ступінчастої характеристики часу для забезпечення селективності.

Окремо було наведено характеристику сучасного мікропроцесорного пристрою релейного захисту, який поєднує функції максимального струмового захисту, струмової відсічки та додаткових режимів. Показано, що мікропроцесорні реле забезпечують високу точність вимірювань, швидкодію, гнучкість налаштувань та можливість інтеграції у цифрові системи диспетчерського керування відповідно до стандартів IEC 60255 та IEC 61850. Це дозволяє створити багаторівневу систему релейного захисту та автоматики, яка відповідає сучасним вимогам безпеки й ефективності експлуатації електричних мереж.

Таким чином, результати розділу 5 підтверджують, що застосування максимального струмового захисту, струмової відсічки та мікропроцесорних пристроїв у комплексі забезпечує надійність, селективність і швидкодію релейного захисту ліній 10 кВ, що є необхідною умовою для стабільної та безпечної роботи енергетичної системи.

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 001 ПЗ	Арку
Зм	Арк.	№	Підпис	Дат		

РОЗДІЛ 6

ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

6.1 Загальні вимоги електробезпеки

Електробезпека є одним із ключових напрямів охорони праці в електроенергетиці, оскільки робота з електроустановками пов'язана з підвищеним ризиком ураження електричним струмом, виникненням пожеж та аварійних ситуацій. Основним завданням системи електробезпеки є створення умов, за яких персонал може виконувати свої функції без загрози життю та здоров'ю, а також забезпечення надійної та безпечної експлуатації електричних мереж [19; 20].

Відповідно до вимог Правил улаштування електроустановок (ПУЕ), ДСТУ EN 50110-1 та міжнародних стандартів ІЕС, усі електроустановки класифікуються за рівнем напруги та ступенем небезпеки. Для мереж напругою 10 кВ вони належать до категорії особливо небезпечних, що зумовлює необхідність застосування комплексу організаційних і технічних заходів. До організаційних заходів належать інструктажі, навчання персоналу, допуск до роботи лише осіб, які мають відповідну кваліфікацію та групу з електробезпеки. Технічні заходи включають використання захисного заземлення, занулення, ізоляції струмоведучих частин, застосування автоматичних вимикачів та релейного захисту, а також використання засобів індивідуального захисту [21; 22].

Особливу увагу приділяють забезпеченню безпечних умов праці під час виконання робіт під напругою та поблизу струмоведучих частин. Згідно з нормативними документами, роботи на електроустановках напругою понад 1000 В повинні виконуватися за нарядом-допуском, із застосуванням спеціальних інструментів та засобів захисту, що відповідають вимогам стандартів. Персонал зобов'язаний користуватися діелектричними рукавичками, взуттям, килимками, а також інструментом із ізольованими ручками [23].

Важливим елементом електробезпеки є система заземлення, яка забезпечує відведення струму замикання на землю та запобігає небезпечному підвищенню потенціалу на металевих частинах обладнання. У мережах 10 кВ застосовується

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 001 ПЗ	Арку
Зм	Арк.	№	Підпис	Дат		

глухозаземлена нейтраль, що дозволяє ефективно локалізувати аварійні режими та забезпечити роботу релейного захисту. Додатково використовуються пристрої захисного відключення, які реагують на струми витоку та забезпечують автоматичне відключення пошкодженої ділянки [24].

Загальні вимоги електробезпеки також передбачають проведення регулярних перевірок стану ізоляції, вимірювання опору заземлювальних пристроїв, випробування засобів захисту та контроль за дотриманням правил експлуатації. Важливим є створення культури безпеки серед персоналу, що включає постійне підвищення кваліфікації, проведення тренувань та відпрацювання дій у разі аварійних ситуацій [25].

Таким чином, дотримання загальних вимог електробезпеки у мережах 10 кВ є необхідною умовою для забезпечення безпечної роботи персоналу та надійної експлуатації електричних мереж. Виконання організаційних і технічних заходів відповідно до ПУЕ, ДСТУ та міжнародних стандартів гарантує зниження ризику ураження електричним струмом, запобігання аваріям та підвищення рівня виробничої безпеки.

