

Вінницький національний технічний університет
(повне найменування вищого навчального закладу)

Факультет електроенергетики та електромеханіки
(повне найменування інституту, назва факультету (відділення))

Кафедра комп'ютеризованих електромеханічних систем і комплексів
(повна назва кафедри (предметної, циклової комісії))

Бакалаврська дипломна робота на тему:

«АВТОМАТИЗАЦІЯ ПРОЦЕСУ ПОШУКУ ПОШКОДЖЕНЬ В ЕЛЕКТРИЧНИХ
МЕРЕЖАХ З ПОВІТРЯНИМИ ЛІНІЯМИ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ
НАПРУГОЮ 10 кВ»

Виконав: студент 4 курсу, гр. 1ЕМ-206
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Марк КОСЕНЮК
(ім'я ПРІЗВИЩЕ, підпис)

Керівник: к.т.н., доцент кафедри КЕМСК

Василь КУТІН
(ім'я ПРІЗВИЩЕ, підпис)

« 28 » 05 2024 р.

Рецензент: к.т.н., доц. каф. ЕСЕМ

Олександр БАБЕНКО.
(прізвище та ініціали)

« 10 » 06 2024 р.

Допущено до захисту

Зав. кафедри [підпис]
« 18 » 08 2024 р.

Вінницький національний технічний університет
Факультет Електроенергетики та електромеханіки
Кафедра комп'ютеризованих електромеханічних систем і комплексів
Рівень вищої освіти перший (бакалаврський)
Галузь знань 14 – Електрична інженерія
Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
Освітньо-професійна програма «Електромеханіка»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

К.Т.Н., доц.

Микола МОШНОРІЗ

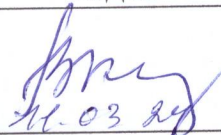
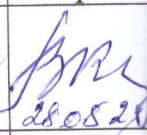
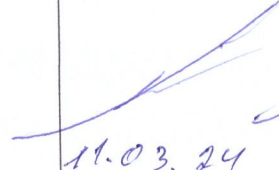
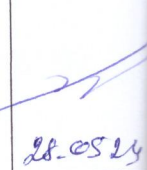
“11” 03 2024 року

ЗАВДАННЯ
НА БАКАЛАВРСЬКУ ДИПЛОМНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ
Косенюку Марку Володимировичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: Автоматизація процесу пошуку пошкоджень в електричних мережах з повітряними лініями електропередачі напругою 10кВ
Керівник роботи Кутін Василь Михайлович, д.т.н., проф каф.КЕМСК
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)
затверджені наказом вищого навчального закладу від “11” 03 2024 року №
2. Термін подання студентом роботи _____
3. Вихідні дані до роботи: Розподільна мережа напругою 10 кВ .Види та характер пошкоджень елементів розподільної мережі.Умови використання і організація обслуговування розподільних мереж.Показники надійності елементів розподільних мереж, класифікація методів визначення місця пошкодження.Засоби для визначення пошкоджених елементів.
4. Зміст текстової частини: Вступ. Загальна характеристика систем електропостачання напругою 10 кВ як об'єкта пошуку дефекта; Аналіз існуючих метод і засобів для визначення між фазних кз. та однофазних замикань на землю; Вдосконалення дистанційного методу визначення між фазного кз. в розподільній мережі напругою 10 кВ; Визначення навантажень окремих ТП 10/0,4 кВ; Розрахунок індуктивного опору лінії електропередачі; Вплив параметрів перехідного процесу на точність визначення місця пошкодження; Метод визначення відстані до місця однофазного замикання на землю; Інтегральна система визначення місця пошкодження в розподільній мережі напругою 10 кВ; Структурна схема керування процесом визначення місця пошкоджень та обґрунтування
7 Охорона праці. Висновки.
5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень):
Об'єкт, предмет, мета та задачі дослідження; Загальна характеристика об'єкта дослідження; Існуючі методи і засоби пошуку однофазних замикань на землю; Визначення місця міжфазного короткого замикання дистанційним методом;

Порівняльний аналіз дистанційних методів визначення відстані до місця міжфазного короткого замикання; Шляхи підвищення точності отримання значення реактивного опору; Метод дистанційного визначення відстані до місця виникнення ОЗЗ; Порівняння результатів розрахунку відстані до місця пошкодження; Висновки

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконав прийняв
Спеціальна частина	д. т. н., проф. каф. КЕМСК Кутін В.М.	 11.03.24	 28.05.24
Охорона праці	Зав. каф. БЖДПБ, д.пед.н., проф. Кобилянський О. В.	 11.03.24	 28.05.24

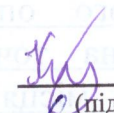
7. Дата видачі завдання

11.03.2024

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

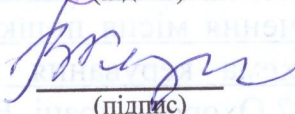
№ з/п	Назва етапів роботи	Строк виконання етапів роботи	Призначення
1	Формування та затвердження теми бакалаврської дипломної роботи (БДР)	11.03.2024	
2	Виконання спеціальної частини БДР. Перший рубіжний контроль виконання БДР	21.05.2024	
3	Виконання спеціальної частини БДР. Другий рубіжний контроль виконання БДР	28.05.2024	
4	Виконання розділу «Охорона праці»	28.05.2024	
5	Попередній захист БДР	28.05.2024	
6	Нормоконтроль БДР	28.05.2024	
7	Рецензування БДР	10.06.2024	
8	Захист БДР	12.06.2024	

Студент


(підпис)

Котанова М.
(прізвище та ініціали)

Керівник роботи


(підпис)

В. Кутін
(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Бакалаврська дипломна робота складається з 98 сторінок формату А4, на яких є 32 рисунків, 15 таблиць, список використаних джерел містить 21 найменування.

В бакалаврській дипломній роботі розв'язана наукова і практична задача підвищення надійності, безпеки та ефективності використання за призначенням систем електропостачання (СЕП) з повітряними лініями напругою 10кВ

Сутність розв'язку задачі полягає в автоматизації процесу визначення місця пошкодження (ВМП) та підвищення точності на основі сумісного використання статичних та динамічних характеристик нормального і аварійного режимів СЕП. Були досліджені динамічні характеристики аварійного режиму та проаналізовано існуючі методи та засоби ВМП. Запропоновані більш точні методи обчислення первинних параметрів повітряних ліній електропередачі (ПЛ) та навантажень окремих ТП 6-10/0,4 кВ. Вдосконалено дистанційний метод визначення місця міжфазного короткого замикання в повітряних лініях електропередачі напругою 10 кВ з урахуванням їх неоднорідності та структурної розгалуженості, що дозволяє підвищити точність ВМП. Отримав подальший розвиток дистанційний метод визначення місця однофазного замикання на землю із урахуванням неоднорідності та структурної розгалуженості ПЛ, у відповідності до якого місце пошкодження визначається навіть при наявності значного перехідного опору. Система дистанційного визначення місця міжфазного короткого замикання чи однофазного замикання на землю забезпечує абсолютну точність у 5% від загальної довжини магістральної лінії для ліній, що не перевищують 20 км у довжину.

Ключові слова: розподільна мережа, неоднорідність, статичні та динамічні характеристики, метод пошуку, програма пошуку.

ABSTRACT

The bachelor's thesis consists of 98 pages of A4 format, on which there are 32 figures, 15 tables, the list of used sources contains 21 names.

The bachelor's thesis solved the scientific and practical task of increasing the reliability, safety and efficiency of the intended use of power supply systems (EPS) with 10 kV overhead lines

The essence of solving the problem consists in automating the process of determining the location of damage (VMP) and increasing accuracy based on the combined use of static and dynamic characteristics of normal and emergency modes of the SEP. The dynamic characteristics of the emergency mode were studied and the existing methods and means of emergency response were analyzed. More accurate methods of calculating the primary parameters of overhead power lines (PL) and loads of individual substations 6-10/0.4 kV are proposed. The remote method of determining the location of an interphase short circuit in overhead power lines with a voltage of 10 kV has been improved, taking into account their heterogeneity and structural ramifications, which allows to increase the accuracy of VMP. The remote method of determining the location of a single-phase ground fault, taking into account the heterogeneity and structural branching of the PL, has received further development, according to which the location of the damage is determined even in the presence of significant transient resistance. The system for remote determination of the location of phase-to-phase short-circuit or single-phase to ground fault provides an absolute accuracy of 5% of the total length of the trunk line for lines not exceeding 20 km in length.

Key words: distribution network, heterogeneity, static and dynamic characteristics, search method, search program.

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

СЕП-система електропостачання

ПЛЕП- повітряна лінія електропередач

ВМП-визначення місця пошкоджень

ЕП- електроприймач

ТП- трансформаторна підстанція

НКР нормована кореляційна функція

ПП –перехідний процес

ЦП центральний процесор

ВП вхідний пристрій

ВПФ-вибирач пошкодженої фази

ПВЗ- пристрій вибирання і зберігання

ОФ-орган фіксації

ПХЗ –пристрій довгочасного зберігання

ЗМІСТ

ВСТУП.....	5
1 СТАН ПРОБЛЕМИ ТА ЗАДАЧІ ДОСЛІДЖЕННЯ	8
1.1. Загальна характеристика об'єкта дослідження	8
1.2 Аналіз існуючих методів і засобів пошуку однофазних замикань на землю в розподільних мережах напругою 6-35 кВ.....	15
1.3 Методи і засоби пошуку міжфазних замикань в розподільних мережах напругою 6-35 кВ	20
1.4 Висновки по розділу.....	30
2 ТЕОРЕТИЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ МЕТОДІВ ПІДВИЩЕННЯ ТОЧНОСТІ ВИЗНАЧЕННЯ ВІДСТАНІ ДО МІЖФАЗНОГО КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ В РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ 6-35 кВ....	32
2.1 Визначення місця міжфазного короткого замикання дистанційним методом.....	32
2.2 Визначення розподілу навантаження окремих ТП 10/0,4 кВ вздовж магістральної лінії.....	38
2.3 Підвищення точності розрахунку первинних параметрів повітряних ліній.....	42
2.4 Висновки по розділу	48
3 ВДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДУ ДИСТАНЦІЙНОГО ВИЗНАЧЕННЯ ВІДСТАНІ ДО МІСЦЯ ВИНИКНЕННЯ ОДНОФАЗНОГО ЗАМИКАННЯ НА ЗЕМЛЮ	50
3.1 Розрахунок ємнісної провідності РМ напругою 6- 10 кВ	50
3.2 Дослідження впливу параметрів перехідного процесу на точність визначення місця виникнення однофазного замикання на землю.....	55
3.3 Теоретичне обґрунтування методу дистанційного визначення відстані до місця виникнення однофазного замикання на землю	59
3.4 Висновки по розділу.....	64
7 ОХОРОНА ПРАЦІ.....	66
ВИСНОВКИ.....	77

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	79
ДОДАТКИ.....	83
ДОДАТОК А (обов'язковий) Технічне завдання.....	84
ДОДАТОК Б Графічна частина.....	88
ДОДАТОК В Протокол перевірки дипломної роботи на наявність текстових запозичень.....	99

ВСТУП

Актуальність теми. Розподільні мережі (РМ) мають такі властивості: вони розподілені в просторі, мають високу ціну відмов, автономні, підлягають впливу великої кількості різних факторів. В процесі експлуатації РМ виникають пошкодження. Їх питома кількість є достатньо стійкою характеристикою, наприклад, по повітряних лініях (ПЛ) 10 кВ АТ «Вінницяобленерго» в середньому за 2015/2016 рр. складає 0,17 пошкоджень на 1 км довжини розподільних мереж в рік. В загальному випадку визначення місця пошкодження (ВМП) в повітряних лініях електропередач (ПЛ) напругою 10 кВ – це досить складна технологічна операція, що стала буденною оперативною задачею диспетчерських служб електричних мереж і систем.

