

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
ПОЛІСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Факультет інженерії та енергетики

Кафедра електрифікації, автоматизації виробництва та інженерної екології

Кваліфікаційна робота  
на правах рукопису

**Колебанов Нікіта Сергійович**

УДК 621.359.4

## КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

Аналіз використання сучасних пристроїв релейного захисту та автоматики в  
міських електричних мережах  
(тема роботи)

141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

(шифр і назва спеціальності)

Подається на здобуття освітнього ступеня магістр

Кваліфікаційна робота містить результати власних досліджень.  
Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на  
відповідне джерело

Колебанов Н. С.

(підпис, ініціали та прізвище здобувача вищої освіти)

Керівник роботи

Ярош Ярослав Дмитрович

(прізвище, ім'я, по батькові)

д.т.н., професор кафедри електрифікації,  
автоматизації виробництва та інженерної екології

(науковий ступінь, вчене звання)

Житомир – 2023

## АНОТАЦІЯ

Колебанов Н. С. Аналіз використання сучасних пристроїв релейного захисту та автоматики в міських електричних мережах . Кваліфікаційна робота на здобуття освітнього ступеня магістра за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка – Поліський національний університет, Житомир, 2023.

Основною метою кваліфікаційної роботи є всесторонній аналіз використання сучасних пристроїв релейного захисту та автоматики в міських електричних мережах та рекомендації по їх впровадженню.

Цілі роботи. Визначити основні напрямки модернізації системи релейного захисту і автоматики в міських електричних мережах за рахунок впровадження сучасних цифрових мікропроцесорних пристроїв.

**Ключові слова:** релейний захист, міська розподільча мережа, мікропроцесорні технології.

## ABSTRACT

Kolyebanov N. S. Analysis of the use of modern devices of relay protection and automation in urban electrical networks. Qualification work for obtaining a master's degree in specialty 141 - Electric power, electrical engineering and electromechanics - Polissia National University, Zhytomyr, 2023.

The main goal of the qualification work is a comprehensive analysis of the use of modern devices of relay protection and automation in urban electrical networks and recommendations for their implementation.

Whole works. To determine the main directions of modernization of the relay protection system and automation in city electric networks due to the introduction of modern digital microprocessor devices.

**Key words:** relay protection, urban distribution network, microprocessor technologies.

## ЗМІСТ

ВСТУП	4
РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ПОТОЧНОГО СТАНУ СИСТЕМИ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ЩО ЗНАХОДЯТЬСЯ В ЕКСПЛУАТАЦІЇ В МІСЬКИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ	7
1.1 Аналіз структури та особливостей побудови та конструктивного виконання міських електричних мереж	7
1.2 Сучасні тенденції побудови інтелектуальних систем електропостачання і пристроїв релейний захисту і автоматики міських електричних мереж	13
Висновки по розділу 1	19
РОЗДІЛ 2. ДОСЛІДЖЕННЯ СУЧАСНИХ МІКРОПРОЦЕСОРНИХ ПРИСТРОЇВ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ І АВТОМАТИКИ	20
2.1 Порівняльний аналіз електромеханічних і мікропроцесорних реле	20
2.2 Мікропроцесорні засоби релейний захисту	21
2.3 Мікропроцесорний релейний захист для інтелектуальної мережі	23
2.4 Інформаційна безпека релейного захисту та автоматики енергетичних об'єктів	26
2.5 Порівняльний аналіз функціоналу мікропроцесорних блоків релейного захисту	28
Висновки по розділу 2	31
РОЗДІЛ 3. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ МОЖЛИВОСТІ ЗАСТОСУВАННЯ ОБРАНИХ ПРИСТРОЇВ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ В МІСЬКИХ РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖАХ	34
3.1 Параметри системи електропостачання	34
3.2 Аналіз нормальних режимів контрольованої мережі	34
3.3 Струми короткого замикання	35
3.4 Розрахунок струмів короткого замикання	39
Висновки по розділу 3	48
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	49
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	51

## ВСТУП

Живлення споживачів, що знаходяться на території міст, здійснюють спеціальні електричні мережі, які відрізняються від електричної мережі енергетичної системи. Вони мають свої характерні особливості. У нинішній час ці мережі формують особливі системи електропостачання міст.

Система електропостачання міста складається з електричних мереж різних напруги. Ці мережі розташовуються на території міста і забезпечують безперебійне електропостачання споживачів електричної енергії. Мережі напругою 35 - 110 кВ і вище відносяться до живильних мереж, а напругою 0.4 і 6 - 10 кВ до розподільчих мереж. У систему електропостачання міста входять електричні мережі 35 - 110 кВ для електропостачання великих споживачів. Вони в свою чергу пов'язані з мережами 220 - 330 кВ енергосистеми. Живлення більшості споживачів здійснюється розподільчою мережею напругою 6 - 10 кВ, а для живлення побутових споживачів використовується напруга 0.4 кВ.

Безперервний зріст енергоспоживання міст вимагає постійного розвитку та покращення електричних мереж. Це тягне за собою неминучий зростання та розгалуженість електричної мережі. Все це обумовлює зростаючу кількість аварій внаслідок дій зовнішніх та внутрішніх факторів, таких як погодні явища, старіння фондів і невірні дії оперативного персоналу. У результаті аварій, відбувається порушення нормальної роботи частини або всієї міської мережі, що супроводжуються недовідпусткою електричної енергії споживачам та зниженням її якості, що спричиняє собою матеріальну шкоду в вигляді недовідпустки продукції або руйнування основного устаткування. Для ліквідації більшості аварій та недопущення їх розвитку необхідно швидко відключення пошкодженого ділянки електричної мережі при допомоги пристроїв релейного захисту.

Найважливішим видом електричної автоматики є релейний захист, без її неможлива нормальна і надійна робота нинішніх електричних мереж. За рахунок її здійснюється постійний контроль за станом і режимом роботи

всіх частин мережі і в випадку виникнення дефекту або порушення режиму роботи.

За весь час розвитку релейного захисту алгоритми їх роботи не змінилися, змінилися лише елементна база та методи реалізації захистів. Пристрої на мікропроцесорній базі мають свої особливостями. Вони компактні. Спеціальне програмне забезпечення реалізує роботу логіки цих пристроїв. А конструктивно їх виконують з одного або кількох мікропроцесорів, вихідних реле, вимірювальних перетворювачів і дискретні входи. Такий варіант виконання дозволив розподілити в одному корпусі різні види захистів і зв'язати їх на програмному рівні, що дозволило зменшити витрати на матеріали для їх виготовлення та встановлення. Крім цього, зменшилися габаритні розміри пристрої і його енергоспоживання. Конструкція цифрових захистів дозволяє уніфікувати ці пристрої та випускати їх з однотипним програмним забезпеченням.

**Актуальність роботи** полягає в тому, що, хоча відсоток електромеханічних реле достатньо високий, але все одно спостерігається тенденція до їх поступового витіснення та переходу на більш сучасні пристрої захисту. Це пов'язано з тим, що випуск електромеханічних реле практично зупинено, а реле, що перебувають в експлуатації, вже морально і фізично застаріли і з кожним роком відсоток аварій через неправильних дій електромеханічної релейний захисту буде тільки рости.

**Метою роботи** є всесторонній наліз використання сучасних пристроїв релейного захисту та автоматики в міських електричних мережах та рекомендації по їх впровадженню.

**Об'єкт дослідження:** міські електричні мережі.

**Цілі роботи.** Визначити основні напрямки модернізації системи релейного захисту і автоматики в міських електричних мережах за рахунок впровадження сучасних цифрових мікропроцесорних пристроїв.

**Методи дослідження.** Для досягнення поставленої мети та рішення задач використовувалися методи: теорії електричних ланцюгів, теорії подоби та моделювання процесів електричних мереж, теорія диференціальних рівнянь Розрахунки та математичне моделювання виконувалися в програмному середовищі MATLAB.

**Перелік публікацій автора за темою дослідження :**

Ярош Я. Д., Колєбанов Н. С. АНАЛІЗ СУЧАСНИХ ВІТЧИЗНЯНИХ МІКРОПРОЦЕСОРНИХ ЗАСОБІВ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ

Матеріали VII Міжнародна науково-практичної конференції «Біоенергетичні системи» 15-17 листопада 2023 року. Житомир: Поліський національний університет, 2023.- С 47-49.

Ярош Я. Д., Колєбанов Н. С. СУЧАСНІ ТЕНДЕНЦІЇ ПОБУДОВИ ІНТЕЛЕКТУАЛЬНИХ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ І ПРИСТРОЇВ РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТУ І АВТОМАТИКИ МІСЬКИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

Матеріали науково-практичної конференції науково-педагогічних працівників, докторантів, аспірантів та молодих вчених факультету інженерії та енергетики «НАУКОВІ ЧИТАННЯ – 2023». 25 жовтня 2023 р. Житомир: Поліський національний університет, 2023.- С 106-108.

Колєбанов Н. С. АНАЛІЗ СТРУКТУРИ ТА ОСОБЛИВОСТЕЙ ПОБУДОВИ ТА КОНСТРУКТИВНОГО ВИКОНАННЯ МІСЬКИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

Матеріали міжнародної науково-практичної конференції «Інженерні процеси та системи» 14-15 червня 2023 року. Житомир: Поліський національний університет, 2023.- С 47-51.

## РОЗДІЛ 1

### АНАЛІЗ ПОТОЧНОГО СТАНУ СИСТЕМИ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ЩО ЗНАХОДЯТЬСЯ В ЕКСПЛУАТАЦІЇ В МІСЬКИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

#### **1.1 Аналіз структури та особливостей побудови та конструктивного виконання міських електричних мереж**

«Система електропостачання міста – це група електричних станцій, знижуючих і перетворювальних підстанцій, живильних і розподільчих ліній» [4].

Мета системи електропостачання міст є оснащенням електроенергією всіх споживачів міських електричних мереж: компаній, електрифікованого міського транспорту, публічних будівель і споруд, житлових районів, електричного освітлення і інших споживачів міста та довколишніх приміських зон.

Системи електропостачання міста його структура, схеми і параметри формуються з обліком природних умов району, технічних характеристик живильної електроенергетичної системи, технологічного складу покупців електроенергії і генерального проекту забудови і структури міста.

Система електропостачання повинна мати окремий план розвитку як по трансформаторній потужності підстанцій і пропускній можливості ліній електропередач, так і по напрузі мереж живлення.

Електричні мережі повинні робитися з урахуванням максимального оснащення економічності, необхідної надійності електропостачання, дотримання певних норм якості електроенергії, надійності обслуговування і потенціалу майбутнього розширення та розвитку.

Електричні мережі напругою 110 кВ і вище є джерелами живлення міст і складаються, як правило, з теплоелектроцентралей та понижуючих вузлових підстанцій (ПВП), електроенергетичних систем у тому числі кільцевих мереж з основними підстанціями, лініями і підстанціями глибокого введення (ПГВ).

«Організація живильних мереж напругою 110 кВ і вище повинна задовольняти наступним вимогам[4]:

- схема повинна припускати спорудження більше двох підстанцій з вищою напругою 110 кВ і вище, які живляться від енергосистеми;
- лінії зв'язку з енергосистемою повинні примикати більш ніж до двох зовнішніх регіонально рознесених енергоджерел і розташовуватися, як правило, по різних трасах;
- загальне число і пропускна потужність ліній зв'язку з енергосистемою повинні перебувати з урахуванням забезпечення живлення міста без обмежень при вимкненні одної з живильних ліній електропередач;
- пристрій схеми повинен надавати обмеження транзитних перетікань через міську систему електропостачання» [4].

ГПП, ПГВ та РП у містах використовуються як пункти прийому та перетворення електричної енергії. ГПП, як і ПГВ здійснюють прийомта перетворення електричної енергії від джерел живлення на високому класі напруги 110-220 кВ. Для живлення енергоємних ділянок міста будуються ПГВ.

Використання напруги 35 кВ підвищує капіталовкладення і втратив мережах. У результаті в проєктованих системах електропостачання міста відмовляються від його використання. Переважною системою електропостачання міських мереж є 110/10 кВ або 220/10 кВ.

Мережі 110 і 220 кВ виробляються в вигляді дволанцюгового кільця, навколишнього міста та виконує роль збірних шин. Кабельні лінії 110 кВ виконують глибокі введення в райони з щільної забудовою. При відключенні різних елементів мережі пропускна здатність кільця 110 кВ повинна гарантувати перетікання потужності в нормальному і післяаварійному режимах. Для розподілу потужності в кільці необхідно чергувати приєднання центрів живлення до мережі 110 кВ і підстанціям 110/10 кВ. Дана схема надає можливість подальшого розширення без кардинальних змін.