6.2 Правила пожежної безпеки та цивільної оборони для працівників служби експлуатації електричних мереж

Для всіх будинків, будівель, споруд, зовнішніх установок тощо та приміщень виробничого, складського призначення й лабораторій необхідно визначати категорії за вибухопожежною та пожежною небезпекою згідно з НАПБ Б.03.002-2007 і класи зон за НПАОП 40.1-1.32-01 Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок (ПБЕ).

На входних дверях у зазначених приміщеннях слід розміщати таблички із зазначенням категорії за вибухопожежною та пожежною небезпекою та класу зони.

Протипожежні системи, установки, устаткування приміщень, будівель та споруд (протидимний захист, пожежна автоматика, протипожежне водопостачання, протипожежні двері, клапани, інші захисні пристрої у протипожежних стінах і перекриттях тощо) повинні постійно утримуватися у справному робочому стані.

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 001 ПЗ	Арку
Зм	Арк.	№	Підпис	Дат		

Усі будинки, будівлі, споруди та приміщення повинні своєчасно очищатися від горючого сміття, відходів виробництва й постійно утримуватись у чистоті.

Дерев'яні конструкції в будинках усіх ступенів вогнестійкості, крім V, повинні піддаватись вогнезахисній обробці, за винятком вікон, дверей, воріт, підлоги, вбудованих меблів, стелажів, якщо в будівельних нормах не зазначені інші вимоги. Пошкодження вогнезахисних покриттів (штукатурки, спеціальних фарб, лаків, обмазок тощо) будівельних конструкцій, горючих оздоблювальних і теплоізоляційних матеріалів, повітроводів, металевих опор та перегородок по винні негайно усуватися. Технічний стан вогнезахисного покриття (просочення) слід перевіряти не рідше одного разу на рік зі складанням акта перевірки.

Отвори у протипожежних стінах, перегородках та перекриттях повинні бути обладнані захисними пристроями (протипожежними дверима, вогнезахисними клапанами, водяними завісами тощо) проти поширення вогню та продуктів згоряння.

Не допускається встановлювати будь-які пристрої, що перешкоджають нормальному зачиненню протипожежних та протидимних дверей, а також знімати пристрої для їх самозачинення.

Меблі й устаткування слід розміщати так, щоб забезпечувався вільний евакуаційний прохід до виходу з приміщення. Навпроти дверного прорізу має залишатися прохід, який дорівнює ширині дверей, але не менше 1,0 м.

За наявності в приміщенні лише одного евакуаційного виходу дозволяється перебувати в ньому не більше 50 осіб.

Евакуаційні шляхи (проходи, коридори, вестибюлі, сходові марші тощо) й виходи слід постійно утримувати вільними, нічим не захащеними.

За необхідності встановлення на вікнах приміщень, де перебувають люди, ґрат, останні мають розкриватися, розсуватися або зніматися. Під час перебування в цих приміщеннях людей ґрати мають бути розкриті (розсунуті, зняті).

Установлювати глухі (незнімні) ґрати дозволяється у банках, касах, складах, коморах, кімнатах для зберігання зброї і боєприпасів, на об'єктах торгівлі, розрахованих на одночасне перебування до 50 осіб, та в інших випадках, передбачених нормами і правилами, затверджені і ними в установленому порядку.

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 001 ПЗ	Арку
Зм	Арк.	№	Підпис	Дат		

Забороняється:

- улаштовувати на шляхах евакуації пороги, виступи, турнікети, двері розсувні, підйомні, такі що обертаються, та інші пристрої, які перешкоджають вільній евакуації людей;
- захащувати шляхи евакуації (коридори, проходи, сходові марші й площадки, вестибюлі, холи, тамбури тощо) меблями, устаткуванням, різними матеріалами та готовою продукцією, навіть якщо вони не зменшують нормативну ширину;
- забивати, заварювати, замикати на навісні замки, болтові з'єднання та інші запори, таї важко відчиняються зсередини, зовнішні евакуаційні двері будівель;
- застосовувати на шляхах евакуації (крім будівель V ступеня вогнестійкості) горючі матеріали для облицювання стін і стель, а також сходів та сходових площадок;
- розташовувати у тамбурах виходів, за винятком квартир та індивідуальних житлових будинків, гардероби, вішалки для одягу, сушарні, пристосовувати їх для торгівлі, а також зберігання, у тому числі тимчасового, будь-якого інвентарю та матеріалу;
- захащувати меблями, устаткуванням та іншими предметами двері, люки на балконах і лоджіях, переходи в суміжні секції та виходи на зовнішні евакуаційні драбини;
- знімати встановлені на балконах (лоджіях) драбини;
- улаштовувати у сходових клітках приміщення будь-якого призначення, у тому числі кіоски, ларьки, а також виходи з вантажних ліфтів (підйомників), прокладати газопроводи, трубопроводи з ЛЗР і ГР, повітроводи;
- улаштовувати у загальних коридорах комори і вбудовані шафи, за винятком шаф для інженерних комунікацій; зберігати в шафах (нішах) для інженерних комунікацій горючі матеріали, а також інші сторонні предмети;
- розташовувати в ліфтових холах комори, кіоски, ларьки тощо;
- знімати передбачені проектом двері вестибюлів, холів, тамбурів і сходових кліток;
- заміняти армоване скло на звичайне у дверях та фрамугах всупереч передбаченому за проектом;

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 001 ПЗ	Арку
Зм	Арк.	№	Підпис	Дат		

- знімати пристрої для самозачинення дверей сходових кліток, коридорів, холів, тамбурів тощо, а також фіксувати самозакривні двері у відчиненому положенні;
- зменшувати нормативну площу фрамуг у зовнішніх стінах сходових кліток або закладати їх;
- розвішувати у сходових клітках на стінах стенди, панно тощо;
- улаштовувати слизьку підлогу на шляхах евакуації.

Під час організації та проведення заходів із масовим перебуванням людей слід дотримуватися таких вимог:

- при кількості людей понад 50 осіб використовувати приміщення, забезпечені не менш ніж двома евакуаційними виходами, що відповідають вимогам будівельних норм, не мають на вікнах глухих ґрат і розташовані не вище другого поверху в будівлях з перекриттями з горючих матеріалів, груп горючості ГЗ, Г4 згідно з ДСТУ Б В.2.7-19;

- особи, яким доручено проведення таких заходів, перед їх початком зобов'язані ретельно оглянути приміщення і пересвідчитися у цілковитій готовності останніх у протипожежному відношенні, зокрема, в тому, що вони забезпечені необхідною кількістю первинних засобів пожежегасіння, справних засобів зв'язку, пожежної автоматики та сигналізації;

- не дозволяється перебування в приміщенні людей понад установлену норму, звуження проходів між рядами, встановлення в проходах додаткових стільців тощо.

Горище, венткамери, електрощитові та інші технічні приміщення не повинні використовуватися не за призначенням (для зберігання меблів, устаткування, інших сторонніх предметів). Двері горищ, підвальних приміщень, технічних поверхів, венткамер, електрощитових слід утримувати замкненими. На дверях цих приміщень повинно бути вказане місце зберігання ключів. У разі перепланування приміщень, зміни їхнього функціонального призначення належить дотримуватися протипожежних вимог чинних нормативних документів будівельного та технологічного проектування.

Зберігання різних речовин і матеріалів у складських приміщеннях має здійснюватися з урахуванням їхніх пожежонебезпечних фізико-хімічних властивостей і сумісності. Спільне зберігання легкозаймистих і горючих рідин з

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 001 ПЗ	Арку
Зм	Арк.	№	Підпис	Дат		

іншими матеріалами (речовинами), зберігання кислот у місцях, де можливе їх стикання з речовинами органічного походження, не дозволяється.

У складських приміщеннях матеріали необхідно зберігати на стелажах або укладати в штабелі, залишаючи між ними проходи завширшки не менше 1,0 м. Відстань між стінами та штабелями має становити не менше 0,8 м.

Зберігання матеріалів навалом та впритул до приладів і труб опалення не дозволяється.