Складність ВМП в РМ зумовлена такими факторами: неоднорідність; в РМ використовується неоднакова за принципом роботи комутаційна апаратура та засоби автоматики; РМ розподілені в просторі, мають складну та глибоку ієрархію, деревоподібну топологію; в РМ виникає несиметричність режимів, до РМ приєднується різноманітне за характером навантаження, в РМ використовують різні режими роботи нейтралі; інформаційна невизначеність (точність отриманих значень параметрів та контрольованих величин, достовірність звітності енергопідприємств про функціонування автоматики, способи передачі даних по лініях зв'язку, види інформації).

Існуючі методи пошуку в значній мірі не враховують ці особливості розподільних мереж. Наприклад, дистанційні методи не враховують неоднорідність та складність структури РМ; метод послідовного ділення мережі – інформаційну невизначеність, а саме: потребує послідовного обходу мережі і вимірювання високочастотного сигналу при однофазному замиканні на землю (ОЗЗ), не чутливий до к. з. в кінці мережі і ОЗЗ через перехідний опір, що більший 100 Ом.

Вплив перелічених факторів значно ускладнює процедуру пошуку місць пошкоджень, що збільшує час на проведення операцій та витрати на ВМП. Тому існує задача створення методів і засобів, які дозволять врахувати неоднорідність та складну топологію розподільних мереж для підвищення рівня автоматизації та точності ВМП. Рішення цієї задачі лежить на шляху сумісного використання статичних та динамічних характеристик об'єкта на основі методу послідовного аналізу.

Мета бакалаврської дипломної роботи – підвищення рівня надійності, безпеки і ефективності використання систем електропостачання з повітряними лініями електропередач напругою 10 кВ шляхом автоматизації процесу пошуку і зменшення похибки визначення місця пошкодження на основі сумісного використання статичних і динамічних характеристик в нормальному і аварійному режимі їх роботи.

Поставлена мета потребує вирішення таких науково-технічних задач:

- дослідження статичних та динамічних характеристик аварійних режимів в розподільних мережах та аналіз існуючих методів і пристроїв ВМП;
- теоретичне обґрунтування методу та розробка алгоритму процесу ВМП в РМ із врахуванням їх неоднорідності;
- вдосконалення методу дистанційного ВМП в повітряних розподільних мережах з конструктивною, структурною та режимною неоднорідністю;
- розробка принципової схеми вимірювальної системи для дистанційних методів ВМП;
- визначення ефективності процесу пошуку пошкоджень.

Об'єкт дослідження – автоматизація процесу пошуку пошкоджень в розподільній мережі напругою 10 кВ з повітряними лініями електропередачі.

Предмет дослідження – процеси та методи визначення місця пошкодження в розподільних мережах зі складною структурою на основі сумісного використання статичних і динамічних характеристик розподільних мереж в аварійному режимі.

Особистий внесок здобувача. Основні результати роботи отримано автором самостійно.

Апробація результатів роботи. Основні положення і результати досліджень доповідались та обговорювались на науково-технічній конференції Матеріали конференції «Молодь в науці: дослідження, проблеми, перспективи (МН-2024)».

Публікації. За тематикою дослідження опубліковано 1 тези доповідей матеріалів конференцій:

До питання автоматизації процесу пошуку пошкоджень в електричних мережах з повітряними лініями електропередачі напругою 10кВ/ М.В.Косенюк, В.М. Кутін – Матеріали конференції «Молодь в науці: дослідження, проблеми, перспективи (МН-2024)», Вінниця, 2024. [Електронний ресурс]. URL:. – Вінниця : ВНТУ, 2024. – 3 с.

1 СТАН ПРОБЛЕМИ ТА ЗАДАЧІ ДОСЛІДЖЕННЯ

1.1. Загальна характеристика об'єкта дослідження

Розподільчі електричні мережі України побудовані в основному в 60-90-ті роки минулого століття для електропостачання сформованої на той час структури споживачів електроенергії. Протягом останніх 10-12 років ця структура зазнала значних змін. У промисловості і сільському господарстві замість сконцентрованих потужних споживачів виникає певна кількість малопотужних споживачів, розташованих на значній відстані один від одного [1, 2].

Проблеми технічної діагностики РМ безпосередньо визначаються особливостями цих мереж і специфікою їх експлуатації. В даному випадку представляють інтерес врахування таких властивостей РМ як ціна відмови, ступінь автономності, складність структури, достовірність показників надійності і ін.

За своїм призначенням системи електропостачання (СЕП) бувають: міські, сільські і промислових підприємств. Сільські СЕП відносяться до мереж загального призначення, оскільки до них приєднана велика кількість різного роду споживачів, не пов'язаних між собою спільною технологією виробництва. У сільській місцевості переважають малопотужні споживачі, припинення електропостачання яких не приводить до великого економічного збитку. По надійності це в основному споживачі II і III категорії.

Для сільськогосподарських споживачів характерна нерівномірність їх розташування на місцевості і велика нерівномірність добових і сезонних графіків електроспоживання.

У СЕП сільськогосподарських споживачів можна виділити три структурно-ієрархічні рівні [3-5]: мережі 35 кВ, 110 кВ, розподільні мережі 10 кВ і мережі 0,4 кВ. Мережа 35-110 кВ складається з ліній 35-110 кВ, які відходять від шин 35-110 кВ вузлових підстанцій енергосистеми або різних систем шин однієї підстанції. До ліній 35-110 кВ приєднуються понижувальні підстанції напругою 35-110/10 кВ через комутаційні апарати або глухими відгалуженнями (рисунок 1.1).

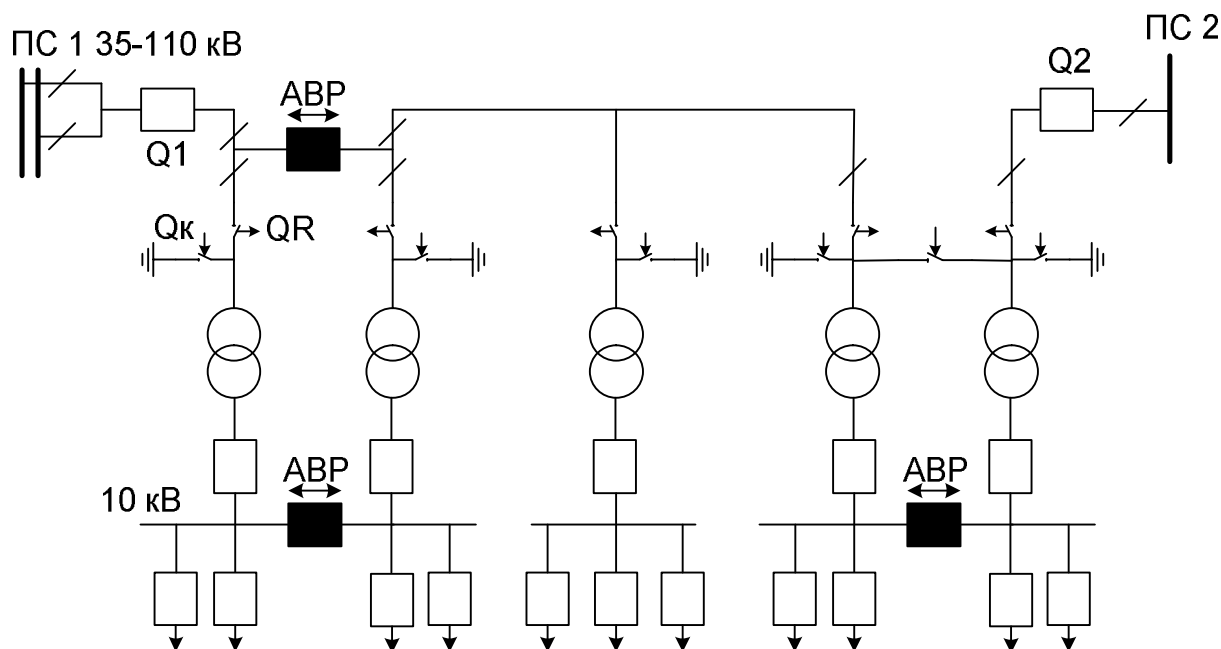


Рисунок 1.1 - Схема мережі напругою 35-110 кВ

Мережа 35-110 кВ оснащується пристроями автоматики і телемеханіки, що дозволяють відключати пошкоджені ділянки ліній або підстанцій і включити резервне живлення, а також дистанційно керувати режимами роботи мереж. Виконується вона на залізобетонних центрифугованих стійках, з підвісною ізоляцією; провода, як правило, сталевалюмінієвої перетином 70-150 мм².

Мережі напругою 10 кВ в сільській місцевості є складними розгалуженими лініями, до яких на глухих відгалуженнях підключені трансформаторні підстанції напругою 10/0,4 кВ. Лінії напругою 10 кВ резервуються від сусідніх підстанцій або шин своєї ж підстанції.

Практично всі лінії електропередачі напругою 10 кВ споруджуються повітряними. Матеріал проводу — алюміній і сталевалюміній, ізолятори — штирьові. Лінії напругою 10 кВ секціонуються і резервуються за допомогою лінійних роз'єднувачів.

В сільських мережах частіше використовуються комплектні трансформаторні підстанції напругою 10/0,4 кВ зовнішньої установки спрощеної конструкції без розподільчого пристрою 10 кВ з

трансформаторами 63-250 кВА. Використовуємі схеми наведено на рисунку 1.2.

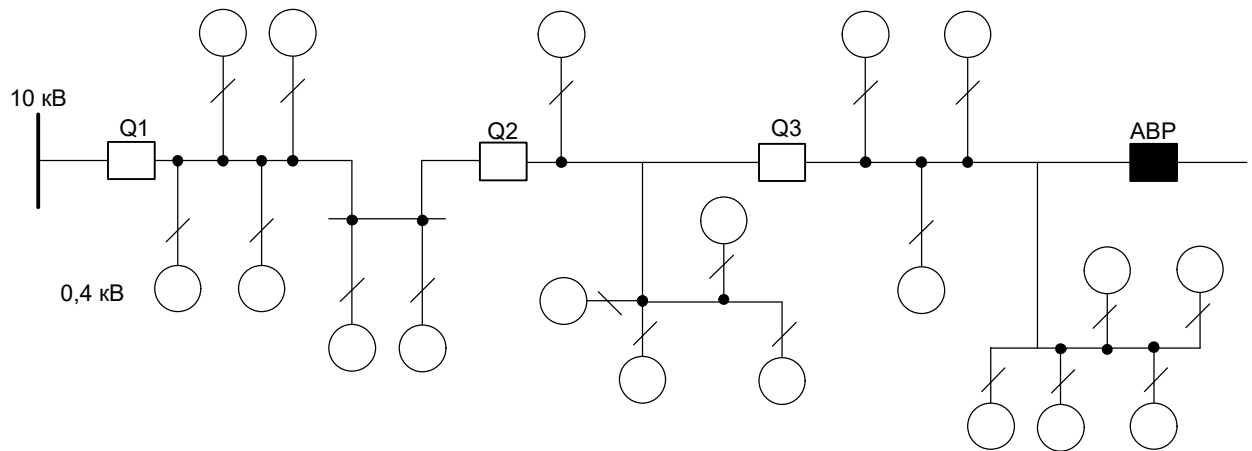


Рисунок 1.2 – Схема мережі напругою 10 кВ

Лінії напругою 0,4 кВ виконуються чотирьох провідними радіальними з приєднаннями споживачів глухими відпайками. Захищаються запобіжниками, автоматами і не резервуються.

Експлуатуються сільські електричні мережі у складі підприємств електричних мереж (ПЕМ) районом електричних мереж (РЕМ). Персонал РЕМ виконує комплекс робіт по ремонту обладнання, його профілактиці, а також по оперативно-аварійному обслуговуванню мереж. Для цієї мети в РЕМ створено диспетчерський пункт (ДП) з диспетчером і оперативно-виїздною бригадою (ОВБ).

Рівень автоматизації сільських розпорядливих мереж ще незначний [4].

Для РМ напругою 10 кВ від міжфазних КЗ використовують струмовий захист ТЗВР, пристрій КРЗА-С, захисту типу ЛТЗ, рідше КЗ-321 і ДЗ-10У; для автоматичного повторного ввімкнення апаратуру АПВ-2П; для автоматичного повторного ввімкнення резерву комірки К-102 з вакуумними вимикачами ВВВ-10 і реле часу ЭВ-245, ЭВ-238. Для пошуку місця короткого замикання застосовують пристрій УПУ-1, УКЗ-2М, ФМК-10, а однофазного замикання на землю переносні прилади типу "Зонд", "Пошук", "Гармоніка" і ін.