### **1.1.1 Схеми міських мереж**



«До міських електричних мереж належать [4]:

- електропостачальні мережі напругою 110 - 220 кВ і вище, в тому числі кільцеві мережі з ПС, лінії та ПГВ;
- живильні мережі 10 кВ. Живильні лінії від ЦП до РП;
- розподільчі мережі напругою 10 кВ, в том числі РП, ТП, лінії, з'єднуючі ЦП з РП і ТП, лінії, з'єднуючі ТП між собою, живлячі лінії компаній, що знаходяться на території міста;
- споживчі мережі напругою до 1 кВ. Лінії 0.4 кВ від шин ПП до ГРЩ» [4].

Для збереження архітектурно-естетичного виду, а також дуже невелика територія і стиснуті умови міський забудови встановлюють умови необхідності будівництва підстанцій закритого типу.

Одним із головних питань при побудові схеми електропостачання міста представляється найменше число трансформацій, це означає що число перетворень між електропостачальною і споживчою мережами повинно бути мінімальним.

Схема електропостачання міста повинна забезпечувати можливість поетапного її розвитку. При конструюванні системи електропостачання міста потрібно використовувати легкі схеми як живлячих, так і розподільчих мереж. Підстанції необхідно розміщувати в центрах електричних навантажень споживачів.

Для більшості міст система напруг 110/10 кВ та 220/10 кВ є найбільш доцільною, а для найбільших міст система 330/110/10 кВ.

### **1.1.2 Електропостачальні мережі**

«Мережі 110 кВ та вище великих міст мають бути прив'язані до мережі зовнішнього електропостачання з двома чи більше незалежними джерелами живлення енергосистеми через різноманітні опорні підстанції. Ці підстанції, одержують електроенергію від джерела живлення та розподіляють її по кільцевій або магістральної мережі та ПГВ. ОПС рекомендовано

розміщувати в інших місцях кільцевий мережі. Лінії зв'язку кільцевий мережі з ОПС енергосистеми у всіх варіантах повинні вибудовуватися різними трасами» [4].

«В мережах 110 кВ рекомендовано з'єднання до однієї лінії електропередачі з двостороннім живленням, як правило, трьох або більше підстанцій при умови збереження живлення споживачів при аварійному відключенні будь-якого ділянки лінії. При проектуванні схеми електропостачальних мереж великих міст в добавок до кільцевих магістральних мереж напругою 110 кВ та вище з двостороннім живленням міста необхідно враховувати спорудження ПГВ напругою 110 кВ та вище для живлення окремих районів міста, не охоплених кільцевою мережею позначеної напруги. Залежно від районних умов живлення ПГВ може враховуватися від різних секцій шин однієї чи різних ОПС, а також відгалуженнями від кільцевий мережі з двостороннім живленням. ПГВ потрібно виконувати двотрансформаторними з підключенням за схемою блоків лінія – трансформатор. Променева схема живлення ПГВ враховує використання простих схем первинної комутації» [7].

При розробці електропостачальних мереж необхідно гарантувати обмеження транзитних перетікань через міську систему електропостачання.

### **1.1.3 Живильні і розподільчі мережі 10 кВ**

«Напруга 10 кВ прийнята як основна середня напруга живильних і розподільчих міських електричних мереж. Живильні мережі складаються з ліній електропередачі від шин 10 кВ опорних підстанцій або

підстанцій глибокого введення до шин 10 кВ розподільчих пунктів та зв'язків між розподільчими пунктами. Шини 10 кВ опорних підстанцій або підстанцій глибокого введення які ще називають центрами живлення. Завдання живильних електричних мереж - це концентрована передача потужності на розподільні пункти до районів, віддалених від центрів живлення зазначених підстанцій. Розподільні пункти здійснюють прийом електричної енергії від центрів живлення і її розподіл на напрузі 10 кВ» [7].

Раціональність споруди розподільчих пунктів напругою 10 кВ повинна формулюватися в кожному певному випадку техніко- економічними розрахунками та за умови, що навантаження на їх шинах не менше 7МВт. Живлення розподільчих пунктів повинно реалізовуватися по променевим взаємно резервованим лініям, підключеними до різних секцій центрів живлення. РП на 10 кВ виконуються зазвичай з однією секційованою системою збірних шин. На СВ повинно встановлюватися пристрій АВР.

Розподільні мережі - мережі від шин 10 кВ РП до РТП10/0.4 кВ.

Розподільна мережа 10 кВ це поєднання радіальних, кільцевих і променевих (магістральних) схем живлення міських розподільчих підстанцій.

Для електропостачання споживачів першої категорії рекомендовано наступні схеми:

- радіальні;
- двопроренева з одностороннім живленням;
- двопроренева з двостороннім живленням.

«Для електропостачання споживачів особливою групи або першою категорії рекомендована двопроренева схема з двостороннім живленням, але необхідно підключення взаємно резервуючих ліній 10 кВ до різних незалежних ДЖ. Крім цього, на СВ РУ 0.4 кВ двотрансформаторних ТП має бути встановлений пристрій АВР. Поєднання петльових та кільцевих схем 10 кВ вважається головним принципом формування розподільчою мережі 10 кВ для електроприймачів другої категорії, це забезпечує двостороннє живлення кожної трансформаторної підстанції, і петльових схем 0.4 кВ. Для електропостачання ділянок міста з електроприймачами першої та другої категорій рекомендовано використання на напрузі 10 кВ комбінованої петльовий двопрореневий схеми з двостороннім харчуванням. Поєднання петлевих ліній 10 кВ та радіальних ліній 0.4 кВ до споживачів є головним принципом формування розподільчою мережі 10 кВ для електроприймачів третьої категорії. Для електропостачання споживачів з електроприймачами

третьою категорії рекомендовано використання однострансформаторних підстанцій, що живляться по петльовим схемам» [7].

#### **1.1.4 Розподільні мережі 0.4 кВ**

До розподільних мереж 0.4 кВ відносяться мережі від шин 0.4 кВ РТП до ГРЩ будівель та споруд. ГРЩ необхідно встановлювати на в воді в будинок.

Введення ВРУ та ГРЩ, що здійснюють живлення електроприймачів першої і другий категорій необхідно виконувати від різних джерел, які в свою чергу приєднано до незалежних джерел живлення. Автоматика АВР повинно бути встановлено на секційному вимикачі складання 0.4 кВ двотрансформаторних ТП та на ВРУ, а на вводах живильних ліній ВРУ та ГРЩ повинні бути встановлені апарати релейної захисту.

Петльові схеми 0.4 кВ в поєднанні з петльовими схемами 10 кВ рекомендуються до застосування електроприймачів другої категорії. При цьому лінії 0.4 кВ можуть з'єднуватися з однією або декількома ТП.

Живлення електроприймачів третьою категорії рекомендовано здійснювати по лінії з одностороннім харчуванням.

Розподільні мережі 0.4 кВ необхідно виконувати з глухо заземленою нейтраллю.

#### **1.1.5 Опис об'єкта дослідження**

Об'єктом дослідження є ділянка міської електричної мережі що знаходиться в обслуговуванні АТ «СБК». Він включає в себе 2 підстанції з вищим напругою 110 кВ, кілька розподільчих пунктів і трансформаторних підстанцій з вищим напругою 10 кВ. Предметом дослідження є пристрої релейного захисту і автоматики, які перебувають в експлуатації в міських електричних мережах. Принципова схема ділянки електричної мережі представлений на рисунку 1.1

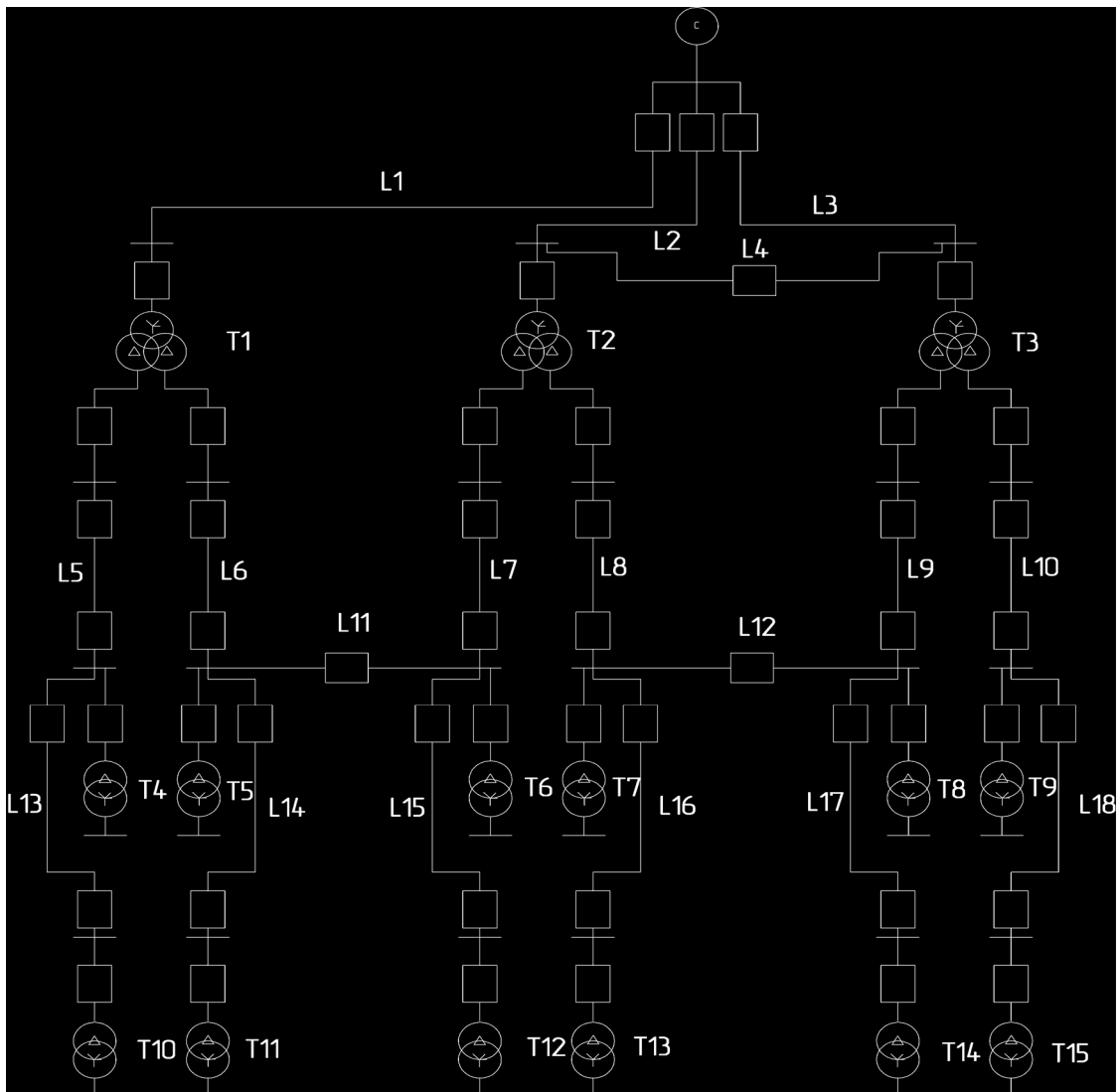


Рисунок 1.1 - Принципова схема електропостачання міської електричної мережі

## 1.2 Сучасні тенденції побудови інтелектуальних систем електропостачання і пристроїв релейний захисту і автоматики міських електричних мереж

Релейна захист і автоматика грають виключно важливу роль в запобіганні розвитку і ліквідації аварійних режимів електроенергетичних систем, забезпечення стійкості та живучості Єдиної енергетичної системи. Сучасний розвиток і ускладнення структури електричної мережі, використання інноваційних енергетичних і електромережових, а також інформаційно-комунікаційних технологій, в в тому числі для управління режимами, зміною вимог споживачів до режимів і керуючих впливів, обумовлюють

необхідність вдосконалення та розвитку системи РЗА, надання їй нових функцій та можливостей[6].

Викладені вище тенденції розвитку мережі характерні не тільки для нас, але і для кожною країни і кожного міждержавного електроенергетичного об'єднання. Крім цього, для кожною із них характерна своя специфіка, яка визначається масштабами території, технічними характеристиками енергосистеми, історією розвитку електроенергетики, кліматом, ідеологією управління та іншими факторами. Тому, аналізуючи і використовуючи світовий досвід і рекомендації по вдосконалення і розвитку принципів і технологій побудови систем РЗА майбутніх ЕЕС, необхідно враховувати зазначені специфічні фактори для України та її ЕЕС.