У підвальних та цокольних поверхах не допускається:

- розміщення вибухопожежонебезпечних виробництв, зберігання та застосування ЛЗР і ГР, вибухових речовин, балонів з газами, целулоїду,

горючої кіноплівки, карбїду кальцію та інших речовин і матеріалів, що мають підвищену вибухопожежну небезпеку (за винятком випадків, обумовлених чинними нормативно-правовими актами та нормативними документами).

- улаштування складів горючих матеріалів, майстерень, де використовуються горючі матеріали, а також інших господарських приміщень, якщо вхід до них не ізолюваний від загальних евакуаційних сходових кліток.

Приміщення, в яких розміщені персональні комп'ютери, слід оснащувати переносними вуглекислотними вогнегасниками з розрахунку один вогнегасник ВВК-2 (колишнє позначення — ОУ-3) на три ПЕОМ, але не менш ніж один вогнегасник зазначеного типу на приміщення. Персональні комп'ютери після закінчення роботи на них повинні відключатися від електромереж.

Спецодяг працюючих із лаками, фарбами та іншими ЛЗР і ГР слід своєчасно прати й ремонтувати, зберігати у розвішеному вигляді в металевих шафах, установлених у спеціально відведених приміщеннях.

Пожежні крани мають бути укомплектовані пожежними рукавами та стволами однакового з ними діаметра, а також важелями для полегшення відкривання вентилів, утримуватися справними й доступними для використання. Не рідше одного разу на шість місяців вони мають перевірятися на працездатність організацією, що має ліцензію на право виконання цих робіт та яка здійснює їх технічне обслуговування.

Пожежні рукави слід утримувати сухими, складеними в "гармошку" або подвійну скатку, приєднаними до крана та ствола. Використання пожежних рукавів

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 001 ПЗ	Арку
Зм	Арк.	№	Підпис	Дат		

для господарських та інших, потреб, не пов'язаних із пожежогасінням, не допускається.

Пожежні шафи для розміщення кранів слід пломбувати і вони повинні мати отвори для провітрювання.

На дверцятах пожежних шаф ззовні після літерного індексу "ПК" слід указати порядковий номер пожежного кран-комплекту та номер телефону для виклику пожежної охорони.

Улаштовуючи шафи, слід враховувати можливість розміщення в них двох вогнегасників.

Використання пожежних рукавів для господарських та інших потреб, не пов'язаних з пожежогасінням, не допускається.

Пожежні кран-комплекти повинні постійно бути справними і доступними для використання

Вибір типу та визначення необхідної кількості вогнегасників необхідно здійснювати згідне з чинними Правилами пожежної безпеки в Україні, НАПБ Б.03.001-2004 Типові норми належності вогнегасників та галузевими правилами пожежної безпеки.

Перед придбанням та розміщенням вогнегасники повинні пройти первинний огляд відповідальною особою. Під час огляду необхідно встановити, що: вогнегасники мають сертифікат відповідності; на кожний вогнегасник у наявності є паспорт; пломби на вогнегасниках не порушені; вогнегасники не мають видимих зовнішніх пошкоджень; стрілки індикаторів тиску закачних вогнегасників перебувають у межах робочого діапазону (в зеленому сектор шкали індикатора); на маркуванні кожного вогнегасника і в його паспорті вказано виробника та ПТОВ (пункти технічного обслуговування вогнегасників), які мають право проводити його технічне обслуговування, дату виготовлення (продажу) та дату проведення технічного обслуговування.

Після первинного огляду вогнегасникам слід присвоїти облікові (інвентарні) номери. Особа, відповідальна за пожежну безпеку, повинна оформити журнал обліку вогнегасників, у якому реєструються: тип і обліковий номер кожного вогнегасника, а також місце його розташування на об'єкті; дати проведення періодичних оглядів

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 001 ПЗ	Арку
Зм	Арк.	№	Підпис	Дат		

вогнегасників та прізвище особи, яка їх проводила; результати періодичних оглядів вогнегасників; дати

проведення технічного обслуговування (або діагностування) та прізвище особи (або номер його посвідчення), яка їх проводила, а також дати проведення наступного технічного обслуговування; інформація про направлення вогнегасників на технічне обслуговування до ПТОВ та про їх повернення на місце розташування після проведення технічного обслуговування.