Рівень надійності електропостачання споживачів, приєднаних до сільських СЕП коливається в значних межах. У зв'язку з цим середня величина показника надійності для усереднених параметрів СЕП не є інформативною і може бути використана лише для зіставлення з електричними мережами іншого призначення. Середня відносна незабезпеченість споживачів, приєднаних до сільської СЕП з середніми параметрами складає приблизно 80-110 годин простою в рік одного споживача [7]. При цьому 20-30 % незабезпеченості обумовлені пошкодженнями в мережах напругою 35-110 кВ, 60-75 % — пошкодженнями в мережах 10 кВ і 10-15 % — в мережі 0,4 кВ.

У системах електропостачання міст [8] ще більш, чим в сільських районах різноманітний склад споживачів, особливості їх функціонування, вимоги до надійності.

Міські СЕП складаються з трьох-чотирьох структурно-ієрархічних рівнів. Перший рівень — постачальні мережі 35, 110 кВ, а для крупних міст — 220 кВ. Побудова мережі 35-110 кВ залежить від розміру міста. Схема мережі 35-110 кВ середнього міста складається з декількох підстанцій напругою 35, 110 кВ, приєднаних до однієї або декількох ліній з двостороннім живленням, і утворюють зовнішнє кільце електропостачання.

Другий рівень — живлячі мережі ЛЕП 6-10 кВ, які відходять від шин центрів живлення і подають електроенергію на розподільні пункти без приєднання до них інших споживачів. Живлення розподільних пунктів здійснюється по двох-чотирьох лініях 6, 10 кВ. Розподільний пристрій складається з двох секцій з секційним вимикачем, забезпеченим пристроєм АВР, або з секційним роз'єднувачем. Найбільш типові схеми міських розподільних пунктів представлені на рисунку 1.3. Розподільні мережі 6-10 кВ будуються в основному резервованими трансформаторними підстанціями транзитного типу.

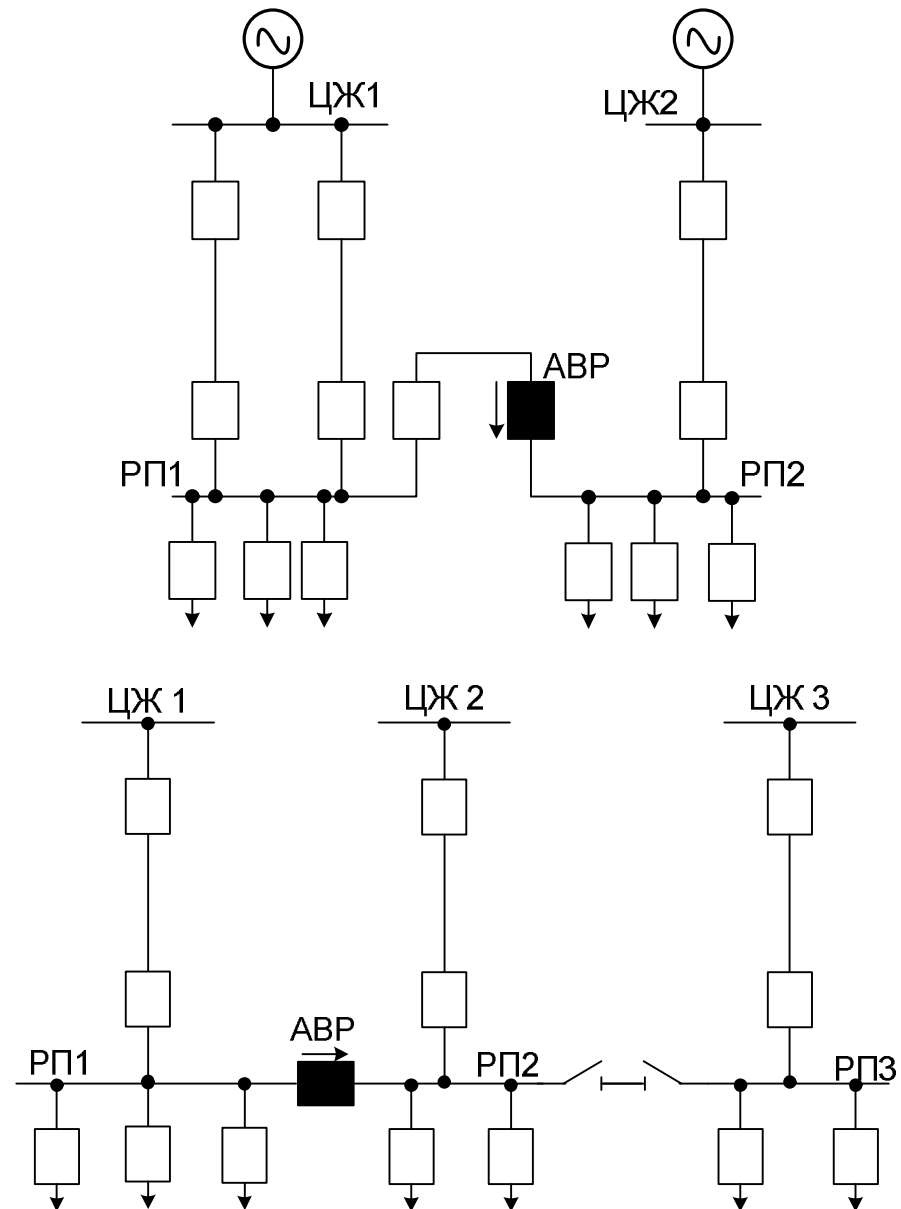


Рисунок 1.3 – Найбільш поширені схеми міських розподільних пунктів

Найбільш поширена петлева схема, в якій до лінії приєднуються 5-15 трансформаторних підстанцій 6, 10/0,4 кВ. У нормальному режимі петля розімкнена. Схема забезпечує вимоги до надійності споживачів II-ої категорії.

Для крупних міст застосовується двопротенева схема 6,10 кВ, що забезпечує необхідну надійність електропостачання відповідальних споживачів. Двох протеневі схеми застосовуються з АВР на стороні 6, 10 кВ або 0,4 кВ.

Обслуговуються міські мережі спеціалізованими районами електричних мереж, що входять до складу підприємства електричних мереж. Район електричних мереж має ремонтно-виробничу базу, де знаходиться диспетчерський пункт, середня зона обслуговування міського РЕМ — до 8 тис. умовних одиниць обладнання.

На відміну від сільських і міських, СЕП промислових підприємств є підсистемою технологічного комплексу, і це визначає вимоги до принципів побудови СЕП і її параметрів. Природно, що вимоги, що пред'являються донадійності електропостачання на підприємствах різні, на одних підприємствах перерва в електропостачанні призводить лише до незначних додаткових витрат або простою устаткування, а на інших припинення подачі електроенергії призводить до аварії.

Рівень автоматизації міських мереж значно вищий, ніж сільських. На повітряних і кабельних лініях є захисту від між фазних КЗ, однофазних замикань на землю, АПВ, АВР. Пристрої автоматичного введення резерву на напрузі 6, 10кВ встановлюються на шиноз'єднувальних вимикачах ПС, РП. Автоматичне введення резерву здійснюється або безпосередньо на введенні відповідальних споживачів, або на збірках 0,4 кВ в ТП.

Міські понижувальні підстанції 35, 110 кВ мають пристрої телесигналізації і телекерування з диспетчерського пункту. Трансформаторні підстанції оснащені показниками пошкодженої ділянки, широко використовуються різні пристрої для пошуку місця пошкодження в кабельній лінії.

Середня тривалість простою одного споживача в рік складає 2,4 - 5 годин [4]. Незабезпеченість електроенергією в мережах 35, 110 кВ складає 15- 20%; живлячих мереж 6-10 кВ — 57 %, розподільних мереж 6, 10 кВ — 50-60 %, мереж 0,4 кВ — 20-25 %. У міських РМ відстань між комутаційними апаратами набагато менше, ніж в сільській місцевості, що дозволяє значно скоротити час пошуку пошкодженої ділянки.

Мережі напругою до 1000 В [8] виконуються радіальними, магістральними, змішаними, замкнутими.

При передачі і розподілі електроенергії в СЕП промислових підприємств використовуються кабельні, рідше повітряні ЛЕП. Повітряні ЛЕП застосовують в основному для подачі живлення на ГПП від енергосистем. Використовуються також шинопроводи для передачі великих струмів. Кабелі прокладаються в каналах, колекторах, спеціальних естакадах.

Внутрішні мережі промислових підприємств обслуговуються спеціальним персоналом, що входить до складу енергетичної служби. Зовнішні мережі невеликого підприємства, що живляться від мереж напругою 6, 10 кВ загального призначення, знаходяться в оперативному обслуговуванні підприємства електричних мереж. На великих комбінатах створюються диспетчерські пункти по управлінню СЕП промислового підприємства. Ці ДП підтримують економічний режим роботи СЕП, проводять роботи по підвищенню якості електроенергії, виконують оперативні роботи по локалізації і ліквідації пошкоджень.

Мережі сучасних промислових підприємств широко оснащені пристроями протиаварійної автоматики, телесигналізації, телевимірювання і телекерування [2-4].

1.2. Аналіз існуючих методів і засобів пошуку однофазних замикань на землю в розподільних мережах напругою 6-35 кВ

В повітряних розподільних мережах, які обладнані селективним захистом від ОЗЗ, пошук пошкодження здійснюють найчастіше шляхом послідовного розподілу мережі на окремі ділянки за допомогою роз'єднувачів і повторного ввімкнення вимикача на підстанції. Місце пошкодження на виділеній ділянці визначають візуально або шляхом вимірювань за допомогою мегомметра.

У тому випадку, коли захист від ОЗЗ діє на сигнал, застосовують методи функціональної [6, 7] і тестової діагностики.

У методах функціональної діагностики як основна ознака пошкодження використовують рівень напруженості магнітного поля навколо дротів, створюваних струмами нульової послідовності основної і вищих гармонік.

Технічні характеристики пристроїв функціональної діагностики в основному визначаються характером контрольованого сигналу, тому розглянемо характеристики контрольованого сигналу.

При замиканні на землю струм нульової послідовності в пошкодженному приєднанні рівний сумі струмів нульової послідовності пошкодженого і непошкоджених приєднань. Величина струму нульової послідовності визначається ємністю і активною провідністю кожного з приєднань і струму дугогасного реактора, якщо він є. У некомпенсованих мережах напрям струму основної гармоніки на непошкодженному і пошкодженному приєднаннях протилежні по знаку, оскільки джерело напруги нульової послідовності можна вважати розташованим в місці замикання і, отже, струм нульової послідовності, що визначається ємнісним опором непошкоджених ліній, проходить в пошкоджений елемент у напрямі до шин, а в непошкодженному - від них.

У мережах з компенсованою нейтраллю на пошкодженій ділянці фаза основної гармоніки струму пошкодженої лінії залежить від співвідношення

між місткістю непошкоджених ліній і індуктивністю дугогасних реакторів. При точній компенсації і перекомпенсації сумарного ємнісного струму, фази основних гармонік реактивних складових струму нульової послідовності в пошкодженій і непошкодженій лінії будуть однаковими.

За інших рівних умов величина і фаза струмів ОЗЗ визначається напрямом напруги нульової послідовності U_{O3} і має найбільше значення при металевому ОЗЗ. Коли ОЗЗ відбувається через перехідний опір, U_{O3} визначається співвідношенням між опором нульової послідовності мережі і перехідним опором в місці ОЗЗ. Кут між U_{O3} і струмом замикання на землю завжди однаковий і рівний аргументу комплексного опору нульової послідовності мережі. Наявність перехідного опору в місці ОЗЗ зменшує U_{O3} і зсовує фазу останнього щодо фазної напруги. Окрім складової основної гармоніки, в струмі ОЗЗ завжди містяться вищі гармоніки [12]. Вони виникають при перехідних процесах і можуть існувати тривало через несинусоїдальності напруги мережі. Перехідний процес при ОЗЗ виникає в результаті перезаряду ємностей пошкодженої і непошкодженої лінії. Струм розряду затухає звичайно протягом долей мілісекунди, має частоту, що становить від одиниць до сотень кілогерц. Зарядні струми мають частоти порядку сотень або тисяч герц, а час їх загасання може тривати до 10 мс. Дугогасні реактори впливають на рівень високочастотних складових струму замикання на землю.