«Тенденції розвитку і зміни умов функціонування ЕЕС в перспективі зумовлюють суттєві трансформації їх структури, властивостей і режимів роботи. Ці трансформації обумовлені поряд об'єктивних факторів, які визначають вигляд ЕЕС майбутнього. Продовжується збільшення масштабів ЕЕС, розширення обслуговуваних ними територій, об'єднання для спільної роботи різних ЕЕС з формуванням міжрегіональних, міждержавних та міжконтинентальних енергооб'єднань. Зріст електроспоживання при розосередженні генеруючих джерел і споживачів по території наводить до підвищення щільності передавальних і розподільчих електричних мереж. Електроенергетичні системи в все більшій мірі набувають функції клієнтоорієнтованих інфраструктурних систем, які можуть надавати споживачеві електроенергію в необхідному місці, необхідних якості і надійності електропостачання і по прийнятною ціні для забезпечення зростання комфорту життя і продуктивності праці при глибокій електрифікації промисловості та побуту. Триває розвиток агломерацій навколо великих міст, обумовлених формуванням в них центрів державного і господарського управління, зосередження в них високотехнологічних виробництв, фінансових ресурсів, креативних груп населення, науково-освітнього кластерів. Це наводить до збільшення концентрації

складнозамкнених електричних мереж енергопостачання мегаполісів зі специфічними проблемами щодо реалізації та налаштування пристроїв РЗА. Одночасно з цим зберігається тенденція деурбанізації міських поселень, включаючи винос за межі міської забудови промислового виробництва та розвиток індивідуального малоповерхового будівництва житла»[8].

Потреба в малих джерелах електроенергії для індивідуального житла, доцільність заміни старих комунальних котелень сучасними малими ТЕЦ у зв'язку з появою нових високоефективних газотурбінних, газопоршневих, парогазових і паротурбінних технологій виробництва електроенергії на малих генеруючих установках, гнучко адаптуючих ЕЕС і споживачів до невизначеності попиту на електроенергію, ведуть до розширення використання агрегатів розподіленої генерації, мережевих та приватних накопичувачів електроенергії. Ця сфера розвитку розподіленою генерації енергії є найбільш прийнятною для наших умов. Свій внесок у розширення використання розподіленої генерації внесуть джерела електроенергії на поновлюваних енергетичних ресурсах, найбільш перспективних для віддалених ізольованих районів електропостачання. Нові високоефективні технології набувають все більшого поширення і для великих джерел електроенергії» [8].

«Структура майбутніх ЕЕС повинна включати три взаємопов'язаних підсистеми: великі генеруючі джерела і основна системоутворююча передавальна електрична мережа напругою 220 кВ і вище (Супер-підсистема); міні-установки розподіленою генерації, що підключаються до вузлів розподільчої електричної мережі на напрузі 6 - 110 кВ (Міні-підсистема); мікро-установки генерації електроенергії (газові і газопоршнєві мікро-турбіни, сонячні фото-панелі і ін), що підключаються до електричної мережі на напругах 0.4 - 10 кВ в житлових будинках, офісних приміщеннях і на підприємствах (Мікро-підсистема). Спільна робота майбутніх супер-, міні- і мікро-підсистем в складі технологічно єдиною ЕЕС породжує кілька особливостей. Багато міні- і, особливо, мікро-газотурбінні установки

працюють на вищій в порівнянні з промислової частоті і підключаються до системи через випрямно-інверторні блоки. Аналогічне підключення мають вітроагрегати і сонячні панелі. При масовому використанні в ЕЕС таких генеруючих установок суттєво зміняться частотні характеристики енергосистеми. Установки розподіленою генерації мають малі по порівнянні з традиційними генераторами великий потужності постійні інерції ротора та спрощені системи регулювання, що створює проблеми з забезпеченням стійкості ЕЕС. Підключення установок розподіленою генерації до розподільчої електричної мережі радикально змінює її (міні- і мікро- підсистем) властивості і вимагає застосування засобів забезпечення нормального її функціонування, аналогічних використовуваним в основній передавальній електричній мережі (супер-підсистемі)» [10].

«Суттєво зміниться у майбутньому й електрична мережа. У передавальній електричній мережі отримають поширення керовані електропередачі постійного струму. Ці електропередачі, а також широке застосування пристроїв, формують на основі використання силовий електроніки гнучкі електропередачі змінного струму FACTS, вимірювань векторних величин PMU, ефективних інформаційно-комунікаційних технологій, радикальним чином підвищать керованість передавальної електричної мережі змінного струму. Нові технології, включаючи використання пристроїв FACTS, реклоузерів, PMU і інших, суттєво підвищать надійність і керованість передавальної електричної мережі. Спостерігається тенденція до зростання частки електроприймачів зі специфічними характеристиками навантаження. Це електроустановки, запитані через сучасні блоки живлення - випрямлячі плюс стабілізатори та випрямлячі плюс інвертори (частотно- регульований електропривод, комп'ютерна, офісна і побутова техніка, світлодіодне освітлення і т.п.). Відмінною їх особливістю є незмінна величина споживаної активною потужності при зміні в широкому діапазоні величини і частоти напруги в мережі живлення за рахунок зміни величини і форми споживаного струму. Споживачі з новими навантажувальними характеристиками, що



підключаються через перетворювачі, накопичувачі та мала генерація істотно змінять властивості та керованість майбутніх ЕЕС. У зв'язку з зміною властивостей майбутніх ЕЕС традиційні принципи управління режимами вимагатимуть суттєвою модифікації і розвитку» [10].

Розвиток майбутніх ЕЕС на технологічній базі інтелектуальної енергосистеми SmartGrid, дозволить нівелювати потенційно негативні тенденції у зміні властивостей ЕЕС за рахунок застосування інтелектуальних технологій і коштів управління режимами систем. Конкретизація відповідних завдань потребує додаткових досліджень. В той же час вже зараз виникають, а в майбутньому будуть загострюватися, нові проблеми, пов'язані з необхідністю посилення координації управління режимами ЕЕС на різних рівнях, включаючи споживачів електроенергії, підвищення ефективності і адаптивності управління, додання системі управління, включаючи РЗА, нових функцій та можливостей. Особливу гостроту мають питання забезпечення надійності функціонування самої системи управління режимами ЕЕС, включаючи питання інформаційні і кібербезпеки.

У зв'язку з поширенням та розвитком концепції інтелектуальної ЕЕС виникло поняття активною розподільчою електричної мережі, що володіє властивістю самовідновлення за допомогою реконфігурації топології з метою забезпечення електропостачання споживачів. Властивість самовідновлення може бути забезпечене шляхом використання реклоузерів і в розподільчою електричної мережі, не містить джерел розподіленою генерації. При наявності розподіленою генерації завдання забезпечення самовідновлення активною розподільчою мережі суттєво ускладнюється, з'являються її додаткові складові, пов'язані у тому числі з автоматизацією процесу синхронізації «острівів», на які розділилася система електропостачання в результаті аварії.

Очевидно, що для автоматичного самовідновлення активною розподільчою електричної мережі необхідна розробка відповідної автоматики, принципи побудови, структура і елементи реалізації якої

вимагають досліджень. За наявним до справжньому часу уявленням однієї з кращих є ієрархічна архітектура системи ПА активної розподільчої електричної мережі.

Свій внесок в формування принципів побудови системи ПА активної розподільчої електричної мережі внесе реалізація концепції віртуальної електростанції, яка передбачає інтеграцію джерел розподіленою генерації, накопичувачів електричної енергії і активних споживачів, в темпі процесу керуючих власним електроспоживанням, за допомогою загальної системи управління режимами цих об'єктів. В цілому, незважаючи на багато виконаних досліджень проблем формування принципів та засобів реалізації систем РЗА майбутніх активних систем електропостачання, ця область розробок для українських умов знаходиться в початковою її стадії[9].

Локальні електричні мережі та мікро-генерація (мікро-підсистема) цьому рівнем, як зазначено вище, відносяться системи електропостачання житлових будинків, офісних і торгово-розважальних комплексів, невеликих промислових підприємств, котеджних селищ і т.п., працюючих на напрузі 0.4-10 кВ електричної мережі та містять мікро-генераторні установки, а також накопичувачі електричної енергії невеликої потужності та енергоємності. За кордоном дослідження по формуванню майбутніх інтелектуальних мікро-підсистем і принципів та засобів реалізації систем РЗА для них, включаючи розробку систем SCADA/DMS та їх взаємодії з РЗА, проводяться дуже інтенсивно. Пропоновані підходи аналогічні попереднього рівня міні-підсистем. Розглядається координація дій систем РЗА та систем управління аварійними режимами загалом цих двох рівнів - міні-підсистем та мікро-підсистем.

Враховуючи важливу роль в майбутніх інтелектуальних системах РЗА інформаційно-комунікаційної складника, принципи і засоби захисту від кіберзагроз повинні охоплювати не тільки алгоритми самих пристроїв РЗА, виконаних на мікропроцесорній основі, а й весь тракт збору, обробки, передачі і уявлення поточною інформації, використовується для роботи

пристроїв ПАУ. Розвиток ЕЕС пов'язаний із зростанням їх масштабів, ускладненням структури, розширенням використання нових елементів з новими характеристиками, жорсткістю вимог споживачів до надійності електропостачання та якості електроенергії, що, як слідство, наводить до зміни властивостей ЕЕС та появи нових їх властивостей, ускладнення режимів роботи цих систем. Усе це вимагає модернізації і розвитку принципів, архітектури, коштів і технологій побудови та функціонування систем РЗА майбутніх ЕЕС.

### **Висновки по першому розділу**

1. Проаналізовано структури і особливості побудови і конструктивного виконання міських електричних мереж
2. Розглянуто пристрої релейного захисту та автоматики, що застосовуються в міських електричних мережах.
3. Розглянуто сучасні тенденції побудови інтелектуальних систем електропостачання і пристроїв релейний захисту і автоматики міських електричних мереж.

## РОЗДІЛ 2

### ДОСЛІДЖЕННЯ СУЧАСНИХ МІКРОПРОЦЕСОРНИХ ПРИБОРІВ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ І АВТОМАТИКИ

#### 2.1 Порівняльний аналіз електромеханічних і мікропроцесорних реле

В даний час актуальною проблемою електроенергетики залишається підтримка в працездатному стані діючих систем РЗА. У слідстві чого є тенденція переходу систем РЗА, реалізованою на електромеханічній базі, до мікропроцесорних блоків релейний захисту (БМРЗ). Це призводить до нових проблем та дискусій про доцільність такого переходу. Внаслідок чого виникає така проблема і в чому основні відмінності РЗ на електромеханічній базі від БМРЗ? Вимірювальні перетворювачі приймають в основному тільки два параметри: величину струму та величину напруги мережі. Для релейного захисту, заснованого на електромеханічній базі цих даних достатньо. Мікропроцесорні блоки на підставі аналізу двох параметрів видають та запам'ятовують ще декілька додаткових, даних, наприклад: причина відключення, час і, струм і тривалість аварійної ситуації, векторна діаграма напруг і струмів лінії в момент відключення, дата відключення. Але остаточне завдання даних пристроїв - це подати сигнал на вимкнення при аварії в мережі. Але чи так потрібні усі ці додаткові параметри і як виросте об'єм інформації яка підвищує якість роботи РЗ. Модернізація аналогових систем на мікропроцесорні пристрої приводить до значного ускладнення електротехнічного обладнання і підвищення експлуатаційних витрат. Якщо до функції моніторингу електрообладнання доповнити усіма традиційними функціями РЗ для підстанцій, можна уявити яку кількість функцій реалізовано в одному пристрої. Така велика кількість функцій знижує вартість релейний захисту, але і веде до зниження надійності релейний захисту через розширення використання БМРЗ, постійного ускладнення БМРЗ і збільшення кількості захисних функцій у одному блоці. Додавання

до БМРЗ нехарактерного релейного захисту функцій, наприклад, моніторинг стану електроустаткування. Застосування у БМРЗ недетермінованої логіки, суттєво зумовлює серйозність втрати контролю над діями РЗ. Збільшення застосування в БМРЗ вільно- програмованої логіки, призводить до значного зростання відсотка помилок штату і неправильним діям релейний захисту. Ускладнення перевірок справності та експлуатації РЗ у міру накопичення в одній енергосистемі різних типів БМРЗ різних виробників, що закуповуються за тендерами та різняться між собою конструкцією і програмним забезпеченням.