На технічне обслуговування дозволяється направляти без заміни не більше 50% вогнегасників від їх загальної кількості.

Вогнегасники слід розміщувати у легкодоступних і помітних місцях, а також поблизу місць, де найімовірніша поява вогнищ пожежі, при цьому забезпечити їх захист від дії сонячних променів, опалювальних і нагрівальних приладів, а також хімічно агресивних речовин (середовищ), які можуть негативно вплинути на їх працездатність.

Вогнегасники в місцях розміщення не повинні створювати перешкоди під час евакуації людей.

Переносні вогнегасники слід розміщувати шляхом навішування за допомогою кронштейнів на вертикальні конструкції на висоті не більше 1,5 м від рівня підлоги до нижнього торця вогнегасника і на відстані від дверей, достатній для їх повного відчинення, або встановлювати у пожежні шафи поруч з пожежними кранами, на пожежні щити чи стенди, підставки чи спеціальні тумби.

Вогнегасники повинні розміщуватися з урахуванням зручності їх обслуговування, огляду, а також досягнення найкращої видимості з різних точок захищеного простору. Підходи до місця розташування вогнегасників мають бути завжди вільними. Періодичний огляд вогнегасників має здійснюватися особою, відповідальною за пожежну безпеку не рідше одного разу на місяць.

6.3 Розрахунок заземлення

Захисне заземлення є одним із найважливіших заходів електробезпеки, що забезпечує безпечні умови роботи персоналу та надійну експлуатацію електроустановок. Воно полягає у навмисному з'єднанні металевих частин

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 001 ПЗ	Арку
Зм	Арк.	№	Підпис	Дат		

електроустановок, які можуть опинитися під напругою, із землею за допомогою спеціального заземлювального пристрою. Такий захід дозволяє знизити напругу дотику до безпечних значень і забезпечити спрацювання захисних апаратів у разі аварійних режимів [19; 21].

Для розрахунку приймаємо такі вихідні дані: розміри $A \times B = 60 \times 40$ м; напруга лінії високої напруги $U_{\text{леп}} = 10$ кВ; довжина лінії $LL_{\text{леп}} = 20$ км; напруга мережі низької напруги $U_{\text{н}} = 0,4$ кВ; питомий опір ґрунту (суглинок)

$\rho = 120 \Omega \cdot \text{м}$; коефіцієнт екранування $t = 0,5$; кліматичний район – III. Як вертикальний електрод використовується сталевий куточок 50×50 мм довжиною $LL_{\text{в}} = 3$ м, горизонтальний електрод – сталева смуга 40×4 мм. Вид заземлювального пристрою – контурне.

Розрахунковий опір одного вертикального електрода визначається за формулою:

$$R_{\text{в}} = 0,3 \cdot \rho \cdot K_{\text{сез. в}} = 0,3 \cdot 120 \cdot 1,5 = 54 \Omega$$

де $K_{\text{сез. в}} = 1,5$ – коефіцієнт сезонності.

Граничний опір суміщеного заземлювального пристрою визначається як:

$$R_{\text{зп1}} \leq 125 I_{\text{з}} = 12520 = 6,25 \Omega$$

де струм замикання на землю $I_{\text{з}}$ обчислюється за формулою:

$$I_{\text{з}} = \frac{U_{\text{леп}} \cdot 35 \cdot L_{\text{леп}}}{350} = \frac{10 \cdot 35 \cdot 20}{350} = 20 \text{ А}$$

Згідно з вимогами ПУЕ, на стороні низької напруги опір заземлювального пристрою повинен бути не більше $R_{\text{зп2}} \leq 4 \Omega$.