При вимірюванні струмів нульової послідовності уздовж пошкодженої лінії рівень їх знижується плавно і лише за місцем пошкодження – різко [12]. Важлива ознака при пошуку місця ОЗЗ - розподіл рівня вищих гармонік по окремих фазах пошкоджених і непошкоджених приєднань.

На пошкодженій лінії рівні гармонік в струмах двох непошкоджених фаз приблизно рівні, а в струмах пошкодженої фази від джерела живлення до місця ОЗЗ міститься сума вищих гармонік трьох фаз решти приєднань, тобто

рівень гармонік в одному з фазних струмів пошкодженого приєднання істотно вище, ніж рівні двох інших фаз. Для непошкоджених ліній характерний високий рівень вищих гармонік в струмах непошкоджених фаз, в пошкодженій фазі значно нижче, а при металевому замиканні рівний нулю.

Вищі гармоніки струмів навантаження приєднань практично не змінюють приведених співвідношень рівнів гармонік струмів місткостей пошкодженого і непошкодженого приєднань, оскільки нейтралі трансформаторів навантаження ізолювані. Вищі гармоніки струмів навантаження містяться в рівних кількостях у всіх фазних струмах, і сума їх рівна нулю.

Для визначення місця пошкодження при ОЗЗ в практиці обслуговування ПЛ поширені переносні прилади [6,7,9,12].

По характеристиках контрольованих сигналів їх можна розділити на дві групи: прилади, контролюючі напруженість магнітного поля, яка створюється струмами нульової послідовності промислової (50 Гц) частоти, і прилади, контролюючі напруженість магнітного поля струмів високої частоти. Кожна група містить як струмові, так і направлені прилади. Направлені прилади дозволяють оцінити не тільки величину, але і напрям протікання струмів нульової послідовності.

Досвід розробки і експлуатації приладів, робота яких заснована на використуванні напруги основної частоти, не підтвердив доцільність їх широкого упровадження [17]. Найбільш ширше поширені прилади, засновані на використуванні вищих гармонік в струмі нульової послідовності. До них можна віднести такі прилади як "Пошук-1", "Хвиля", "Зонд" і ін.

Переносний прилад " Пошук-1" був першим приладом, що серійно випускається. Його робота заснована на вимірюванні складових магнітної індукції від вищих гармонік в струмі замикання [17].

Функціональні схеми пристрою типу "Хвиля" і "Зонд", зображені на

рисунку 1.4. У пристрої типу "Хвиля" (рис.1.4, а) струми нульової послідовності сприймаються магнітним датчиком М, а напруженість електричного поля за допомогою антени WA. Магнітний датчик М з конденсаторами 1 утворюють резонансний контур, налаштований на частоту 250-550 Гц, і включений на вхід емітерного повторювача 2. Дільник напруг 3 забезпечує ступінчасте регулювання чутливості пристрою. Сигнал з виходу дільників подається через блок управління 8 на перший вхід першого транзисторного підсилювача 4, на вихід якого включений вимірювальний прилад 5. Електрична антена WA, що є металевою пластиною, вбудованою в корпус пристрою, включена через емітерний повторювач 6 на вхід другого підсилювача 7, який має два виходи. Вихід постійного струму підсилювача 7 впливає на підсилювач 4, збільшуючи або зменшуючи його коефіцієнт посилення при зменшенні або збільшенні електричного поля в точці вимірювання і, отже, напруги на антені. Другий вихід змінного струму підсилювача 7 через блок управління 8 передає сигнал на вхід останніх двох каскадів першого підсилювача, що дозволяє контролювати напруженість електричного поля в точці вимірювання.

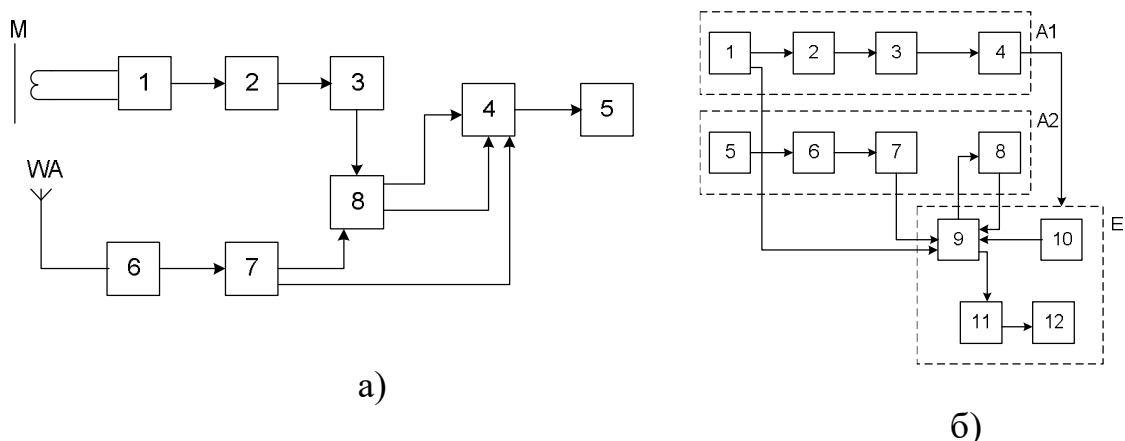


Рисунок 1.4 – Функціональна схема приладу типу "Хвиля" (а)
і типу "Зонд" (б)

Схема пристрою "Зонд" (рисунок 1.4, б) містить підсилювач напруги А1, підсилювач струму А2 і схему Е. Підсилювач напруги складається з емітерного повторювача 1, резонансного підсилювача 2, вбудованого на

частоту 550 Гц, аперіодичний підсилювач 3, фазоінверсний каскад 4, смуговий фільтр 5, налаштований на частоту 550 Гц, другий аперіодичний підсилювач 6, дільник напруги 7, підсилювач 8, комутатор 9, фазопорівнювальну схему 10, вимірювальну схему 11 і вимірювальний прилад 12.

Пристрій "Зонд" дозволяє оцінити рівень струмів одинадцятої гармоніки і контролювати наявність напруги нульової послідовності основної частоти 50 Гц. Як дистанційні датчики струму і напруги в пристрої використовують діжечку на феритовому сердечнику і штиркову антену.

Місце замикання на землю за допомогою вище розглянутих приладів відшукують по такому алгоритму. Біля виходу ліній з території підстанцій прилад розташовують під однією з ліній на відстані 6-8 м від її осі і орієнтують його так, щоб покази вимірювальної системи було максимальним. Аналогічні вимірювання виробляють на решті ліній. Пошкоджену лінію визначають за максимальними показами з результатів вимірювання під всіма лініями. При обході лінії вимірювання проводяться в місцях розгалужень пошкодженої лінії. Непошкоджене відгалуження дає мінімальні покази приладу. Перехід через місце замикання визначається по різкому зниженню показів приладу.

Досвід експлуатації цих пристроїв в основному позитивний. Проте сам метод пошуку вимагає послідовного обходу лінії, окрім цього, рівень контрольованих сигналів залежить від величини перехідного опору в місці замикання. Необхідна чутливість контролю досягається лише при перехідному опорі в місці замикання, не перевищуючому 100-200 Ом. Це не дозволяє знайти пошкодження на ранній стадії його розвитку.

Необхідність послідовного обходу мережі може бути виключена при використуванні дистанційних методів визначення відстані до місця однофазного замикання на землю.

Для дистанційного визначення відстані до місця ОЗЗ запропонований

спосіб [11,12] накладення на електричну мережу високочастотного сигналу після відключення її релейним захистом. Після вимірювання електричних параметрів визначають відстань до місця замикання по формулі

$$l_k = \frac{f^{-2}}{4\pi^2 L_{i0} C}, \quad (1.1)$$

де l_k - відстань до місця замикання, м; f – вимірювана частота гармонійних коливань в мережі, Гц; L_{i0} - питома індуктивність лінії; C - постійна ємність, Ф.

Надалі з метою підвищення точності вимірювань запропоновано [30] додатково впливати на мережу контрольною напругою, частота якого відрізняється від частоти основної контрольної напруги більш ніж в 1,5 рази.

1.3 Методи і засоби пошуку міжфазних замикань в розподільних мережах напругою 6-35 кВ

Оскільки розподільна мережа є складною системою, то завдання визначення роботоздатності і пошуку пошкоджень вирішують роздільно.

По ступеню автоматизації існуючі методи визначення місця пошкодження (ВМП) при міжфазних КЗ можна розділити на автоматичні, автоматизовані і ручні [11,12]. Автоматичні системи ВМП забезпечують визначення відстані до місця пошкодження без участі оператора. В цьому випадку реалізується весь алгоритм пошуку. У автоматизованій системі ВМП оператор не виключається з процесу, він реалізує частину алгоритму пошуку, наприклад, обробка отриманої інформації і ухвалення рішення. У ручній системі ВМП весь алгоритм виконує оператор.

По глибині пошуку системи ВМП розділяються на дистанційні, топографічні і комбіновані [11]. Дистанційні системи ВМП дозволяють швидко визначити не місце пошкодження, а його зону розташування з певною точністю. Топографічні ВМП — це визначення місця

пошкодження на трасі, тобто топографічної точки розташування місця пошкодження. Комбіновані системи ВМП є сукупністю дистанційних і топографічних.

При ВМП у ПЛ за допомогою будь-якої системи в роботі бере участь черговий-оперативний персонал. Якщо підстанція не має чергового персоналу, то операції виконує централізована оперативно-виїзна бригада.

Організація процесу пошуку за відсутності засобів автоматизації залежить від конфігурації РМ, її протяжності, кількості комутаційних апаратів, місця їх установки. Наприклад, за відсутності на лінії секціонуючих роз'єднувачів він вироджується в обхід лінії. За наявності на лінії роз'єднувачів процес пошуку пошкоджень і його локалізація починаються з розділення лінії на дві частини відключенням однієї з них, потім проводиться робоче включення (ПВ) вимикачів лінії на підстанції. За наслідками ПВ судять про те, на якій з частин лінії є пошкодження. Аналогічні операції виконуються до тих пір, поки не буде виявлена пошкоджена ділянка. Потім проводиться включення тих пошкоджених ділянок, для яких можна подати, напруга від джерела живлення. Місце пошкодження визначають шляхом обходу, огляду і вимірювань на пошкодженій ділянці.

За наявності на лінії резервних зв'язків пошук пошкодженої ділянки організовується інакше, оскільки після виконання якої-небудь операції, направленої на отримання інформації про місце пошкодження, можна включити резервні джерела живлення для навантажень непошкоджених ділянок.

Якщо схема оснащена пристроями секціонування і автоматичного введення резерву, пошук пошкодження здійснюється в автоматично виділеній зоні так само, як і у попередньому випадку.

Таким чином, у будь-якому випадку процес визначення пошкодженої ділянки є багатокроковим, і перед оперативним персоналом стоїть завдання вибору оптимальної стратегії пошуку і локалізації пошкодженої ділянки.

В працях [10,11] пропонується метод оптимізації процесу пошуку. При пошуку місця міжфазного КЗ використовується дуальний критерій оптимальності: мінімізація сумарної тривалості пошуку і локалізації пошкодженої ділянки і мінімізація недовідпущеної електроенергії за час цього процесу.

$$t = \sum_j t_j \rightarrow \min; W = \sum_j W_j = \sum_j t_j P_{omj} \rightarrow \min, \quad (1.2)$$

де t_j і W_j — відповідно тривалість відключення лінії і недоотпуска електроенергії на j -м кроці пошуку і локалізації; P_{omj} — величина навантаження, що відключається на j -м кроці.