Через те, що стандартів, регулюючі єдині вимоги до конструкції та до програмного забезпечення БМРЗ на даний момент немає, на персонал організації збільшується інтелектуальна навантаження і як слідство наводить до значним економічним втрат. Розширення парку БМРЗ, суттєво знижує електромагнітну захищеність релейної захисту та енергосистеми.

У слідстві використання мереж Ethernet і Wi-Fi замість оптоелектронних кабелів у системах РЗ, зростає вразливості енергосистем до хакерських атак і тому чим більше використовується мікропроцесорна техніка, тим вище вразливість енергосистеми [18].

## **2.2 Мікропроцесорні засоби релейний захисту**

«Використання методів і технічних коштів оброблення інформації цифрової обчислювальної технікою в РЗА привело до створення інтегрованих комплексів, виконуючих всі функції традиційних пристроїв релейного захисту і мають широкі інформаційні властивості і сервісні можливості, які значно збільшуючими надійність і результативність функціонування технічних засобів автоматичного управління електроенергетичними установками. Багатообіцяючі цифрові мікропроцесорні комплекси релейний захисту зроблено в науково-виробничої фірмі (НВФ) «Евартіс» (м. Бровари), Товариство з обмеженою відповідальністю «Науково-виробниче підприємство «РЕЛСіС» (м.Київ), ТОВ «РЗА СИСТЕМЗ» (м. Харків) в вигляді різноманітних модифікацій

функціональних мікропроцесорних пристроїв релейний захисту і а розподільчих електричних мереж таких як РЗЛ-01, БЗУ-2-11.01(аналог БРМЗ «Мехатроніка»), РС83-А3 та ін." [13-15].

Виготовляються і поставляються на діючі енергооб'єкти найбільш перспективні прогресивні мікропроцесорні пристрої і системи релейного захисту і автоматики. управління і сигналізації.

«Розробляються і виробляються і інші типи мікропроцесорних пристроїв, що дозволяють реалізовувати комплексне обладнання електричних станцій, підстанцій, промислових підприємств та інших енергооб'єктів всіх рівнів напруги від 0.4 кВ пристроями релейний захисту і комплексами АСУ ТП. Базуються на нових досягнення інформаційних технологій вони повністю відповідають особливим вимогам української енергетики, доступні в обслуговування і легко впроваджуються в автоматизовані системи релейного захисту. управління і контролю підстанцій та електричної частини станцій будь-якого рівня» [17].

«Цифрові мікропроцесорні комплекси представляють собою інтелектуальні технічні засоби Вони мають важливі позитивні властивості, відсутні у аналогових пристроїв [11]:

- 2 багатофункціональність і малі розміри: одне цифрове вимірювальне реле замінює кілька аналогових;
- 3 дистанційні зміни і перевірка уставок з пульта управління оператора;
- 4 адаптація до режиму ЕЕС - автоматичне коригування уставок РЗА при зміні схеми та режиму роботи ЕЕС;
- 5 безперервна самодіагностика і висока апаратна надійність;
- 6 реєстрація і запам'ятовування параметрів аварійних режимів;
- 7 дистанційна передача оператору інформації про стан і спрацьовування пристроїв РЗА;
- 8 скорочення спеціального технічного обслуговування, періодичних перевірок налаштування та справності пристроїв РЗА» [11]

### 2.3 Мікропроцесорний релейний захист для інтелектуальної мережі

Захист енергосистеми в електроенергетиці спрямований на відключення несправної частини в електричній мережі від непошкодженої системи живлення. Селективність захисту включає в себе оптимальний вибір часу для будь-яких струмів замикання, з тим щоб скоротити поширення зонпошкоджень до мінімуму після усунення несправностей. Представлені і обговорено інноваційні методи і пристрої захисту, засновані на технології комп'ютерних реле і звітності. Крім того, пропонуються деякі процедури селективності і налаштування реле захисту. Основними типами мікропроцесорних електронних реле, проаналізованих в ході дослідження, були реле максимального струму, спрямовані і мінімальної напруги. У висновку, представлені і обговорені можливі майбутні розробки цифрових захистів.

Інтелектуальні мережі з масивним розподільчим генератором відновлюваних джерел, які явно не стабільні щодо їх потужності, генерують двоспрямований потік потужності, котрий може викликати зміни напрямку та величини струмів короткого замикання та, отже, створювати обурення при вимірі захисних реле. В цих умовах головними наслідками є [17]:

- 9 Втрата селективності.
- 10 Випадання генератора з основної мережі.
- 11 Наявність електромеханічних перехідних процесів та динамічна нестабільність.

Несподіване «просаджування», іноді зване втратою живлення, зазвичай тягне у себе те, що ізольований генератор продовжує подавати локальні навантаження.

Крім того, генератор може генерувати підвищену напругу в певних вузлах мережі, що створює проблеми у підтримці номінального напруги в допустимих межах, іноді також в вузлах, обладнаних трансформаторами з пристроями РПН, які, як правило, здатні регулювати Напруга, В діапазоні  $\pm$

10%.

Наявність, як генератора, так і нелінійних навантажень також створює проблеми з якістю електроенергії, особливо коли реле призначені для роботи з Основний частотою струму короткого замикання.

Інші реле, схильні до значних спотворень форми хвилі, - це розчеплювачі з негативною послідовністю навантаження по струму, які можуть сприймати THD набагато нижче 20%.

Необхідно також розглянути ще одну проблему, пов'язану із захистом інтелектуальних мереж, а саме автоматичну реконфігурацію мережі після усунення несправного сегменту лінії, що є необхідною умовою для відновлення електричних служб. Реконфігурація мережі здійснюється за допомогою дистанційно керованих АПВ та автоматичних вимикачів, які, як правило, належним чином керуються системою SCADA або краще системою управління розподілом (СУР) для швидких дій щодо відновлення, спрямованих на скорочення розширення зони ушкоджень [17].

Для запобігання змінам, що стосуються конфігурації та умов роботи інтелектуальної мережі, можна, застосовувати процедури адаптивний захисту, які вимагають ієрархічної конфігурації ліній зв'язку (переважно оптоволокно) для обміну інформацією з мережевими комп'ютерами та іншими інтелектуальними пристроями.

Цифрова захист складається з підсистем з чітко певними функціями.

У загальній схемі обчислювальний процесор є центральним, оскільки він відповідає за обробку, зберігання і спільне використання даних з периферійними інтерфейсів.

Зазвичай входи реле є сигналами напруг і струмів, часто одержувані від трансформаторів струму та напруги, які повинні належним чином оброблятися і оцифровуватися з допомогою відповідних аналого-цифрових перетворювачів.

Як правило зв'язок між різними чутливими пристроями здійснюється за допомогою протоколу MODBUS. Цей протокол, розміщений на рівні 7 OSI



(рівень програми). Різні типи реалізації протоколу Modbus показано нижче[10,17]:

12 TCP / IP -ETHERNET.

13 Послідовна асинхронна передача з різними опорами (EIA / TIA 232 E, EIA / TIA 422, EIA / TIA 485 A, оптичне волокно, радіо тощо. Д.).

14 MODBUS PLUS з швидким виділеним каналом.

У галузі розподілу електроенергії час радикальних змін в ефективності, надійності і безпеки прийшло, і промисловість тепер готова інвестувати у розробку передових технологій, необхідних для вдосконалення нових інтелектуальних мереж. Насправді ними необхідно керувати і контролювати з допомогою передових цифрових технологій, які включають фазове управління, централізоване і інтегроване управління напругою і VAR, автоматизацію мережі, розширений моніторинг та діагностику.

Очікувані покращення вплинуть на якість і безпеку мережі, і будуть перевірені з допомогою віддаленого контролю в реальному часу, здійснюваного з допомогою нових систем зв'язку з використанням розширеного шифрування.

У поєднанні з новими завданнями, пов'язаними з необхідністю захисту навколишнього середовища і одночасним забезпеченням необхідною енергії, безліч нових технологій скоро змінять традиційні основи електророзподілу, в том числі системи захисту електроживлення. Деякі з технологій, необхідних для впровадження інтелектуальних мереж, вже доступні на ринку.

Базові системи ДКЗД (диспетчерський контроль і збір даних) фактично еволюціонували в бік СУР (система управління розподілом), а геопросторові інформаційні системи (ГІС) можуть бути інтегровані із системами управління аварійними ситуаціями (СУАС). Нові удосконалені датчики дозволяють проводити точні оцінки продуктивності мережі в реальний час.

Удосконалені вимірювальні інфраструктури (ВІ) у поєднанні з системами виявлення збоїв, ізоляції і відновлення (ВЗІВ) являють собою потужний засіб

для скорочення як СЗЧПС (середнього значення частоти переривань в системі), так і ІСППС (індекс середньої тривалості переривань за системою). З іншого боку, на відміну від оціночних наближених методів, використаних в минулому, справжня точність звітів про відключення може збільшити ІСППК (індекс середньої тривалості переривання від клієнта), в то час як швидка автоматична реставрація послуг може спричинити перенесення подій в ІЧМП (Індекс частоти миттєвого переривання) [9].

Це може привести до подальшим інвестиціям в дослідження, спрямовані на підвищення якості і надійності енергосистеми.

Важлива, поки що невирішена проблема з інтелектуальними мережами пов'язана з нинішньої критичністю мережевих інфраструктур для поновлюваних джерел енергії і розподіленою генерації. Насправді перемешування великих поновлюваних джерел енергії в поєднанні з обов'язково розподіленим типом створює ще одну проблему, а саме управління потужністю, поточну назад і вперед уздовж мережі. Ця проблема також впливає на струми ушкодження і, отже, роботу систем захисту. Можливі рішення можна знайти з поліпшенням цифрових захистів.

#### **2.4 Інформаційна безпека релейного захисту та автоматики енергетичних об'єктів**

Тема цифрових підстанцій в останнє час отримала бурхливий розвиток. Характерна риса цифрових підстанцій - це створення на них базі комп'ютерного комплексу з об'єднанням всього функціоналу УРЗА та АДУ, що дозволяє зменшити аналогові і дискретні зв'язки систем моніторингу та управління.

Проблема кібербезпеки енергооб'єкта складається в тому, що з використанням цифрових технологій і стандарту МЕК 61850 усі дані пристроїв енергооб'єкта можуть бути доступні стороннім особам. Через те, що стандарт МЕК 61850 найкраще реалізований по каналу Ethernet, ізоляція енергооб'єкта більше не є перешкодою для кібератаки. Крім цього, існує проблема нестачі кваліфікованого персоналу РЗА, здатного грамотно

налаштувати захист пристрої від кібератак [19].

Для запобігання несанкціонованого доступу до даними і забезпечення необхідного рівня інформаційної безпеки на всіх цифрових підстанціях необхідно використовувати сім основоположних вимог, кодифікованих в ISA 99 [20]:

- управління доступом (AC - Access Control), щоб захистити від несанкціонованого доступу до пристрою чи інформації;
- управління використанням (UC - Use Control), щоб захистити від несанкціонованого оперування або використання інформації;
- цілісність даних (DI - Data Integrity), щоб захистити від несанкціонованого зміни;
- конфіденційність даних (DC - Data Confidentiality), щоб захистити від підслуховування;
- обмеження потоку даних (RDF – Restrict Data Flow), щоб захистити від публікації інформації на несанкціонованих джерел;
- своєчасна відповідь на подію (TRE – Timely Response to Event), моніторинг і протоколювання пов'язаних з безпекою подій і прийняття своєчасних заходів по ліквідації наслідків в відповідальних завданнях і в критичних ситуаціях по безпеки;
- доступність мережного ресурсу (NRA – Network Resource Availability), щоб захистити від атак «відмова в обслуговування».

Для підвищення кваліфікації вже наявного персоналу та навчання нового необхідно створювати спеціальні курси і спеціальності по інформаційної безпеки електроенергетичних систем.

Аналізуючи вищесказане, можна, можливо зробити висновок, що недостатня інформаційна безпека енергооб'єктів – це серйозна проблема і для її вирішення необхідно підвищити кваліфікацію персоналу енергооб'єкта, переглянути вже наявні і створити нові стандарти і інструкції для запобігання неправильним діям персоналу, передавати інформацію по декільком каналам зв'язку і виробляти її поділ, здійснювати постійний нагляд за передачею і

доступом до інформації.

## 2.5 Порівняльний аналіз функціоналу мікропроцесорних блоків релейного захисту

У якості виробників, а також постачальників блоків мікропроцесорної релейного захисту, було прийнято рішення розглянути такі компанії як [13-15]:

- НВФ «Евартіс»";
- Механотроніка";
- НВФ «РЕЛСіС»;
- ТОВ «РЗА СИСТЕМЗ».