Кількість вертикальних електродів без урахування екранування:

$$N'_{\{\text{вр}\}} = \frac{R_{\text{в}}}{R_{\{\text{зп2}\}}} \cdot 4 = \frac{54}{13,5} \approx 14 \text{ шт}$$

З урахуванням коефіцієнта використання $n_{\text{в}} = 0,69$:

$$N'_{\{\text{вр}\}} = \frac{R_{\text{в}}}{n_{\text{в}}} \cdot 4 = \frac{54}{0,69} \approx 21 \text{ шт}$$

Для рівномірного розподілу електродів остаточно приймаємо $NN_{\text{вр}} = 18$. Довжина контуру заземлення по периметру цеху:

$$L_{\text{п}} = (A + 2) \cdot 2 + (B + 2) \cdot 2 = (60 + 2) \cdot 2 + (40 + 2) \cdot 2 = 208 \text{ м}$$

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 001 ПЗ	Арку
Зм	Арк.	№	Підпис	Дат		

Відстань між електродами уточнюється з урахуванням форми об'єкта (прямокутник):

$$L_{\text{п}} = (A + 2) \cdot 2 + (B + 2) \cdot 2 = (60 + 2) \cdot 2 + (40 + 2) \cdot 2 = 208 \text{ м}$$

Уточнені значення опорів:

$$L_{\text{п}} = (A + 2) \cdot 2 + (B + 2) \cdot 2 = (60 + 2) \cdot 2 + (40 + 2) \cdot 2 = 208 \text{ м}$$

Фактичний опір заземлювального пристрою:

$$L_{\text{п}} = (A + 2) \cdot 2 + (B + 2) \cdot 2 = (60 + 2) \cdot 2 + (40 + 2) \cdot 2 = 208 \text{ м}$$

Оскільки $R_{\text{зпф}} = 1,47 \, \Omega < R_{\text{зп2}} = 4 \, \Omega$, вибране заземлення відповідає нормативним вимогам і забезпечує необхідний рівень електробезпеки.

Виконаний розрахунок підтверджує правильність вибору контурного заземлювального пристрою для цеху розміром $60 \times 40 \text{ м}$ у мережі 10 кВ .

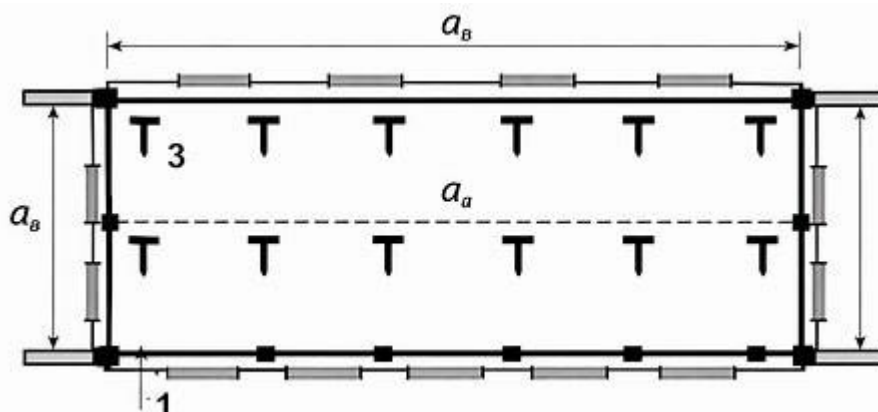


Рис. 6.1 – Схема заземлювального пристрою

- 1 – земля; 2 – лінія нульового потенціалу;
- 3 – вертикальні заземлювальні електроди.

На рисунку 6.1 показано контурне розташування вертикальних електродів по периметру цеху, їх з'єднання горизонтальними смугами та лінією нульового потенціалу. Така схема забезпечує рівномірний розподіл струмів замикання на землю та мінімальний опір розтікання, що підтверджено розрахунком.

Отримане значення опору $R_{\text{зпф}} = 1,47 \, \Omega$ менше нормативного $R_{\text{зп2}} = 4 \, \Omega$, тому вибране заземлення відповідає вимогам ПУЕ і гарантує безпечну експлуатацію електроустановок.

Висновки до розділу 6

У розділі було розглянуто комплекс заходів, що забезпечують охорону праці та безпеку експлуатації електричних мереж. У першому підпункті було показано, що дотримання загальних вимог електробезпеки є базовою умовою безпечної роботи персоналу. Використання захисного заземлення, ізоляції струмоведучих частин, засобів індивідуального захисту та релейного захисту відповідає вимогам ПУЕ, ДСТУ та міжнародних стандартів ІЕС і гарантує зниження ризику ураження електричним струмом.