Управління процесом по критерію $t > \min$ засновано на використанні інформаційного алгоритму пошуку [10]. Для будь-якої розподільної мережі, що містить n роз'єднувачів і декілька резервних зв'язків, при допущенні рівної імовірності виникнення пошкодження в кожній її точці, повна кількість інформації в бітах про номер пошкодженої ділянки може бути визначена як

$$I = - \sum_{i=1}^{n+1} p_i \log_2 p_i; \quad p_i = l_i / L, \quad (1.3)$$

де p_i — вірогідність того, що лінія відключилася із-за пошкодження на i -ій ділянці; l_i , L — довжина i -ої ділянки і повна довжина лінії.

Результатом кожної перевірки є отримання інформації I , тому

$$I = \sum_j p_j I_{jr}; \quad I_{jr} = (p_{1jr} \log_2 p_{1jr} + p_{2jr} \log_2 p_{2jr}) \quad (1.4)$$

де P_j — вірогідність виконання j -го кроку; I_{jr} — математичне очікування кількості інформації, отриманого при діленні r -м роз'єднувачем на j -м кроці; P_{1jr} P_{2jr} — вірогідність пошкодження на одній з ділянок, що

перевіряються на j -му кроці частин лінії, розташованих відповідно до роз'єднувача r , (тобто між джерелом живлення і роз'єднувачем r) і за ним.

Що входять в (1.4) величини визначаються по формулах:

$$\begin{aligned} p_j &= L_j / L; \quad p_{1jr} = L_{1jr} / L; \quad p_{1jr} + p_{2jr} = 1; \\ \{m_j\} &= \{m_{1jr}\} + \{m_{2jr}\}, \end{aligned} \quad (1.5)$$

де L_{1jr} , m_{1jr} — відповідно сумарна довжина тієї частини L_j , на яку подається напруга після відключення r -го роз'єднувача і підмножина безлічі m_j ділянок, що входять в її склад;

$\{m_j\}$, $\{m_{1jr}\}$, $\{m_{2jr}\}$ — потужності відповідних множин.

На початку процесу $L_j = L$. У загальному випадку при діленні роз'єднувачем на $(j - 1)$ м кроці на початку j -го кроку

$$K = \begin{cases} = 1, & \text{якщо результат ПВ успішний} \\ = 2, & \text{якщо результат ПВ не успішний.} \end{cases}$$

Таким чином, на кожному кроці пошуку вибирається роз'єднувач для якого

$$\vartheta_{jr} = \frac{I_{jr}}{t_{jr}} \rightarrow \max, \quad (1.6)$$

де ϑ_{jr} , t_{jr} — відповідно швидкість отримання інформації на j -м кроці і витрати часу на його виконання при діленні на цьому кроці r -м роз'єднувачем.

Пошук починається з перевірки, для якої ϑ_{jr} відповідає найбільшому значенню. Потім на кожному кроці здійснюються перевірки, яким відповідає більше значення ϑ_{jr} за умови, що попередня перевірка вже була виконана і т.д. Розрахунок по вибору оптимальної стратегії закінчується, якщо $L_j=0$ і представляється у вигляді послідовності відключень роз'єднувачів.

Недолік цієї стратегії полягає в складності підготовки початкових даних, оскільки окрім конфігурації мережі, довжини ділянок, потужності навантажень і відомостей про систему обслуговування, необхідно розрахувати коефіцієнти матриці витрат часу на пересування ОВБ від вимикача до роз'єднувача і між роз'єднувачами, а також на комутаційні операції і зв'язок ОВБ з диспетчером. Окрім цього дана стратегія може бути використана лише при пошуку міжфазних КЗ. У РМ основний вид пошкодження (60-80 % від загальної кількості) складають однофазні замикання на землю.

З метою автоматизації процесу пошуку міжфазних КЗ широкого поширення набули показники короткого замикання ПКЗ [11,15,16]. Їх встановлюють безпосередньо в мережі на опорах ліній у вузлових точках. ПКЗ, що спрацювали, показують трасу протікання струму КЗ. Струм спрацьовування ПКЗ повинен перевищувати струми навантажень, але бути менше мінімальних струмів міжфазного КЗ.

Показники траси протікання струму КЗ дозволяють скоротити час пошуку пошкодженої ділянки в порівнянні з методом послідовного ділення мережі, проте вимагає додаткових капітальних витрат на їх установку і обслуговування. Окрім цього, як показує досвід експлуатації, вони забезпечують необхідну надійність функціонування лише при КЗ на початку лінії. При КЗ в кінці лінії вони не володіють необхідною чутливістю, а підвищення чутливості за рахунок використання перехідної складової струму КЗ створюють проблему відбудови від короткочасних стрибків струму при підключенні потужних споживачів.

Подальша автоматизація процесу пошуку місця міжфазного КЗ здійснювалася шляхом розробки і впровадження дистанційних способів визначення відстані до місця КЗ [12, 16, 18, 19, 20, 24].

Ці пристрої повинні задовольняти ряд специфічних вимог: забезпечувати автоматичне вимірювання і фіксацію електричних величин в

процесі КЗ на лініях електропередачі за час спрацьовування найбільш швидкодіючих захистів; забезпечувати мінімальну погрішність визначення відстані до місця КЗ; фіксувати контрольовану величину тільки при аварійних відключеннях лінії електропередачі; зберігати зафіксовану величину на якийсь час, достатнє для зняття показів ОВБ на підстанції 110-35/6-10 кВ без присутності постійного чергового персоналу; бути простим і зручним в експлуатації.

Методи ВМП по ПАР широко застосовують як найбільш ефективні. Їх можна класифікувати за наступними ознаками:

- місцю вимірювання параметрів режиму — з одного боку лінії або з двох боків лінії і на відгалуженні;
- поєднанню використовуваних величин: тільки струмів, тільки напруги, струмів і напруги однієї послідовності, струмів і напруги різних послідовностей, фазних струмів, напруги, кутів і їх комбінацій;
- характеру обробки даних вимірювань: аналітичний, графічний, графоаналітичний, ручний або за допомогою ЕОМ.

У загальному випадку відстань до місця пошкодження l_k обчислюють ітераційним методом [24, 25]. Суть його полягає в послідовних розрахунках струмів і напруги КЗ при переміщенні точки КЗ уздовж лінії (сканування) і порівнянні обчислених (розрахункових) ПАР із виміряними. Місце КЗ знаходиться в точці, де розрахункові параметри найближче відповідають виміряним. Як критерій близькості безлічі розрахункових ПАР до множини виміряних використовують функцію

$$F(l_{\Pi}) = \sum_{i=1}^k \sum_{j=1}^k a_{ij} (P_{pi} / P_{pj} - P_i / P_j) \quad (1.7)$$

де P_i , P_j і P_{pi} , P_{pj} — виміряні і розраховані параметри: $i, j = 1, 2, \dots, k$.

Коефіцієнт a_{ij} визначають залежно від точності як вимірюваних, так і розрахованих ПАР. Він відображає "вагові" долі різних доданків функції $F(I_{\Pi})$. Обчислюють також очікувану погрішність $\pm \Delta I$, що визначає необхідну зону обходу лінії при пошуку місця КЗ на її трасі.

На лініях напругою 6-35 кВ отримали застосування лише методи, засновані на принципі одностороннього вимірювання параметрів аварійного режиму.

Проаналізуємо можливості цих методів. На рисунку 1.5 показана схема заміщення розподільної мережі. Для простоти аналізу нехтуватимемо опором в місці КЗ.

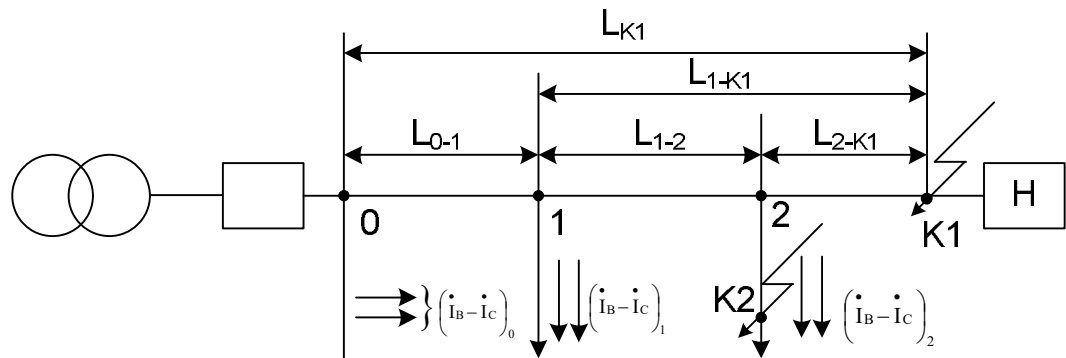


Рисунок 1.5 – Схема заміщення лінії при двофазному КЗ

При двофазному КЗ як параметри аварійного режиму найзручніше використовувати лінійну напругу і різницю струмів пошкоджених фаз ПЛ.

При двофазному КЗ ($K_{BC}^{(2)}$) в точці K_1 (рис. 1.5).

$$\dot{U}_{BC} = Z_{\text{пит}} l_{0-1} \left(\dot{I}_B - \dot{I}_C \right)_0 + Z_{\text{пит}} l_{1-2} \left(\left(\dot{I}_B - \dot{I}_C \right)_0 - \left(\dot{I}_B - \dot{I}_C \right)_1 \right) + Z_{\text{пит}} l_{2-K_1} \left(\left(\dot{I}_B - \dot{I}_C \right)_0 - \left(\dot{I}_B - \dot{I}_C \right)_1 - \left(\dot{I}_B - \dot{I}_C \right)_2 \right), \quad (1.8)$$

де $l_{0-1}, l_{1-2}, l_{2-K_1}$ — довжина лінії відповідно між шинами підстанції і першим відгалуженням; між першим і другим відгалуженням; між другим відгалуженням і точкою КЗ (K_1) (рис. 1.5); $Z_{\text{пит}}$ — комплекс питомого

опору одиниці довжини лінії (Ом/км.); $\left(\dot{I}_B - \dot{I}_C\right)_0$, $\left(\dot{I}_B - \dot{I}_C\right)_1$, $\left(\dot{I}_B - \dot{I}_C\right)_2$ — різниця комплексів струмів пошкоджених фаз відповідно на початку лінії, на першому, на другому відгалуженнях.

Вимірне значення опору до місця КЗ

$$Z_{\text{вим}} = \dot{U}_{\text{BC}} / \left(\dot{I}_B - \dot{I}_C\right)_0 = Z_{\text{пит}} \left[\left(l_{0-1} + l_{1-2} + l_{2-k_1}\right) \frac{\left(\dot{I}_B - \dot{I}_C\right)_1}{\left(\dot{I}_B - \dot{I}_C\right)_0} - \frac{\left(\dot{I}_B - \dot{I}_C\right)_2}{\left(\dot{I}_B - \dot{I}_C\right)_0} l_{2-k_1} \right] = \quad (1.9)$$

$$= Z_{\text{пит}} \left[L_{k1} - l_{1-k_1} \frac{\left(\dot{I}_B - \dot{I}_C\right)_1}{\left(\dot{I}_B - \dot{I}_C\right)_0} - l_{2-k_1} \frac{\left(\dot{I}_B - \dot{I}_C\right)_2}{\left(\dot{I}_B - \dot{I}_C\right)_0} \right],$$

де $L_{k1} = l_{0-1} + l_{1-2} + l_{2-k_1}$ — довжина лінії від шин підстанції до місця КЗ; l_{1-k_1} , l_{2-k_1} — довжина лінії відповідно між першим відгалуженням і точкою КЗ, другим відгалуженням і точкою КЗ.

З виразу (1.9) очевидно, що вимірне значення опору менше, ніж дійсне. При цьому абсолютна погрішність складає

$$\Delta L = l_{1-k_1} \frac{\left(\dot{I}_B - \dot{I}_C\right)_1}{\left(\dot{I}_B - \dot{I}_C\right)_0} + l_{2-k_1} \frac{\left(\dot{I}_B - \dot{I}_C\right)_2}{\left(\dot{I}_B - \dot{I}_C\right)_0}. \quad (1.10)$$

Абсолютна похибка вимірювання відстані

$$\Delta L_{\text{вим}} = \sum_{i=1}^n \frac{\left(\dot{I}_B - \dot{I}_C\right)_i}{\left(\dot{I}_B - \dot{I}_C\right)_0} l_{\text{omi-k}}. \quad (1.11)$$

Таким чином, абсолютна похибка тим більше, чим більше різниця фазних струмів відгалуження по відношенню до різниці фазних струмів на початку лінії.