Для повного розуміння всіх можливостей продукції що випускається цими організаціями детальніше розглянемо їх функціонал. Порівняння функціоналу мікропроцесорних блоком РЗА для кожного приєднання представлені в таблиці 2.1-2.4.

Таблиця 2.1 - Порівняння блоків захисту осередків «Введення»

Найменування функції захисту	БЗУ-2-11.01	БМР3-152-ВВ-01	РЗЛ-01-ХХ	РС83-А3
Спрямований МСЗ	+	+	+	+
Ненаправлений МСЗ	+	+	+	+
Струмове відсікання	+	+	+	+
Від перевантажень і МСЗ		+	+	+
Прискорення МСЗ	+	+	+	+
Пуск по напрузі	+	+	+	+
Спрямований ЗОЗ	+	+		
Ненаправлений ЗОЗ	+	+	+	
Неселективна по $3U_0$	+			+
Захист від обриву фаз або несиметрії	+	+	+	+
Захист мінімальної напруги	+		+	+
Логічний захист шин	+	+	+	+
Захист від дугових замикань (при наявності датчиків ЗДЗ)	+	+	+	+

## Продовження таблиці 1

Резервування при відмові вимикача	+	+	+	+
Автоматичне повторне включення	+	+	+	+
Автоматичне введення резерву	+	+	+	+
Автоматичне відновлення нормального режиму постачання	+	+	+	+
Місьцеве та дистанційне включення та відключення вимикача	+	+	+	+
Фіксація команд включення та відключення				+
Блокування багаторазових включень на КЗ	+		+	+
Контроль ланцюгів управління вимикачем				+
Діагностичаресурсу вимикача				+

Таблиця 2.2 - Порівняння блоків захисту осередки «Відхідна лінія»

Найменування функції захисту	БЗУ-2-11.01	БМР3-152-КЛ-02	РЗЛ-01-XX	РС83-А3
Спрямований МСЗ	+	+	+	+
Ненаправлений МСЗ	+	+	+	+
Струмове відсікання	+	+	+	+
Від перевантажень і МСЗ		+	+	+
Прискорення МСЗ	+	+	+	+
Пуск по напрузы	+	+	+	+
Спрямований ЗОЗ	+	+		+
Ненаправлений ЗОЗ	+	+		+
ЗОЗ по вищим гармонікам				+
ЗОЗ відносного виміру по основним і вищим гармонікам			+	+
Неселективний по $3U_0$	+	+		+
Захист від урвища фаз або несиметрії	+	+	+	+
Захист мінімальної напруги	+			

Захист від підвищеної напруги				
Логічний захист шин		+	+	
Захист від дугових замикань (при наявності датчиків ЗДЗ)	+	+	+	+
Тепловий захист				
Диференційне струмове відсікання				
Диференційний струмовий захист з гальмівною характеристикою				
Резервування при відмові вимикача	+	+	+	+
Автоматичне повторне включення	+	+	+	+
Автоматичне частотне розвантаження		+	+	
Частотне автоматичне повторне включення		+	+	
Автоматичне введення резерву		+		
Автоматичне відновлення нормального режиму постачання		+		
Місьцеве і дистанційне включення і відключення вимикача	+	+	+	+
Фіксація команд включення і				+

Таблиця 2.3 - Порівняння блоків захисту осередки «Секційний вимикач»

Найменування функції захисту	БЗУ-2-11.01	БМР3-152- СВ-01	РЗЛ-01-ХХ	РС83-А3
Спрямований МСЗ	+	+	+	+
Ненаправлений МСЗ	+	+	+	+
Струмове відсікання	+	+	+	+
Від перевантажень і МСЗ		+	+	+
Прискорення МСЗ	+	+	+	+
пуск по напрузі	+	+	+	+
Захист від обриву фаз або несиметрії	+	+	+	+
Логічний захист шин	+	+	+	+
Захист від дугових замикань (при наявності датчиків ЗДЗ)	+	+	+	+

Резервування при відмові вимикача	+	+	+	+
Автоматичне повторне включення		+		
Автоматичне введення резерву	+	+	+	+
Автоматичне відновлення нормального режиму постачання	+	+	+	+
Місцеве і дистанційне включення і відключення вимикача	+	+	+	+
Фіксація команд включення і відключення				+
Блокування багаторазових включень на КЗ	+		+	+
Контроль ланцюгів управління вимикачем				+
Діагностика ресурсу вимикача				+

Таблиця 2.4 - Порівняння блоків захисту осередки «Трансформатор напруги»

Найменування функції захисту	БЗУ-2-11.01	БМР3-152-ТН-01	РЗЛ-01-XX	РС83-А3
Вольтметрове блокування	-	+	+	-
Неселективна по $3U_0$	+	+	+	+
Захист мінімальної напруги	+		+	+
Захист від підвищення напруги	+		+	+
Автоматичне частотна розвантаження	+	+	+	-
Частотне автоматичне повторне включення	+	+	+	-
Автоматичне введення резерву	+	-	+	+
Автоматичне відновлення нормального режиму постачання		-	+	+
Контроль ланцюгів напруги	+	+	+	+

Таблиця 2.5 - Порівняння блоків захисту осередки "Трансформатор"

Найменування функції захисту	БЗУ-2-11.01	БМР3-152-КЛ-02	РЗЛ-01-XX	РС83-А3
Спрямований МСЗ	+	+	+	-

Ненаправлений МСЗ	+	+	+	+
Струмове відсікання	+	+	+	+
Від перевантажень і МСЗ		+	+	+
Прискорення МСЗ	+	+	+	+
Пуск по напрузі	+	+	+	-
Спрямований ЗОЗ	+	+		-
Ненаправлений ЗОЗ	+	+		+
ЗОЗ по вищим гармонікам				+
ЗОЗ відносного виміру по основним і вищим гармонікам				+
Неселективна по $3U_0$	+	+		-
Захист від обриву фаз або несиметрії	+	+		+
Захист від мінімальної напруги	+			-
Захист від підвищення напруги				-
Логічний захист шин	+			-
Захист від дугових замикань (при наявності датчиків ЗДЗ)	+	+		+
Тепловий захист		+		-
Диференційне струмове відсікання			+	-
Диференційний струмово захист з гальмівною характеристикою			+	-
Резервування при відмові вимикача	+		+	+
Автоматичне повторне включення	+	+		+
Автоматична частотна розвантаження		+		+
Частотне автоматичне повторне включення		+		+
Автоматичне введення резерву	+	+		-
Автоматичне відновлення нормального режиму постачання	+	+		+
Місцеве і дистанційн включення і відключення вимикача	+	+	+	+
Фіксація команд включення і відключення		+		+



Блокування багаторазових включень на КЗ	+		+	+
Контроль ланцюгів управління вимикачем				+
Діагностика ресурсу вимикача				+

З інформації викладеної в таблицях можна дійти невтішного висновку, що усі мікропроцесорні блоки релейний захисту представлені тут схожі своїм функціоналом. Тому для виконання модернізації релейної захисту міських мереж, можна, можливо вибрати будь-який варіант. Для подальших розрахунків і аналі вибираємо мікроконтролери РЗЛ-01-ХХ НВФ «РЕЛСіС».

### **Висновки по другому розділу**

1. Розглянуто мікропроцесорні блоки релейний захисту кількох виробників.
2. Зроблено порівняння функціоналами мікропроцесорних блоків релейний захисту.
3. Вибраний виробник мікропроцесорних блоків релейний захисту для установки на ділянці міської електричної мережі.

## РОЗДІЛ 3

### ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ МОЖЛИВОСТІ ЗАСТОСУВАННЯ ОБРАНИХ ПРИСТРОЇВ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ В МІСЬКИХ РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖАХ

#### 3.1 Параметри системи електропостачання

Параметри силових трансформаторів або електропередач представлені в таблицях 3.1-3.2.

Таблиця 3.1 - Параметри ліній електропередач

Параметр	Значення параметра																	
Довжина лінії, км	L1	L2	L3	L4	L5	L6	L7	L8	L9	L10	L11	L12	L13	L14	L15	L16	L17	L18
	40	40	45	15	2.14	2.14	3.23	3.23	2.47	2.47	0.87	1.12	1.32	1.23	0.97	2.16	1.52	1.96

Таблиця 3.2 - Параметри силових трансформаторів

Параметр	Значення параметра														
Потужність трансформатора, МВ·А	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8	T9	T10	T11	T12	T13	T14	T15
	40000	40000	25000	0.63	0.63	0.63	0.63	0.4	0.4	0.63	0.4	0.25	0.63	0.4	0.25

#### 3.2 Аналіз нормальних режимів контрольованої мережі

Дослідження нормальних режимів роботи електричної мережі потрібно зробити з метою знаходження максимальних значень робочих струмів в місцях встановлення релейного захисту [9].

Так як в мережі одиного джерела живлення, і в вона не має ділянок з замкнутим кільцем, то захисти необхідно монтувати в початку контрольованих об'єктів зі сторони джерела живлення.

Максимальне значення робочого струму в лініях визначається на основі наступних умов:

- живлення всіх елементів аналізованої електричної мережі здійснюється по лініям L1, L2 і L3, а лінія L4 знаходиться в гарячому резерві
- всі трансформатори 110/10 кВ працюють з номінальним

навантаженням.

Максимальний робочий струм у лініях - це максимальний робочий струм трансформаторів Т1, Т2 і Т3. Коефіцієнт допустимою навантаження трансформаторів допускається до 40% номінальної потужності.

Максимальний робочий струм у лініях 10 кВ, так само виникає під час роботи трансформаторів з перевантаження.

### 3.3 Струми короткого замикання

«Необхідно визначити діючі значення струмів короткого замикання у всіх місцях (за схемою) установки захисту (місцях контролю струму) захистів, в максимальному і мінімальному режимах роботи електричної системи при ушкодженнях в розрахункових точках. За розрахункові точки приймаються шини всіх підстанцій, місця приєднань трансформаторів та затискачі обмоток 0.4 кВ цих трансформаторів. Розрахунок коротких замикань на шинах з номінальною напругою вище 1000 В ведеться у відносних одиницях, а на стороні нижче 1000 В - в іменованих одиницях. Реальна схема, яка має трансформаторні зв'язку, заміщають еквівалентної електрично пов'язаною схемою, параметри якої приведено до єдиною ступеня напруги та єдиної базисної потужності. Перед початком основних розрахунків струмів короткого замикання необхідно скласти еквівалентну схему заміщення та розрахувати її параметри по типовим формулам» [1].

Параметри схеми знаходиться по стандартним типовим формулам для відповідного елемента ланцюга. Для цього розрахунку приймемо  $S_6$  рівним 1000 МВА.

Формула для розрахунку параметрів система [1]:

$$X_C = \frac{S_E}{S_{K3}}; \quad (3.1)$$

Формула для розрахунку параметрів трансформатора Т1 [1]:

$$X_{T1} = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{S_E}{U_H^2}; \quad (3.2)$$

Формула для розрахунку параметрів кабельних і повітряних ліній [1]:

$$X_{л1} = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_B}{U_H^2}; \quad (3.3)$$

За формулами 3.1-3.3 здійснимо розрахунок параметрів схеми заміщення.

Для системи:

$$X_C = \frac{1000}{8000} = 0,125 \text{ у.о.}$$

Для трансформаторів:

$$X_{т1} = \frac{20}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 5 \text{ у.о.}$$

Для ліній електропередач:

$$X_{л1} = 0,38 \cdot 640 \cdot \frac{1000}{115^2} = 1,167 \text{ у.о.}$$

Інші результати розрахунків еквівалентного опору ліній занесемо до таблиці 3.3.

Таблиця 3.3 - Результати розрахунків еквівалентного опору ліній

	с	т1	т2	т3	л1	л2	л3	л4	л5	л6	л7	л8	л9	л10	л11	л12	л13	л14	л15	л16	л17	л18
X	0.125	5	5	8	1.167	1.167	1.313	0.438	1.5	1.5	2.259	2.259	1.731	1.731	0.613	0.784	0.952	0.884	0.699	1.553	1.094	1.411

Знайдемо еквівалентне опір для кожної точки КЗ рисунок 3.1

Еквівалентний опір дорівнює:

$$X_1 = X_C + X_{л1} = 0.125 + 1.167 = 1.292 \text{ у.о.};$$

Інші результати розрахунків еквівалентного опору занесемо в таблицю 3.2.