У другому підпункті було встановлено, що своєчасне утримання протипожежних систем, забезпечення вільних евакуаційних шляхів, правильне зберігання горючих матеріалів та оснащення приміщень первинними засобами пожежогасіння є необхідними заходами для запобігання пожежам. Заходи цивільної оборони, включаючи системи оповіщення та навчання персоналу, підвищують готовність до надзвичайних ситуацій і забезпечують захист працівників та населення.

У третьому підпункті було виконано розрахунок заземлювального пристрою для цеху розміром 60×40 м у мережі 10 кВ. Отримане значення опору заземлення $R_{зпф}=1,47 \text{ } \Omega$ є меншим за нормативне $R_{зп2}=4 \text{ } \Omega$, що підтверджує правильність вибору контурного заземлення та його відповідність вимогам ПУЕ. Це гарантує надійний захист персоналу від ураження електричним струмом і безпечну експлуатацію електроустановок.

Таким чином, розділ 6 доводить, що комплексне застосування заходів електробезпеки, пожежної безпеки та цивільної оборони, а також правильний розрахунок заземлювальних пристроїв є необхідною умовою для безпечної роботи персоналу та стабільної експлуатації електричних мереж. Це забезпечує захист життя і здоров'я працівників, зменшує ризик аварій та відповідає сучасним нормативним вимогам.

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 001 ПЗ	Арку
Зм	Арк.	№	Підпис	Дат		

ВИСНОВКИ

У бакалаврській кваліфікаційній роботі вирішено актуальне науково-прикладне завдання – підвищення ефективності розподільних електричних мереж напругою 10 кВ шляхом зниження втрат електроенергії та забезпечення надійності роботи обладнання.

Проаналізовано сучасний стан і навантаження мережі. Установлено, що мережі 10 кВ характеризуються фізичним зносом обладнання, перевантаженням окремих ділянок та підвищеними втратами електроенергії (10–12 %). Розрахунок навантажень досліджуваного району показав зростання з 4,9 МВт до 5,5 МВт протягом п'яти років, що обґрунтувало необхідність урахування перспективних навантажень при виборі обладнання та модернізації мережі.

За результатами аналізу пропускної здатності обрано перерізи й марки проводів (АС-120, СІП-3 120), за яких сумарне падіння напруги становить 4,2 % і не перевищує нормативних 5 %. Розрахунок втрат показав сумарні втрати потужності близько 12 кВт та річні втрати електроенергії 48 МВт·год; балансовий метод підтвердив, що основна частка втрат припадає на зовнішню та внутрішньобудинкову мережі. Обґрунтовано застосування компенсації реактивної потужності за допомогою конденсаторних батарей: підвищення коефіцієнта потужності з 0,7 до 0,95 знижує струми в лініях і втрати активної енергії на 25–30 %. Саме раціональний вибір параметрів ліній разом із компенсацією реактивної потужності забезпечує зниження втрат і підвищення ефективності мережі.

Виконано розрахунок струмів короткого замикання у мережі 10 кВ методом відносних одиниць: трифазний струм КЗ на шинах РП становить 3,17 кА, ударний струм – 8,08 кА, потужність КЗ – 57,7 МВ·А, а тепловий імпульс $W_k = 5,54 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$ відповідає мінімальному перерізу провідника 26,1 мм². Ці значення стали вихідними даними для вибору апаратів.

На основі розрахованих струмів КЗ обрано та перевірено комутаційні апарати класу напруги 10 кВ. Вакуумні вимикачі типу Siemens 3AH5 перевірено за п'ятьма умовами (за напругою, номінальним струмом, струмом відключення, електродинамічною та термічною стійкістю) – усі умови виконуються із запасом.

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 001 ПЗ	Арку
Зм	Арк.	№	Підпис	Дат		

Обрано трансформатори струму ТПОЛ-10 для кіл вимірювання та релейного захисту, а також обмежувачі перенапруги ОПН-10/11,5 для захисту ізоляції від грозових і комутаційних перенапруг. Це гарантує надійне відключення аварійних режимів і захист обладнання.

Розроблено систему релейного захисту та автоматики ліній 10 кВ з максимальним струмовим захистом, струмовою відсічкою та застосуванням мікропроцесорного пристрою, що забезпечує селективне відключення пошкоджених ділянок, скорочення тривалості перерв електропостачання та автоматичне відновлення живлення – і тим самим підвищує надійність роботи мережі.