Для загального випадку ліній, що містять n відгалужень, при КЗ за n -м відгалуженням

$$\Delta L_{\text{ВИМ}} = \sum_{i=1}^{n-1} \frac{\left(\dot{I}_B - \dot{I}_C \right)_i}{\left(\dot{I}_B - \dot{I}_C \right)_0} l_{\text{omi-k}} \quad (1.12)$$

Зіставляючи рівняння, можна зробити висновок, що при однаковій відстані від місця вимірювання до точки КЗ у разі КЗ на відгалуженні похибка менша, тобто точність вимірювання залежить і від того, де відбулося КЗ — на магістральній ділянці або на відгалуженні.

У разі 3-х фазного КЗ результати визначення $Z_{\text{ВИМ}}$ будуть такими ж.

Виконаємо аналіз існуючих пристроїв для дистанційного визначення відстані до місця КЗ.

За способом фіксації контрольованих величин розрізняють пристрої з механічною, магнітною і електричною пам'яттю. Найбільшого поширення в даний час набули прилади типу ФІП і ФМК-10 з електричною пам'яттю.

Недолік їх застосування полягає в необхідності виконання розрахунків струмів КЗ і їх коректування при зміні існуючої мережі, що приводить до ускладнень в експлуатації цих приладів. Метод володіє значною похибкою, оскільки при розрахунках струмів КЗ не враховується опір в місці пошкодження і значне рухове навантаження. Останнє пояснюється значним збільшенням струму зворотної послідовності, що споживається електродвигунами, підключеними навіть до непошкоджених ліній, при появі в мережі в період КЗ напруги зворотної послідовності. Досвід експлуатації ФІП з ФТОП показав, що похибка при визначенні відстані до місця КЗ може перевищувати 20 %.

Прилад ФМК-10 [26] приєднують до вторинних обмоток трансформаторів струму, що є на вході в секції розподільного пристрою 10 кВ підстанції 110-35/10 кВ, і до низьковольтних виводів трансформаторів напруги типу НТМИ-10. Пристрій фіксує струм навантаження ліній $I_{\Sigma\text{Л}}$, що відходять від шин підстанцій до моменту КЗ, струм КЗ $I_{\text{К}}$ і реактивну

складову напруги петлі короткого замикання U_p і обчислює індуктивний опір до місця КЗ по алгоритму

$$x_{\text{ЛКЗ}} = U_p / |I_k - I_{\Sigma\text{Л}}| = x_{\text{ПИТ}} \cdot l_{\text{КЗ}}, \quad (1.13)$$

де $l_{\text{КЗ}}$ — відстань до місця КЗ; $x_{\text{ПИТ}}$ — питомий реактивний опір одиниці довжини лінії (Ом/км.).

Недолік цього методу полягає в тому, що він дозволяє визначити відстань до місця пошкодження по радіусу, тобто не розрізняє, відбулося пошкодження на магістралі або на відгалуженні лінії. Має низьку точність визначення відстані до місця пошкодження тому, що він не враховує шунтуючий вплив навантажень при коротких замиканнях та приводить до похибок до 20 % у визначенні шуканої відстані. Ця похибка частково усунена в методі [11], де передбачається додаткове вимірювання струму і напруги після відключення пошкодженої лінії. При цьому опір петлі короткого замикання визначають по формулі

$$Z = \frac{U_k}{J_k - J_0 \frac{U}{U_0} - \left(J_{\Pi} \frac{U_k}{U_{\Pi}} - J_0 \frac{U_k}{U_0} \right) \sum_{i=1}^N \alpha_i \left(1 - \frac{Z_i}{Z_{\text{Л}}} \right)}, \quad (1.14)$$

де Z - опір петлі короткого замикання; U_{Π} , J_{Π} - відповідно напруга і струм в режимі, що передує КЗ; U_k , J_k - відповідно напруга і струм в режимі КЗ; U_0 , J_0 - відповідно напруга і струм після відключення пошкодженої лінії в безструмову паузу автоматичного повторного режиму; N - число навантажень на пошкодженій лінії; i - номер навантаження на пошкодженій лінії; α_i - середня вага i -го навантаження, що визначається як відношення середньої потужності i -го навантаження до середньої потужності всіх навантажень пошкодженої лінії; Z_i , $Z_{\text{Л}}$ - повний розрахунковий вхідний опір лінії відповідно в місці установки i -

го навантаження без урахування шунтуючого впливу навантажень і при короткому замиканні в кінці лінії без урахування шунтуючого впливу навантажень.

Недолік цього методу полягає в складності апаратурної реалізації і отриманні точних даних параметрів мережі для розрахунків Z_i і Z_d . Він не враховує перехідний опір в місці замикання і припускає режим максимального навантаження ліній.

Загальним недоліком цих методів є те, що інформація про місце пошкодження представляється у вигляді точки. У реальних умовах експлуатації ПЛ обслуговуючий персонал не може точно визначити її на місцевості, тому пошук виконується вправо або вліво від точки передбачуваного КЗ, що істотно ускладнює процес пошуку пошкоджень. Точність визначення відстані до місця КЗ в значній мірі залежить від точності визначення питомого реактивного опору лінії. Його значення звичайно враховують досить приблизно, оскільки в реальних умовах ПЛ розподільної мережі може бути виконана дротами різної марки і перетину і іноді мають і кабельну вставку.

Висновки по розділу:

1. Існуюча система обслуговування розподільних мереж є регламентною. Оцінка технічного стану ПЛ здійснюється в більшості випадків на основі суб'єктивних даних, які не відображають фактичного ТС. У зв'язку з цим разом з існуючою системою ТС необхідно вводити систему обслуговування РМ по її реальному технічному стану.

2. З точки зору пошуку пошкоджень РМ, в порівнянні з мережами напругою 110 кВ і вище, мають специфічні особливості. Для РМ напругою 6-35 кВ характерна складна деревоподібна конфігурація лінії, вони часто секціонуються роз'єднувачами і вимикачами навантаження, струми замикання на землю на декілька порядків менші від струмів навантаження.

Виконуються РМ дротами різної марки і перетину і часто мають змішаний характер: частина мережі виконана як повітряна, а частина як кабельна.

3. Серед існуючих методів пошуку ОЗЗ найширше поширення набули методи, засновані на принципі вимірювання рівня напруженості магнітного поля, створюваного струмами нульової послідовності високої частоти. Недолік їх полягає у тому, що при пошуку ОЗЗ потрібен послідовний обхід ділянок лінії.

4. Аналіз дистанційних методів визначення відстані до місця міжфазного КЗ показав, що вони не розрізняють пошкодження на магістралі і відгалуженні, оскільки не враховують шунтуючий вплив навантажень при КЗ.

Найбільш достовірні результати про пошкоджену ділянку можна отримати, використовуючи методи послідовного поділу мережі за допомогою роз'єднувачів. Проте їх використання вимагає великих витрат часу на пошук і пов'язане з великим недовідпуском електричній енергії споживачу. Удосконалювати ці методи можна шляхом оптимізації процесу пошуку по вибраному критерію.

Тому виникають такі **задачі дослідження**: підвищення точності процесу пошуку в повітряних мережах; синтез пристроїв дистанційного визначення відстані до місця пошкодження.

2 ТЕОРЕТИЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ МЕТОДІВ ПІДВИЩЕННЯ ТОЧНОСТІ ВИЗНАЧЕННЯ ВІДСТАНІ ДО МІЖФАЗНОГО КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ В РОЗПОДІПЬНИХ МЕРЕЖАХ 6-35 кВ

2.1 Визначення місця міжфазного короткого замикання дистанційним методом

Точність методів визначення відстані до місця пошкодження в ПЛ 10 кВ, при інших рівних умовах, суттєво залежить від точності вхідних даних і параметрів системи, які кількісно визначають властивості цієї системи. Суттєвими особливостями кожної СЕП 10 кВ є схеми з'єднання її елементів і прийняті припущення для розв'язку конкретної задачі. В загальному випадку точність ВМП залежить від того які характеристики використовуються: статичні, динамічні або їх поєднання та від того наскільки адекватні моделі використовуються для їх визначення.

В разі використання дистанційних методів визначальними є струми аварійного та нормального режимів, струми навантаження окремих ТП 6-10/0,4 кВ, параметри ПЛ, перехідні опори в місці пошкодження та схема з'єднання елементів. Таким чином, для забезпечення точності ВМП слід обґрунтувати метод та визначити параметри за моделями, що відповідають поставленій меті.

За базовий метод приймемо метод, що дає найбільш точні результати серед існуючих та дозволяє автоматизувати процес пошуку [12]. В його основу покладено вимірювання реактивного опору до місця пошкодження із використанням вимірювальних органів, характеристичною величиною для яких є задана функція, що виражена в комплексній формі відношень вхідних напруг до вхідних струмів та порівняння виміряних значень із розрахованими. Дане співвідношення справедливе для будь-яких видів к. з. так як, омметр приєднується на різницю фазних струмів, а за допомогою фазочутливого перетворення отримують реактивну складову напруги петлі

к. з. Це забезпечує однакові умови вимірювання параметрів для любых видів міжфазних коротких замикань [8].

Для визначення місця пошкодження пропонується такий алгоритм:

1. Проводиться попередній більш точний розрахунок параметрів ЛЕП з урахуванням їх конструктивної неоднорідності та розрахунок навантажень ТП 6-10/0,4 кВ ΔI_i ;

2. Визначається індуктивний опір до місця пошкодження за результатами фіксації параметрів нормального та аварійного режимів, що згідно з (рис. 2.1а)

$$x^B = \frac{U_p}{I_a} - \frac{\sum_{i=1}^n \Delta I_i^* \cdot x_{ki}}{I_a}; \quad (2.1)$$

де i – номер ділянки; x_{ki} – опір від місця к.з. до початку i -ої ділянки; I_a – струм аварійного режиму виміряний на початку лінії; ΔI_i^* – струм навантаження i -ої ділянки, що розраховується з урахуванням виміряного струму навантаження в перед аварійному режимі I_n , та на основі прогнозу;

$I_n^P = \sum_{i=1}^n \Delta I_i$ – розраховане значення струму навантаження, що являє собою суму навантажень окремих ТП 6-10/0,4 кВ ΔI_i ; $\frac{I_n^B}{I_n^P} = f$ – коефіцієнт корегування розподілу навантаження вздовж магістральної лінії з урахуванням виміряного значення струму к.з. на початку лінії I_n^B , тоді $\Delta I_i^* = f \cdot \Delta I_i$.

3. Дійсне значення опору до місця пошкодження x^D визначається за співвідношенням

$$x^D = x^B + \frac{\sum_{i=1}^n \Delta I_i^* \cdot x_{ki}}{I_a} = x_{n1} \cdot l_1 + x_{n2} \cdot l_2 + \dots + x_{ni} \cdot l_i + x_{nk} \cdot l_k. \quad (2.2)$$

із врахуванням виміряного значення та розрахункового у відповідності до рисунку 2.1а.

4. Остаточно відстань до місця к.з. визначають виходячи із попередньо розрахованої залежності $x^D = F(l)$ (рисунок 2.1б), яка враховує конструктивну неоднорідність.