Таблиця 3.2 - Результати розрахунків еквівалентного опору

X	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	22	23	24	25	26	27
	1.292	1.292	1.438	6.292	6.292	6.292	6.292	9.434	9.434	7.793	7.793	8.551	8.551	11.169	11.169	8.744	8.677	9.251	10.104	12.263	12.580

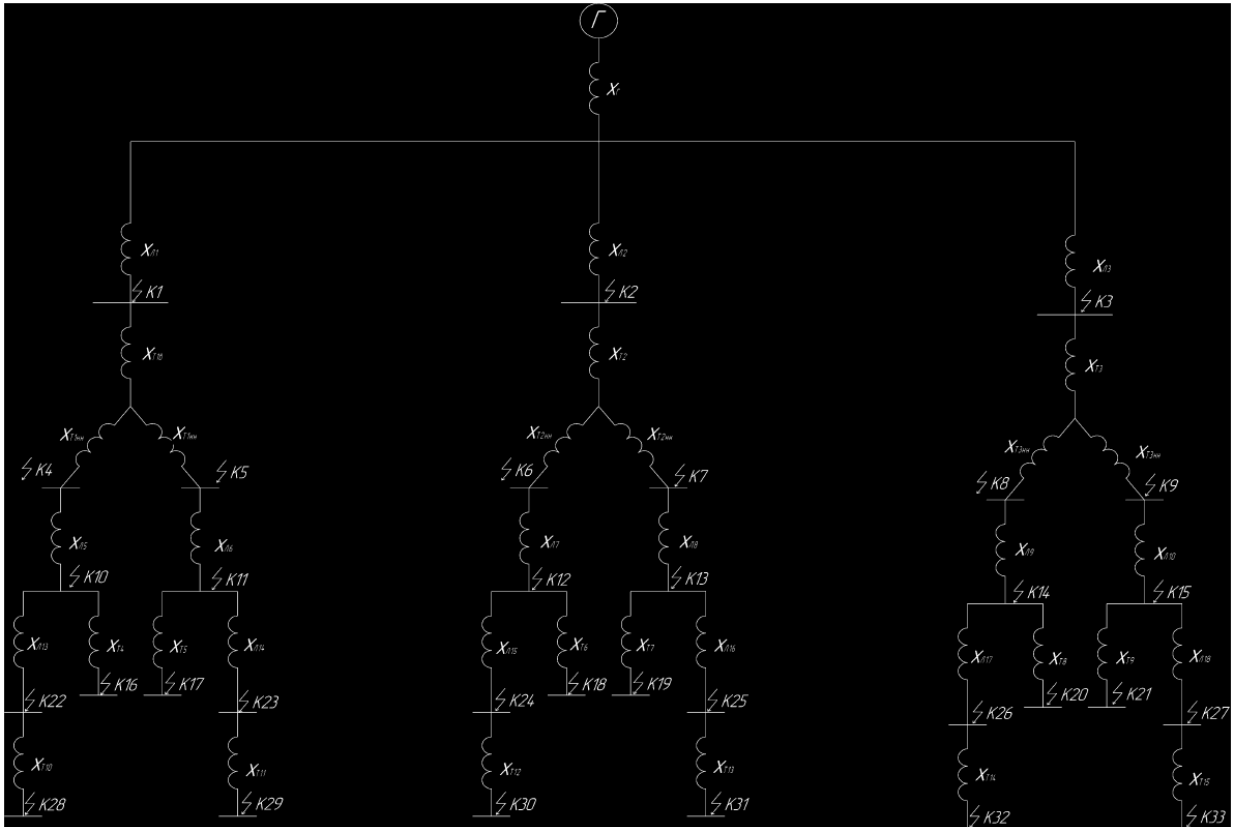


Рисунок 3.1 - Еквівалентна схема електричної мережі з вказівкою точок КЗ

Точки КЗ з 16-21 і з 28-33 знаходяться на боці 0.4 кВ. На цій щаблі розрахунки струмів КЗ ведуться в іменованих одиниця по типовим формул.

Для трансформаторів необхідно визначити повне та активнеопір і потім визначити реактивне[5]:

$$Z_T = \frac{U_{K3}}{100} \cdot \frac{U_B^2}{S_{HT}}; \quad (3.4)$$

$$R_T = \frac{P_{K3} \cdot U_B}{S_{HT}}; \quad (3.5)$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2}; \quad (3.6)$$

де  $U_B$  приймається для щабеля 0.4 кВ.

Визначимо опори трансформаторів для сторони 0.4 кВ:

$$Z_{T4} = \frac{U_{K3}}{100} \cdot \frac{U_B^2}{S_{HT}} = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{0,4^2}{0,63} \text{ Ом};$$

$$Z_{T4} = \frac{7,6}{100} \cdot \frac{0,4}{630^2} = 0,0076 \text{ Ом};$$

$$X_{T4} = \sqrt{0,014^2 - 0,0076^2} = 0,012 \text{ Ом}.$$

Інші результати розрахунків опорів трансформаторів занесемо в таблицю 3.3.

Таблиця 3.3 - Опір трансформаторів для сторони 0.4 кВ.

№	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Z <sub>T</sub>	0.014	0.014	0.014	0.014	0.018	0.018	0.014	0.018	0.029	0.014	0.018	0.029
R <sub>T</sub>	0.0076	0.0076	0.0076	0.0076	0.014	0.014	0.0076	0.014	0.024	0.0076	0.014	0.024
X <sub>T</sub>	0.012	0.012	0.012	0.012	0.012	0.012	0.012	0.012	0.016	0.012	0.012	0.016

Крім цього, на боці 0.4 кВ додаються опір автоматів, трансформаторів струму та контакторів:

$$X_A = 0.45 \cdot 10^{-4} \text{ Ом}, R_A = 0.6 \cdot 10^{-4} \text{ Ом} - \text{опір автоматів};$$

$$R_{TT} = 2 \cdot 10^{-4} \text{ Ом}, X_{TT} = 3.5 \cdot 10^{-4} \text{ Ом} - \text{опори трансформаторів струму};$$

$$R_K = 150 \cdot 10^{-4} \text{ Ом} - \text{опір контакторів}.$$

Для приведення раніше порохованих опорів до боці 0.4 кВ

необхідно до множити їх на  $\frac{U_B^2}{S_B}$

Для розрахунку еквівалентного опору для точок КЗ необхідно визначити еквівалентний реактивний і активний опори і по ним знайти повний еквівалентний опір точки КЗ:

$$X_{16} = X_{10} \cdot \frac{U_B^2}{S_B} + X_{T4} + X_A + X_{TC} = 7,793 \cdot \frac{0,4^2}{1000} + 0,012 + 0,45 \cdot 10^{-4} + 3,5 \cdot 10^{-4} = 0,013 \text{ Ом};$$

$$R_{16} = R_{T4} + R_{TC} + R_K + R_A = 0,0076 + 2 \cdot 10^{-4} + 150 \cdot 10^{-4} + 0,6 \cdot 10^{-4} = 0,023 \text{ Ом};$$

$$Z_{16} = \sqrt{X_{16}^2 + R_{16}^2} = \sqrt{0,013^2 + 0,023^2} = 0,027 \text{ Ом};$$

Інші результати розрахунку еквівалентного опору занесемо в таблицю 3.4.

Таблиця 3.4 - Опір трансформаторів для сторони 0.4 кВ.

№	16	17	18	19	20	21	28	29	30	31	32	33
Z	0.027	0.027	0.027	0.027	0.032	0.032	0.027	0.032	0.043	0.027	0.032	0.043
R	0.023	0.023	0.023	0.023	0.029	0.029	0.023	0.029	0.039	0.023	0.029	0.039
X	0.013	0.013	0.013	0.013	0.014	0.014	0.013	0.013	0.018	0.014	0.014	0.019

### 3.4 Розрахунок струмів короткого замикання

Зробимо розрахунок струмів трифазного короткого замикання.

Для сторони 110 та 10 кВ[5]:

$$I_K = \frac{E_C}{X_K}; \quad (3.7)$$

де  $E_C=1$ ,  $X_K$  - еквівалентний опір схеми то точки КЗ.

Для сторони 0.4 кВ[5]:

$$I_K = \frac{U_B}{\sqrt{3} \cdot Z_T}; \quad (3.8)$$

Для перерахунку в іменовані одиниці, необхідно покращені значення струму помножити на базисний струм щабеля:

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_H}; \quad (3.9)$$

де  $U_H$  - номінальна напруга щабеля.

Тоді шуканий струм КЗ в іменованих одиницях буде дорівнювати[5]

$$I_K = \frac{E_C}{X_K} \cdot I_B. \quad (3.10)$$

Зробимо розрахунок струмів трифазного КЗ за 110 кВ.

Базовий струм для сторони 110 кВ дорівнює:

$$I_B = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА};$$

Струм трифазного КЗ на боці 110 кВ:

$$I_{K1} = \frac{E_C}{X_1} \cdot I_B = \frac{1}{1,292} \cdot 5,02 = 3,884 \text{ кА}.$$

Базовий струм для сторони 110 кВ дорівнює:

$$I_B = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,986 \text{ кА};$$

Струм трифазного КЗ на боці 10 кВ:

$$I_{K4} = \frac{E_C}{X_4} \cdot I_B = \frac{1}{6,292} \cdot 54,986 = 8,738 \text{ кА}.$$

Інші результати розрахунку струму трифазного КЗ на боці 10 кВ занесемо до таблицю 3.5.

Таблиця 3.5 - Результати розрахунку струм трифазного КЗ на боці 10 кВ

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	22	23	24	25	26	27
$I_K$	3.884	3.884	3.490	8.738	8.738	8.738	8.738	5.826	5.826	7.056	7.056	6.430	6.430	4.923	4.923	6.288	6.288	5.944	5.442	4.484	4.371

Струм трифазного КЗ на боці 0.4 кВ:

$$I_{K16} = \frac{U_B}{\sqrt{3} \cdot Z_{16}} = \frac{0,4}{\sqrt{3} \cdot 0,027} = 8,693 \text{ кА};$$

Інші результати розрахунків струму трифазного КЗ на боці 0.4 кВ занесемо до таблицю 3.6.

Таблиця 3.6 - Результати розрахунків струму трифазного КЗ на боці 0.4 кВ

	16	17	18	19	20	21	28	29	30	31	32	33
$I_K$	8.693	8.693	8.674	8.674	7.173	7.173	8.669	7.210	5.360	8.633	7.156	5.332

Виробимо розрахунок ударного струму КЗ по формулі[1]:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{no} (1 + \sin \varphi e^{-t_{y\delta}/T_a}) = \sqrt{2} \cdot I_K K_y;$$

де:  $K_y = (1 + \sin \varphi e^{-t_{y\delta}/T_a})$  - ударний коефіцієнт, визначається по кривим;

$T_a$  - постійна часу згасання аперіодичної складової струму короткого замикання;

$\varphi$  - кут зсуву по фазі напруги та періодичної складової струму короткого замикання.



Для того що б ввести в схему СЕС необхідні активні опори знаходимо з таблиць середні відношень  $(X/R)_{CP}$  з яких, в свою черга знаходимо  $R$  :

$$R = \frac{X}{\frac{X}{R}} ; \quad (3.12)$$

де  $X$  – реактивний опір елемента.

Активний опір елементів СЕС буде дорівнювати:

$$R_C = \frac{X_C}{30} = 0,004 \text{ Ом};$$

Інші результати розрахунків активного опору занесемо в таблицю 3.7.