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 001 ПЗ	Арку
Зм	Арк.	№	Підпис	Дат		

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. ПУЕ. Правила улаштування електроустановок. – Київ: Мінпаливенерго України, 2017.
2. Козловський В. І. Електричні мережі та системи: навчальний посібник. – Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2020.
3. Петренко А. В. Сільські електричні мережі: проблеми та перспективи. – Київ: НУБіП України, 2022.
4. Державна служба статистики України. Енергетичний баланс України за 2023 рік. – Київ: Держстат, 2024.
5. Макаревич С. С. Сучасні методи підвищення ефективності розподільних електричних мереж. – Київ: НУБіП України, 2024.
6. Дьяков А. В. Повітряні лінії електропередачі: навчальний посібник. – Харків: ХНЕУ, 2019.
7. ДСТУ EN 50160:2014. Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загального користування. – Київ: Мінекономрозвитку України, 2014.
8. Котляревський О.М. Електричні мережі та системи: навч. посіб. – Київ: Либідь, 2018. – 412 с.
9. IEEE Std 100-1993. The IEEE Standard Glossary of Power Distribution and Utilization Terms. – New York: IEEE, 1993.
10. Електричні мережі та системи: навчальний посібник. – Харків: ХНУРЕ, 2019. – 368 с.
11. Кузнецов В. І. Релейний захист та автоматика електричних систем: навч. посіб. Київ: НТУУ «КПІ», 2018. 312 с.
12. Беляєв С. М. Теорія релейного захисту: монографія. Харків: ХНУРЕ, 2016. 280 с.
13. ДСТУ EN 60255-1:2016. Релейний захист та автоматика. Загальні вимоги. Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2016. 45 с.
14. ДСТУ ІЕС 61850:2014. Комунікаційні мережі та системи для автоматизації електроенергетики. Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2014. 120 с.

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 001 ПЗ	Арку
Зм	Арк.	№	Підпис	Дат		

15. Гончаренко О. В. Електричні мережі та системи. Львів : Видавництво ЛНУ, 2019. 256 с.
16. Соколов В. П. Захист трансформаторів: теорія і практика. Дніпро : ДНУ, 2015. 198 с.
17. Петров І. М. Автоматика електричних мереж. Одеса : ОНПУ, 2017. 210 с.
18. ДСТУ 8302:2015. Інформація та документація. Бібліографічне посилання. Загальні положення та правила складання. Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2016. 17 с.
19. Закон України «Про охорону праці». Відомості Верховної Ради України. – Київ, 1992.
20. НПАОП 40.1-1.21-98. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів. – Київ: Держнаглядохоронпраці, 1998.
21. Правила улаштування електроустановок (ПУЕ). – Київ: Мінпаливенерго України, 2010.
22. ДСТУ EN 50110-1:2014. Експлуатація електроустановок. – Київ: ДП «УкрНДНЦ», 2014.
23. ДСТУ ІЕС 60255. Релейний захист та автоматика. – Київ: ДП «УкрНДНЦ»,
24. ДСТУ ІЕС 61000. Електромагнітна сумісність. – Київ: ДП «УкрНДНЦ»,
25. ДСТУ ІЕС 61850. Комунікаційні мережі та системи для автоматизації електроенергетики. – Київ: ДП «УкрНДНЦ», 2017.
26. Закон України «Про пожежну безпеку». – Київ: Верховна Рада України,
27. НПАОП 40.1-1.32-01. Правила пожежної безпеки для енергетичних підприємств. – Київ: Держнаглядохоронпраці, 2001.
28. НАПБ Б.03.002-2007. Визначення категорій приміщень за вибухопожежною та пожежною небезпекою. – Київ: МНС України, 2007.
29. НАПБ Б.03.001-2004. Типові норми належності вогнегасників. – Київ: МНС України, 2004.
30. Кодекс цивільного захисту України. – Київ: Верховна Рада України, 2012.

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 001 ПЗ	Арку
Зм	Арк.	№	Підпис	Дат		