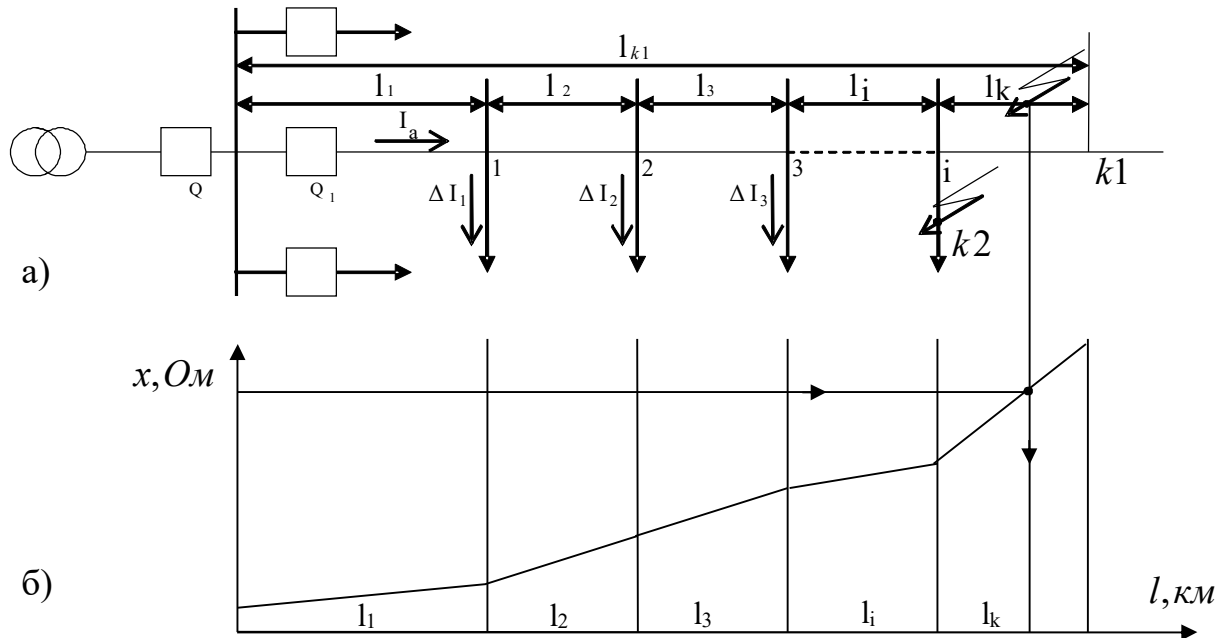


Рисунок 2.1 – Розрахункова схема мережі:

а) схема мережі; б) залежність $x^D = F(l)$

Дане співвідношення справедливе для будь-яких видів к. з. оскільки, омметр приєднується на різницю фазних струмів, а за допомогою фазочутливого перетворення отримують реактивну складову напруги петлі к. з. Це забезпечує однакові умови вимірювання параметрів для любых видів міжфазних коротких замикань. Аналогічно визначається відстань до к. з. на відгалуженні (точка k_2).

Такий підхід дозволяє уникнути похибки, яка виникає при обчисленні, завдяки врахуванню довжини непошкоджених ділянок. Тобто, проводячи розрахунок за вище наведеним алгоритмом, фактично розраховується лише відстань від початку ділянки до місця пошкодження, а відстань від шин підстанції до початку ділянки лише додається. Крім того, цей алгоритм дає змогу при розрахунках використовувати питомий опір конкретної ділянки, а не брати середнє значення по всій мережі. Однак, для точного визначення реактивного опору необхідною умовою є точна інформація про струми

навантаження та аварійного режиму. Для виконання цієї умови проведено розрахунок параметрів аварійного режиму.

При розрахунку аварійного режиму враховується неоднорідність структури повітряної лінії та конструктивна неоднорідність, а також розподіл навантаження по довжині лінії. Граничні умови для розрахунку струму міжфазного короткого замикання мають такий вигляд:

$$\dot{I}_{kA}^{(2)} = \dot{I}_H; \quad (2.3)$$

$$\dot{I}_{kB}^{(2)} = -\dot{I}_{kC}^{(2)}; \quad (2.4)$$

$$\dot{U}_{kB}^{(2)} - \dot{U}_{kC}^{(2)} = 0. \quad (2.5)$$

В рівності (2.3) $\dot{I}_H$ – струм навантаження, що тече через точку короткого замикання. Для мереж 10 кВ фаза струму навантаження може коливатись в межах 45°-90°. Досвід експлуатації показує, що для РМ 10 кВ із високою імовірністю фазу струму навантаження в сільських СЕП можна приймати $\phi = 90^\circ$ [85, 92].

Для отримання значення струму короткого замикання виразимо напруги фаз $\dot{U}_{kB}$ та $\dot{U}_{kC}$ через симетричні складові напруги фази А. Тоді (2.5) буде:

$$a^2 \dot{U}_{kA1} + a \dot{U}_{kA2} + \dot{U}_{k0} - a \dot{U}_{kA1} - a^2 \dot{U}_{kA2} - \dot{U}_{k0} = (a^2 - a)(\dot{U}_{kA1} - \dot{U}_{kA2}) = 0.$$

звідки

$$\dot{U}_{kA2} = \dot{U}_{kA1}. \quad (2.6)$$

Співвідношення (2.6) дозволяє прирівняти праві частини наступних основних співвідношень методу симетричних складових

$$\dot{U}_{k1} = \dot{E}_\Sigma - Z_{1\Sigma} \dot{I}_{k1};$$

$$\dot{U}_{k2} = 0 - Z_{2\Sigma} \dot{I}_{k2}.$$

звідки

$$\dot{E}_{A\Sigma} - jx_{1\Sigma} \dot{I}_{kA1} = -jx_{2\Sigma} \dot{I}_{kA2},$$

тут $\dot{E}_{A\Sigma}$ – результуюча ЕРС фази А.

Струми пошкоджених фаз на вводі до підстанції можна представити через $\dot{I}_{kA1}^{(2)}$

$$\dot{I}_{kB}^{(2)} = a^2 \dot{I}_{kA1} + a \dot{I}_{kA2}^{(2)} = (a^2 - a) \dot{I}_{kA1}^{(2)} = -j\sqrt{3} \dot{I}_{kA1}^{(2)}, \quad (2.7)$$

де

$$\dot{I}_{kA1}^{(2)} = \frac{\dot{E}_{A\Sigma}}{j(x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma})} + \dot{I}_H. \quad (2.8)$$

Методичну похибку розрахунку відстані від шин підстанції до місця пошкодження дистанційним методом ВМП можна визначити як відносну середньоквадратичну з виразу (2.2)

$$\begin{aligned} \zeta \cdot l_{II} &= \sqrt{\left(\frac{\partial x^A}{\partial x^B} \cdot \frac{dx^B}{x}\right)^2 + \left(\frac{\partial x}{\partial \Delta I^*} \cdot \frac{d\Delta I^*}{x}\right)^2 +} \\ &\quad + \left(\frac{\partial x}{\partial x_{ki}} \cdot \frac{dx_{ki}}{x}\right)^2 + \left(\frac{\partial x}{\partial I_a} \cdot \frac{dI_a}{x}\right)^2, \quad (2.9) \\ &= \sqrt{\zeta_{x^B}^2 + \zeta_{\Delta I^*}^2 + \zeta_{x_{ki}}^2 + \zeta_{I_a}^2} \end{aligned}$$

де ζ_{x^B} – гранична відносна похибка визначення розрахункового опору від шин підстанції до місця к.з.; $\zeta_{\Delta I^*}$ – гранична відносна похибка визначення струму окремих ТП 6-10/0,4 кВ; $\zeta_{x_{ki}}$ – гранична відносна похибка визначення опору від місця к.з. до початку і-ої ділянки; ζ_{I_a} – гранична відносна похибка визначення струму аварійного режиму.

Методична похибка дистанційного методу ВМП залежить від похибки визначення $I_a, \Delta I, x$ та структури розподільної мережі [19]. Виходячи з цього, на шляху досягнення необхідної точності дистанційного методу, можна **виділити наступні задачі:**

- визначення розподілу навантаження вздовж лінії та його вплив на вхідні дані;
- обчислення первинних параметрів повітряних ліній;
- вплив характеру перехідного процесу в лінії на вхідні дані;

– визначення оптимального часу вимірювання струму при відлаштуванні від закінчення перехідного процесу в лінії та спрацювання релейного захисту і автоматики;

– встановлення зворотних зв'язків в функціональній схемі окремих методів ВМП і, як наслідок, підвищення точності та ефективності всього процесу пошуку та усунення пошкодження.

Дана методика проілюстрована розрахунковим експериментом, за даними якого побудована таблиця 2.1. Результати показують, що врахування перелічених факторів дозволило зменшити відносну похибку визначення місця пошкодження.

Таблиця 2.1 – Порівняльний аналіз дистанційних методів визначення відстані до місця міжфазного короткого замикання

Ділянка	L, км	U _p , В	I _к , А	L, км за методом 1	L, км за методом 2
100_1	0,23	192,2	1176,98	0,556	0,556
1_2	0,75	308,39	1149,98	0,912	0,864
2_8	0,98	400,37	1126,62	1,179	1,046
8_9	1,385	559,17	1104,42	1,668	1,502
9_11	1,625	652,03	1089,9	1,954	1,733
11_12	2,137	844,56	1059,27	2,549	2,348
12_14	2,357	926,43	1048,22	2,811	2,535
14_16	2,492	976,26	1039,8	2,961	2,679
16_19	2,797	1086,88	1021,55	3,287	3,046
19_20	3,087	1190,80	1009,49	3,636	3,372
20_21	3,347	1282,73	996	3,910	3,670
21_22	3,867	1462,69	974,86	4,519	4,287
22_23	3,927	1483,33	968,66	4,485	4,330
23_25	4,067	1531,18	962,96	4,628	4,497
25_27	4,302	1610,78	954,03	4,884	4,775
2_3	0,925	376,17	1091,01	0,996	0,977
3_5	1,14	458,67	1080,99	1,223	1,202
16_17	2,617	1021,42	1017,45	2,887	2,835
22_30	4,292	1606,69	954,39	4,870	4,766
30_32	5,047	1855,48	928,20	5,774	5,665
32_34	5,927	2136,42	899,32	6,836	6,727

В таблиці 2.1 наведені результати розрахунків відстані до місця пошкодження за формулою (2.2) та за раніше відомим методом, що були проведені для схеми ПС 110/35/10 кВ «Теплик» Ф-7 АТ «Вінницяобленерго».

В середньому зведена похибка для методу 1 не перебільшує 7% від загальної довжини лінії, а для методу 2 – 4%.

2.2. Визначення розподілу навантаження окремих ТП 10/0,4 кВ вздовж магістральної лінії

Фіксація та вимірювання необхідних параметрів для обчислення відстані до місця к. з. здійснюється на кожному приєднанні, що відходить від шин підстанції. Це виключає вплив струмів навантаження непошкоджених ліній, що відходять від шин підстанції на результати вимірювання параметрів режиму в пошкодженій лінії[13 -15,21], але залишається не вирішеною задача визначення розподілу навантаження вздовж пошкодженої лінії.

З точки зору ВМП, при прогнозуванні рівня навантаження, задачу визначення розподілу струму навантаження вздовж лінії пропонується розділити на дві частини:

- визначення режиму роботи окремої ТП 10/0,4 кВ;
- прогноз величини потужності або струму, що споживається окремою ТП 10/0,4 кВ.

Альтернативним варіантом може стати впровадження розподілених у просторі вимірювальних систем, що являють собою вимірювальні ТА на кожному відгалуженні та канали зв'язку із диспетчерським центром. Така система надає найбільш повну і точну інформацію про величини навантаження і втрат в мережі, однак потребує значних капіталовкладень і повинна мати техніко-економічне обґрунтування.

Перша частина задачі, в умовах відсутності розподіленої у просторі вимірювальної системи, може бути вирішена методом експертної оцінки.

Результати такої оцінки подаються у вигляді 0, якщо ТП не споживає електроенергію та 1, якщо ТП працює в нормальному режимі.

Через те, що графіки навантажень електроприймачів являють собою реалізації випадкових процесів, найбільш доцільними у вирішенні другої частини задачі є стохастичні методи прогнозування навантаження.

Для вирішення задачі підвищення точності методів ВМП необхідно здійснити прогноз навантажень групових електроприймачів (ЕП) якими можна вважати трансформаторні підстанції 10/0,4 кВ, що розташовані вздовж магістральних ліній.

Для групових графіків навантаження справедливим є співвідношення

$$I(t) = \sum_{j=1}^n i_j(t), \quad (2.10)$$

де $I(t)$ – функція, що відображає процес зміни у часі струму навантаження і по суті є графіком навантаження групи ЕП; $I_j(t)$ – графік навантаження окремого ЕП; n – кількість окремих ЕП, що входять до складу групового ЕП.