Таблиця 3.7 - Результати розрахунків активного опору

	С	Т1	Т2	Т3	Л1	Л2	Л3	Л4	Л5	Л6	Л7	Л8	Л9	Л10	Л11	Л12	Л13	Л14	Л15	Л16	Л17	Л18
R	0.004	0.25	0.25	0.533	0.146	0.146	0.164	0.055	1.875	1.875	2.823	2.823	2.163	2.163	0.766	0.920	1.189	1.105	0.874	1.941	1.368	1.764

Визначимо еквівалентний опір для кожної точки КЗ рисунок 3.2

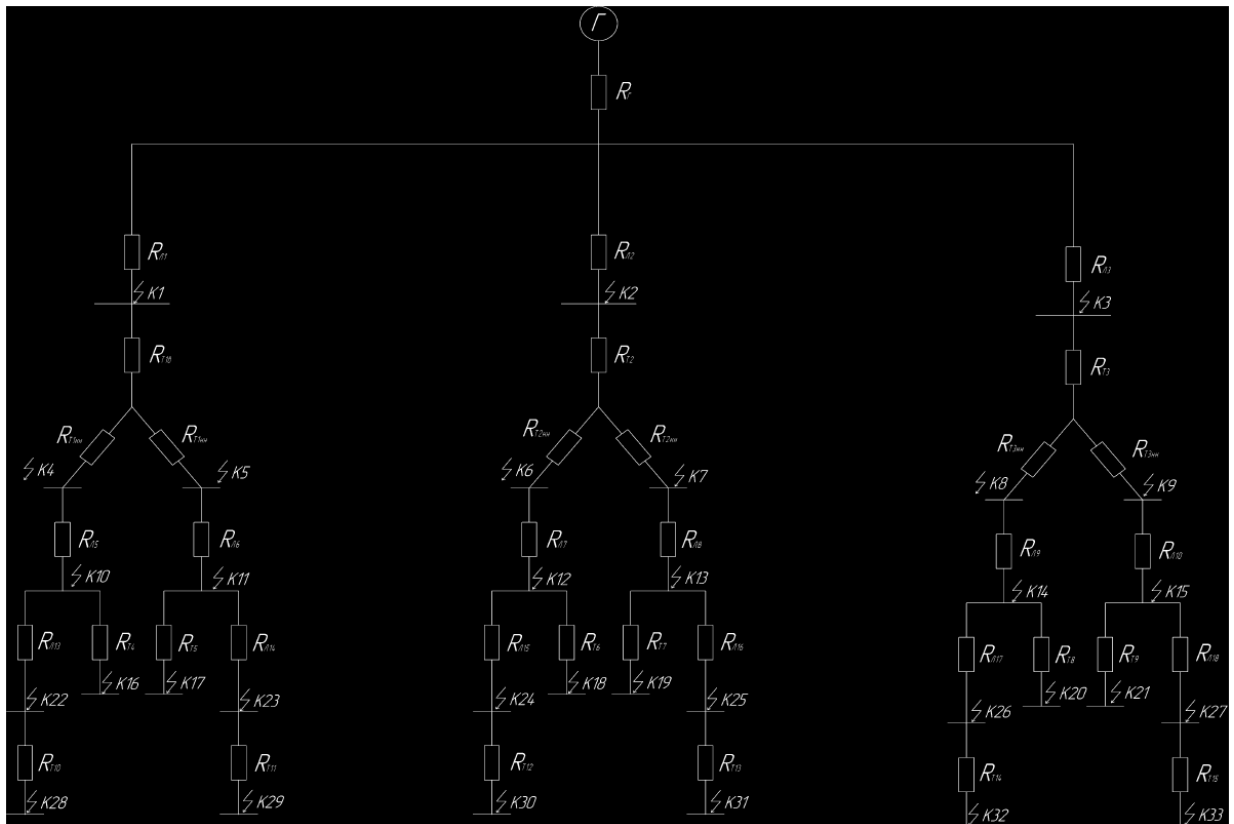


Рисунок 3.2 – Схема заміщення для знаходження ударного струму КЗ

Еквівалентний опір мережі дорівнює:

$$R_l = R_C + R_{II} = 0,004 + 0,146 = 0.150 \text{ Ом};$$

Інші результати розрахунків еквівалентного опору занесемо в таблицю 3.8.

Таблиця 3.8 - Результати розрахунків еквівалентного опору

R	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	22	23	24	25	26	27
	0.150	0.150	0.168	0.4	0.4	0.4	0.4	0.702	0.702	2.275	2.275	3.223	3.223	2.865	2.865	3.465	3.381	4.098	5.164	4.233	4.629

По формулі визначимо постійну часу згасання аперіодичної складової струму короткого замикання [3]:

$$T_a = \frac{X}{R \cdot \omega}; \quad (3.13)$$

де  $X$  і  $R$  - активний і реактивний опори точки КЗ;

$\omega$  - кутова частота дорівнює 314 рад/с.

Постійна часу загасання аперіодичної складової струму короткого замикання дорівнює:

$$T_{a1} = \frac{X_1}{R_1 \cdot \omega} = \frac{1 \cdot 292}{0,150 \cdot 314} = 0,027;$$

Інші результати розрахунків постійної часу згасання аперіодичної складової струму короткого замикання занесемо в таблицю 3.9.

Таблиця 3.9- Результати розрахунків постійної часу згасання аперіодичної складової струму короткого замикання

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	22	23	24	25	26	27
$T_a$	0.027	0.027	0.027	0.05	0.05	0.05	0.05	0.043	0.043	0.011	0.011	0.008	0.008	0.012	0.012	0.008	0.008	0.007	0.006	0.009	0.008

По формулі визначимо ударний коефіцієнт для точок КЗ[3]:

$$K_y = 1 + e^{-0.01/T_a}. \quad (3.14)$$

Ударний коефіцієнт дорівнює:

$$K_I = 1 + e^{-0.01/Ta1} = 1 + 2,718^{-0.01/0.027} = 1,694;$$

Інші результати розрахунку ударного коефіцієнта занесемо в таблицю 3.10.

Таблиця 3.10 - Результати розрахунків ударного коефіцієнта

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	22	23	24	25	26	27
$K_y$	1.694	1.694	1.692	1.819	1.819	1.819	1.819	1.792	1.792	1.400	1.400	1.306	1.306	1.447	1.447	1.288	1.294	1.249	1.201	1.338	1.315

По формулі (3.11) визначимо ударний струм КЗ для розрахункових точок:

$$i_{y01} = \sqrt{2} \cdot I_{K1} \cdot K_{y1} = \sqrt{2} \cdot 3,884 \cdot 1,694 = 9,308 \text{ кА.}$$

Інші результати розрахунків ударного струму КЗ занесемо в таблицю 3.11.

Таблиця 3.11 - Результати розрахунків ударного струму КЗ

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	22	23	24	25	26	27
$i_{уд}$	9.308	9.308	8.354	22.479	22.479	22.479	22.479	14.762	14.762	13.968	13.968	11.878	11.878	10.074	10.074	11.456	11.599	10.498	9.242	8.486	8.128

Проведемо розрахунок несиметричного короткого замикання. Для цього складемо схему прямої зворотньої і нульової послідовностей.

Схема прямої послідовності подібна схемі для розрахунку в цій точці струмів трифазного КЗ для сторони 110 кВ.

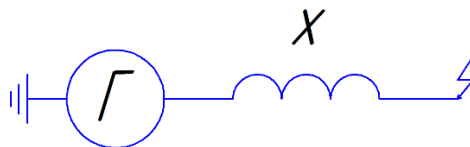


Рисунок 3.3 – Схеми заміщення прямої послідовності для розрахунку струму несиметричного короткого замикання

$$X_{\text{сум1}} = X_1;$$

$$X_{\text{сум1.1}} = X_2;$$

$$X_{\text{сум1.2}} = X_3.$$

Для розрахунку опору зворотної послідовності необхідно скласти схему зворотної послідовності. Вона подібна схемі прямої послідовності в згорнутому вигляді, але в ній відсутні джерела ЕРС.

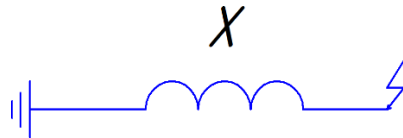


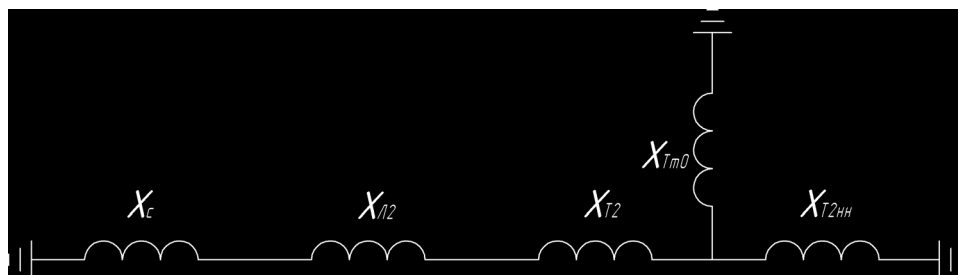
Рисунок 3.4 – Схеми заміщення зворотної послідовності для розрахунку струму несиметричного короткого замикання

$$X_{\text{сумм2}} = X_{\text{сумм1}};$$

$$X_{\text{сумм2.1}} = X_{\text{сумм1.1}};$$

$$X_{\text{сумм2.2}} = X_{\text{сумм1.2}};$$

Для розрахунку опору нульової послідовності необхідно скласти схему нульової послідовності. Вона складається з урахуваннями методу з'єднання фаз її частин. Наприклад, двообмотувальні трансформатори використовується у схемі залежно від пристрою магнітопроводу та групи з'єднання обмоток. Характеристики ліній теж обумовлюються їх конструкцією. Параметри лінії моделюються зміною коефіцієнта  $d$ . Для



дволанцюгових ліній з грозозахисним тросом коефіцієнт  $d$  дорівнює 4.7, а без грозозахисний дорівнює 5.5.

Рисунок 3.5 - Схеми заміщення нульової послідовності для розрахунку струму несиметричного короткого замикання

Знайдемо опори нульової послідовності:

$$X_{\text{сум}0} = \frac{(X_c + 4.7X_{Л1})X_{T1}}{(X_c + 4.7X_{Л1}) + X_{T1}} = \frac{(0.125 + 4.7 \cdot 1.167)5}{(0.125 + 4.7 \cdot 1.167) + 5} = 2.644;$$

$$X_{\text{сум}0.1} = \frac{(X_c + 4.7X_{Л2})X_{T2}}{(X_c + 4.7X_{Л2}) + X_{T2}} = \frac{(0.125 + 4.7 \cdot 1.167)5}{(0.125 + 4.7 \cdot 1.167) + 5} = 2.644;$$

$$X_{\text{сум}0.2} = \frac{(X_c + 4.7X_{Л3})X_{T3}}{(X_c + 4.7X_{Л3}) + X_{T3}} = \frac{(0.125 + 4.7 \cdot 1.313)8}{(0.125 + 4.7 \cdot 1.313) + 8} = 3.523.$$

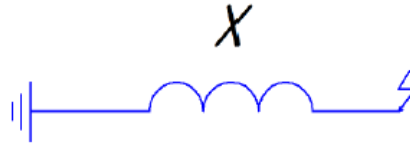


Рисунок 3.6 - Перетворення схеми заміщення нульової послідовності для розрахунку струму несиметричного короткого замикання

Після визначення сумарних опорів всіх трьох схем послідовностей необхідно розпочати розрахунок струму НКЗ. Струми та напруги прямої, зворотної та нульової послідовностей пропорційні зі струмом прямої послідовності в точці НКЗ.

Для визначення струму прямої послідовності необхідно визначити струм трифазного короткому замиканні в цій точці, віддаленого від реальної крапки КЗ на додатковий опір, яке знаходиться як результуючий опір зворотної і нульової послідовностей в відповідно з типом КЗ, щодо точки схеми.

На підставі правила еквівалентності прямої послідовності, якщо не враховувати дугу в точці короткого замикання, тобто КЗ металеве, то відповідно струм прямої послідовності для особливою фази має вигляд[1]:

$$I_{K1}^{(n)} = \frac{E_E}{X_{\Sigma 1} + \Delta X^{(n)}}; \quad (3.15)$$

де додатковий опір шунта залежить від типу НКЗ.

Знайдемо додаткове опір для однофазного КЗ:

$$\Delta X_{I}^{(1)} = X_{\text{сум}2} + X_{\text{сум}0} = 1.292 + 2.644 = 3,937;$$

$$\Delta X_{1.1}^{(1)} = X_{\text{сум}2.1} + X_{\text{сум}0.1} = 1.292 + 2.644 = 3,937;$$

$$\Delta X_{1.2}^{(1)} = X_{\text{сум}2.2} + X_{\text{сум}0.2} = 1.438 + 3.523 = 4,961.$$

Знайдемо додатковий опір для двофазного КЗ:

$$\Delta X_I^{(2)} = X_{\text{сум}2} = 1,292;$$

$$\Delta X_{I,1}^{(2)} = X_{\text{сум}2,1} = 1,292;$$

$$\Delta X_{I,2}^{(2)} = X_{\text{сум}2,2} = 1,438.$$

Знайдемо додатковий опір для двофазного КЗ на землю

$$\Delta X_1^{1,1} = \frac{X_{\text{сум}0} \cdot X_{\text{сум}2}}{X_{\text{сум}0} + X_{\text{сум}2}} = 0,868;$$

$$\Delta X_2^{1,1} = \frac{X_{\text{сум}0,1} \cdot X_{\text{сум}2,1}}{X_{\text{сум}0,1} + X_{\text{сум}2,1}} = 0,868;$$

$$\Delta X_3^{1,1} = \frac{X_{\text{сум}0,2} \cdot X_{\text{сум}2,2}}{X_{\text{сум}0,2} + X_{\text{сум}2,2}} = 1,021.$$

Визначивши всі додаткові опори знайдемо струм прямої послідовності:

$$I_{\text{кз}} = \frac{E_C}{X_{\text{сум}1} + \Delta X_1} = 0,191 \text{ у.о.};$$

Інші результати розрахунків струму прямої послідовності занесемо в таблицю 3.12.

Таблиця 3.12 - Результати розрахунків струму прямої послідовності

№	1	1.1	1.2	2	2.1	2.2	1.1.1	1.1.2	1.1.3
$I_{\text{кз}}$	0.191	0.191	0.156	0.387	0.387	0.348	0.463	0.463	0.407

Для визначення фазного струму в точці короткого замикання аварійної фази необхідно зробити множення струму особливою фази і фазний коефіцієнт між собою  $m^{(n)}$  [3]:

$$I_K^{(n)} = m^{(n)}, \quad (3.16)$$

де фазний коефіцієнт визначається як:  $m^{(1)}=3$  для однофазного КЗ,

$m^{(n)} = \sqrt{3}$ , для двофазного КЗ та  $m^{1,1} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{1 - \frac{X_{\Sigma 2} \cdot X_{\Sigma 0}}{X_{\Sigma 2} + X_{\Sigma 0}}} = 1,5$  для двазного КЗ на

землю.

Визначимо значення фазного струму:

$$I_{\text{к}1} = m^1 \cdot I_{\text{к}31} = 3 \cdot 0,191 = 0,574 \text{ у.о.}$$

Інші результати розрахунків фазного струму занесемо до таблиці 3.13.

Таблиця 3.13 - Результати розрахунків фазного струму

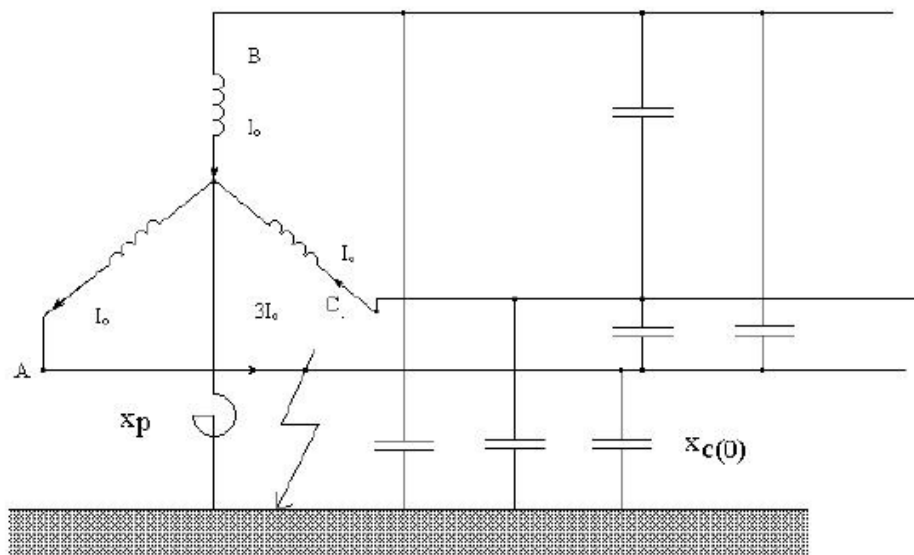
№	1	1.1	1.2	2	2.1	2.2	1.1.1	1.1.2	1.1.3
$I_k$	0.574	0.574	0.469	0.670	0.670	0.602	0.708	0.708	0.628

Проведемо розрахунок простого струму КЗ

Замикання однієї фази на землю в системі із ізольованою нейтраллю, або в системі, заземленою через компенсуючий пристрій, називається простим. Однофазне коротке замикання в таких системах вважається простим, для нього  $Z_{0\Sigma} = \infty$  тому живлення від генераторів неможливе. Через точки короткого замикання протікають раніше не всмоктуючі струми, обумовлені ємнісним ефектом здорових фаз рисунок 3.6.

Дані струми обчислюються по повній довжині всіх ліній, електрично пов'язаних з місцем простого короткого замикання[3]:

$$I_{кп} = \sqrt{3} \cdot U_H \cdot \left( \frac{I_{пл}}{N_{пл}} + \frac{I_{кл}}{N_{кл}} \right). \quad (3.19)$$



Кисунок 3.7 - Однофазне коротке замикання в мережі з компенсованою нейтраллю

Якщо струм простого короткого замикання більший за граничний для  $U_H=10$  кВ -  $I_{кп}=20$  А, то при тривалій роботі мережі в такому режимі,

відбувається негативний вплив на ізоляцію може статися пробод та випалювання ізоляції. Для запобігання такої ситуації необхідно зробити компенсацію струму за рахунок включення в нейтраль дугогасної котушки реактора. У розглянутому прикладі струм простого КЗ  $I_{КП}$  не перевищує критичне значення  $I_{КР}$ , тому компенсація не вимагається.

По формулі (3.19) зробимо розрахунок простого КЗ:

$$I_{КП} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot \left( \frac{l_1}{N_{ПЛ}} + \frac{l_5}{N_{КЛ}} \right) = \left( \frac{40}{350} + \frac{2,148}{10} \right) = 5,985 \text{ А.}$$

Інші результати розрахунків струму простого КЗ занесемо до таблицю 3.14.

Таблиця 3.14 - Результати розрахунків струму простого КЗ

№	10	11	12	13	14	15	22	23	24	25	26	27
$I_{КП}$	5.985	5.985	7.960	7.960	6.845	6.845	8.400	8.229	9.735	11.901	9.622	10.426

### Висновки по третьому розділу

Здійснено розрахунок струмів коротких замикань для ділянки міської електричної мережі в номінальному режимі роботи.



## ВИСНОВКИ

Безперервне зростання енергоспоживання міст вимагає постійного розвитку та покращення електричних мереж. Це тягне за собою неминуче зростання та розгалуженість електричної мережі. Відповідно зростає кількість аварій внаслідок дій зовнішніх та внутрішніх факторів, таких як погодні умови, старіння фондів і невірні дії оперативного персоналу. У результаті аварій, відбувається порушення нормальною робочою частиною або всією міською мережею, що супроводжується недовідпусткою електричної енергії споживачам та зниженням її якості, що спричиняє собою матеріальну шкоду в вигляді недовідпустки продукції або руйнування основного устаткування. Для ліквідації більшості аварій та недопущення їх розвитку необхідно швидке відключення пошкодженої ділянки електричної мережі при допомозі пристроїв релейний захист.

Найважливішим видом електричної автоматики є релейний захист, без її нездійснення нормальна і надійна робота нинішніх електричних мереж. За рахунок її здійснюється постійний контроль за станом і режимом роботи всіх частин мережі і в випадку виникнення дефекту або порушення режиму роботи вона на них реагує.

У першому розділі проведено аналіз структури міської електричної мережі та пристроїв релейного захисту, що експлуатується в ній. З аналізу було:

1. Визначено структуру і особливості побудови і конструктивного виконання міських електричних мереж.

2. Розглянуто пристрої релейного захисту та автоматики, що застосовуються в міських електричних мережах.

3. Сучасні тенденції побудови інтелектуальних систем електропостачання і пристроїв релейний захисту і автоматики міських електричних мереж.

У другій главі були досліджено мікропроцесорні блоки релейний захисту:

1. Розглянуто мікропроцесорні блоки релейний захисту кількох

виробників.

2.Зроблено порівняння функціоналами мікропроцесорних блоків релейний захисту.

3.Вибраний виробник мікропроцесорних блоків релейний захисту для установки на ділянці міської електричної мережі.

У третьому розділі розглянуто методи розрахунків струмів коротких замикань та здійснено розрахунок струмів коротких замикань для ділянки міської електричної мережі в номінальному режимі роботи.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Кідиба В.П. Релейний захист електроенергетичних систем: Підручник. – Львів: Видавництво Національного університету "Львівська політехніка", 2013. – 533 с
2. Релейний захист і автоматика: Навч. посібник / С. В. Панченко, В. С. Блиндюк, В. М. Баженов та ін.; за ред. В. М. Баженова. – Харків: УкрДУЗТ, 2021. – Ч. 2. – 276 с., рис. 48, табл. 19.
3. Лежнюк, П. Д. Методи і засоби захисту від обриву проводу та пошук місця пошкодження в розподільній мережі зі складною топологією напругою 6–35 кВ : монографія / П. Д. Лежнюк, М. В. Кутіна. — Вінниця : ВНТУ, 2014. — 152 с.
4. Шкрабець Ф.П. Ш 64 Електропостачання: навч. посіб. / Ф.П.Шкрабець; М-во освіти і науки України, Нац. гірн. ун-т. – Д.: НГУ, 2015. – 540 с.
5. Основи релейного захисту та автоматизації енергосистем: навчальний посібник. Ч. 2 / укл.: Д.П. Козярьський, Е.В. Майструк, І.П. Козярьський. Чернівці: Чернівецький нац. ун., 2019. 133 с.
6. Бурбело М.И., Мельничук С.М. Использование реле проводимости для выявления неполнофазных режимов в сетях 110–220 кВ // Вісник Вінницького політехнічного інституту. 2015. № 2(119). С. 40–44.
7. Мілих В.І. М75 Електропостачання промислових підприємств : Підручник для студентів електромеханічних спеціальностей / В.І. Мілих, Т.П. Павленко. – Харків : ФОП Панов А. М., 2016. – 272 с.
8. Добровольська Л.Н., Волинець В.І., Собчук Д.С., Черкашина В.В. Електричні мережі з відновлювальними джерелами енергії: навчальний посібник / Любов Наумівна Добровольська, Владислав Ігорович Волинець, Дмитро Сергійович Собчук, Вероніка Вікторівна Черкашина. // Під редакцією Добровольської Л.Н.– Луцьк: РВВ Луцького НТУ, 2016. – 352 с.
9. Релейний захист і автоматика: Навч. посібник / С. В. Панченко, В. С. Блиндюк, В. М. Баженов та ін.; за ред. В. М. Баженова. – Харків: УкрДУЗТ, 2020. – Ч. 1. – 250 с., рис. 41, табл. 20. ISBN

10. Михаліченко, П.Є. Схемотехнічна база сучасних мікропроцесорних комплексів захисту фідерів тягової мережі залізниць України [Текст]/ П.Є. Михаліченко // Гірнична електромеханіка та автоматика. – 2009. – Вип. 84. – С. 58-63

11. Яндульський О.С., Дмитренко О.О. Релейний захист. Цифрові пристрої релейного захисту, автоматики та управління електроенергетичних систем [Електронне видання]: навч. посіб. / О.С. Яндульський, О.О. Дмитренко; під загальною редакцією д.т.н. О.С. Яндульського. – К.: НТУУ «КПІ», 2016. – 102 с. – Бібліогр.; с. 92 – 102.

12. Баран П. М., Кідиба В. П., Пришляк Я. Д. Цифрові пристрої релейного захисту трансформаторів (автотрансформаторів) Навчальний посібник. Львів : Видавництво Львівської політехніки, 2020. 208 с

13. ТОВ «РЗА СИСТЕМЗ» <https://rzasystems.com/product/rs83-a3/>

14. НВП «Евартіс» <https://www.evartis.com.ua/products-ua/rza-ua/rzm-a-ua/>

15. <https://reلسis.ua/ua/products/relay-protection-automation/rzl-01/rzl-01-01>

16. Базилевич М.В., Божик Р.С., Сабадаш І.О. Мікропроцесорна інформаційно-діагностувальна система "Альтра" для селективного визначення приєднання з уземленою фазою. Енергетика і електрифікація. Київ, 2003. – № 7. – с. 91 – 952.

17. Сабадаш І.О. Новітні мікропроцесорні технології в експлуатації мереж 6 – 35 кВ. – Электрические сети и системы., 2010, №6.

18. Баран П.М., Кідиба В.П., Шмагала В.М., Пришляк Я.Д. "Спеціальне програмне забезпечення цифрової тестової системи для перевірки пристроїв релейного захисту та автоматики" // Енергетика та електрифікація, Київ. – 2006. – № 6 – с. 25÷32.

19. <https://abbua.com.ua/ru/spa-zc-402-ethernet-i-iec-61850-abb>

20. <https://www.oblik.online/iec-61850-avtomatizatsiia-pidstantsii>