Груповий графік навантаження $I(t)$ буде випадковим, а взаємозв'язок між його ординатами в різні часові миті t_1 та $t_2 = t_1 + \tau$ – стохастичним.

Значення навантаження по окремих ТП можна отримати із моментних функцій, що є середніми стохастичними характеристиками випадкового процесу $\{I(t)\}$ зміни навантаження [10].

Найпростіша функція миттєвості – це функція першого порядку, що визначає середнє значення в мить часу t_1 , або математичне очікування величини:

$$\begin{aligned} m_1(t_1) &= M\{I(t_1)\} = I_{cp}(t_1) = \\ &= \int_{-\infty}^{\infty} I(t_1) f(I, t_1) dI, \end{aligned} \quad (2.11)$$

де

$$\int_{-\infty}^{I_y} f(I, t_1) dI = F(I, t_1) = E[I(t_1) \leq I_y] = \lim_{N \rightarrow \infty} \frac{N_y [I(t_1) \leq I_y]}{N}, \quad (2.12)$$

що є функцією щільності розподілу ймовірностей ординат випадкового процесу $\{I(t)\}$ в момент часу t_1 ; I_y – заданий рівень навантаження.

Моментні функції другого порядку характеризують середнє значення квадрату випадкового процесу $\{I(t)\}$:

$$m_2(t_1) = M\{I_i^2(t_1)\} = \int_{-\infty}^{\infty} I_i^2(t_1) f(I, t_1) dI, \quad (2.13)$$

Для розрахованих значень визначають дисперсію $DI_i(t_1)$, та середньоквадратичне відхилення $\sigma(t_1)$ значень $I(t)$;

$$DI_i(t_1) = \int_{-\infty}^{\infty} [I_i(t_1) - I_{cp}(t_1)]^2 f(I, t_1) dI; \quad (2.14)$$

$$\sigma(t_1) = \sqrt{DI(t_1)}. \quad (2.15)$$

Розглянуті середні стохастичні характеристики випадкового процесу є одномірними функціями миттєвостей, так як відносяться тільки до одної миті часу. Взаємозв'язок між ординатами індивідуальних та групових графіків навантажень в різні миті часу визначають змішаною моментною функцією другого порядку [13-14]. Ця функція являє собою кореляційну функцію (КФ) і є двовимірною середньою вірогідною характеристикою випадкового процесу

$$m_{11}(t_1, t_2) = M\{I(t_1)I(t_2)\} = K(t_1, t_2). \quad (2.16)$$

В практичних розрахунках часто використовують нормовану кореляційну функцію (НКФ)

$$R(t_1, t_2) = \frac{K(t_1, t_2)}{DP(t_1)DP(t_2)}, \quad (2.17)$$

що визначає ступінь залежності ординат випадкового процесу, що розділені інтервалом часу $\tau = t_2 - t_1$.

Для використання теорії електричних навантажень необхідно зауважити, що для майже періодичних індивідуальних графіків ЕП з довжинами $t_{\text{ц}}$ циклів, що змінюються, та групових графіків виконуються умови стаціонарності

$$M\{P(t)\} = P_{cp}; \quad K(t_1, t_1 + \tau) = K(\tau), \quad (2.18)$$

та ергодичності

$$\lim_{\tau \rightarrow \infty} K(\tau) = 0. \quad (2.19)$$

Такі зауваження дозволяють припустити, що вірогіднісні функції та характеристики випадкового процесу $\{I(t)\}$ не залежать від часу, тобто ймовірні функції та характеристики випадкового процесу $\{I(t)\}$ за ансамблем із N реалізацій та по одній реалізації практично співпадають.

Для стаціонарного та ергодичного процесу $\{I(t)\}$ функція розподілу визначається за одним вихідним графіком $I(t)$, що зафіксований за досить тривалий період часу T .

Абсолютна похибка визначення розрахункового струму навантаження,
що зумовлена невизначеністю у вхідних даних

$$\varepsilon_{I_p} = \frac{m_I}{I_p} \frac{\partial I_p}{\partial m_I} \varepsilon_{m_I} + \frac{D_I}{I_p} \frac{\partial I_p}{\partial D_I} \varepsilon_{D_I}, \quad (2.20)$$

де ε_{m_I} та ε_{D_I} – відповідно відносні похибки визначення математичного очікування та дисперсії струму навантаження.

В загальному вигляді покладено

$$I_p = m_I \sqrt{1 + \nu V_I^2}, \quad (2.21)$$

де $V_I = \frac{\sqrt{D_I}}{m_I}$ – коефіцієнт варіації струму навантаження; ν – коефіцієнт, що враховує інерційність нагрівання та теплове старіння ізоляції, з урахуванням (2.21) отримаємо

$$\varepsilon_{I_p} = \varepsilon_{m_I} + \frac{\nu V_I^2}{2(1 + \nu V_I^2)} \varepsilon_{D_I}. \quad (2.22)$$

Для найбільш несприятливих умов експлуатації енергетичного обладнання, що відповідають швидким змінам струму навантаження в межах максимальних до мінімальних значень та навпаки і відповідного значення коефіцієнта $\nu = 18$ [23,24] отримаємо

$$\varepsilon_{I_p} = \varepsilon_{m_I} + \frac{9V_I^2}{1 + 18V_I^2} \varepsilon_{D_I}. \quad (2.23)$$

При відомих значеннях навантажень усіх ТП лінії, отримують розподіл струму навантаження для кожного моменту часу t із заданою точністю.

Таким чином при ВМП стає відомим не тільки струм навантаження в передаварійному режимі, але і його розподіл вздовж лінії, що дозволяє в процесі розрахунку використовувати струми навантаження, що протікають по окремим ділянкам мережі при попередньому розрахунку аварійного режиму і прогностичній оцінці місця пошкодження за конкретних умов.

2.3 Підвищення точності розрахунку первинних параметрів повітряних ліній

Розглянемо теоретичне обґрунтування та вдосконалення методу розрахунку індуктивного опору ПЛЕП 10кВ

В процесі аналізу режимів систем електропостачання частіше за все використовують середні питомі значення первинних параметрів ЛЕП, що обумовлено складнощами експериментального визначення їх дійсних значень [21]. Розбіжність між дійсними значеннями та середніми складає до

20 %, що призводить до похибки в результатах розрахунку відстані до місця пошкодження дистанційним методом у 25 %.

Для вирішення поставлених в першому розділі задач по підвищенню точності методів ВМП до 5% необхідна висока точність визначення первинних параметрів ПЛ.

При вимірюванні опору похибка обмежується інструментальною величиною і її можна звести до 1%. При визначенні розрахункового значення реактивного опору виникає ряд труднощів. Частіше всього ця величина відома із похибкою в 15-20%. Існує необхідність у дослідженні можливих шляхів підвищення точності отримання розрахункових значень реактивного опору або індуктивності повітряних ЛЕП.

До параметрів системи відносять значення повних Z , активних R і реактивних x опорів, провідностей g , b елементів, власних і взаємних опорів. Для практичних розрахунків в лініях порівняно невеликої довжини (до 150 км) із квазістаціонарними електромагнітними процесами рівномірно розподілені параметри приймають зосередженими. При цьому можна прийняти $R_n = r_n l_n$; $X_n = x_n l_n$, $G_n = g_n l_n$, $B_n = b_n l_n$, n – кількість ділянок, що виконані провідниками різного перетину. Точність прийнятого представлення тим вища, чим менші довжини таких ділянок. Схема заміщення мережі [15, 22] з конструктивною неоднорідністю фазних провідників зображена на рисунок 2.2.

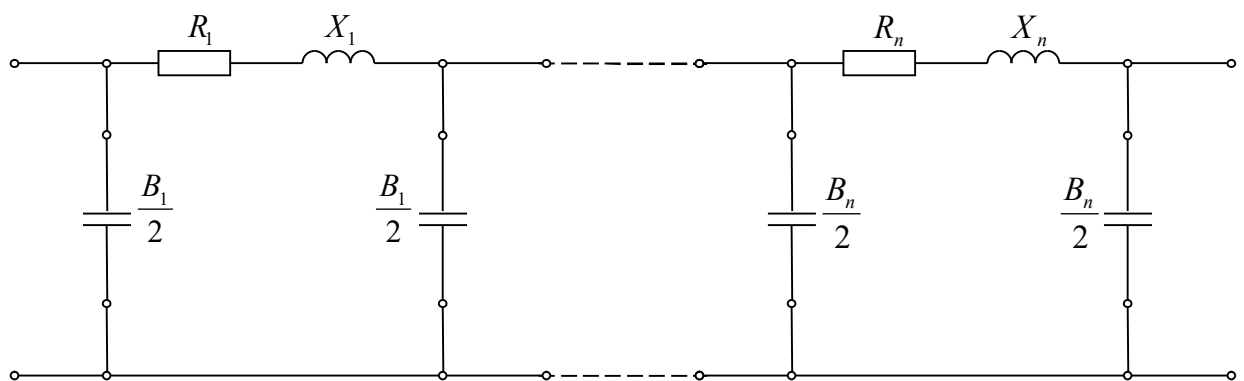


Рисунок 2.2 – П-подібна схема заміщення лінії

Прикладена напруга може бути виражена як:

$$u_k = Ri + L \frac{di}{dt}. \quad (2.24)$$

Перша складова напруги – це падіння напруги на омичному опорі, а друга – індуктивне падіння напруги. Останнє можна розкласти на дві частини: на падіння напруги $L_e \frac{di}{dt}$, що обумовлена зміною магнітного потоку зовні провідника, та на падіння напруги $L_i \frac{di}{dt}$ внаслідок зміни магнітного потоку в провіднику. Таким чином

$$u_k = Ri + (L_e + L_i) \frac{di}{dt}. \quad (2.25)$$

Для подальшого аналізу приймемо реактивний опір ПЛ РМ 10 кВ представленим у наступному вигляді:

$$x_p = j\omega L = j\omega L_e + j\omega L_i, \quad (2.26)$$

де $\omega = 314 \text{ рад/с}$ – кутова швидкість зміни синусоїдальних електричних величин.

Розрахунок внутрішнього опору є складною задачею через велику кількість факторів, що впливають на кінцеві результати її рішення – явища поверхневого ефекту в проводах, наявності в сучасних багатодрових проводах, якими виконуються лінії електропередачі, матеріалів, що різко відрізняються величинами електропровідності й магнітної проникності і визначає своєрідний розподіл щільності струму по перетину проводу, і нарешті, властивими реальному проводу різними неоднорідностями, обумовленими технологічним процесом виготовлення. Рішенню цієї задачі, як теоретично, так і шляхом експерименту присвячена велика кількість робіт. Дослідження показали, що високого ступеня точності розрахунків гарантувати не можна. Сумарні похибки від неврахування різних факторів

можуть досягати при частоті 50 Гц $5 \div 20\%$, для високих частот похибки збільшуються і можуть становити $200 \div 300\%$. Як показано в [11], на точність розрахунку найбільший вплив має неврахування реальної структури проводу, особливо для високих частот. Це пов'язано з явищем поверхневого ефекту, при якому струм витісняється на зовнішню поверхню проводу. При цьому конфігурація поля проводу сильно відрізняється від поля проводу, що моделюється у вигляді круглого циліндра. Введення додаткових коефіцієнтів не усуває цих помилок.

В загальному випадку, первинні параметри ЛЕП необхідно знаходити на основі розв'язку рівнянь Максвелла для кожного матеріалу, що входить до складу проводу:

$$\begin{aligned} \operatorname{rot} E_i &= -\frac{d}{dt}(\mu_i H_i); & \operatorname{div}(\varepsilon_i E_i) &= 0, \\ \operatorname{rot} H_i &= \frac{1}{\rho_i} E_i + \frac{d}{dt}(\varepsilon_i E_i); & \operatorname{div}(\mu_i H_i) &= 0, \end{aligned} \quad (2.27)$$

де E_i та H_i – вектори напруженості електричного та магнітного полів; ε_i та μ_i – абсолютна діелектрична та магнітна проникності i -го середовища; ρ_i – питомий опір i -го середовища.

Прийнявши до уваги вище прийняті припущення і граничні умови на границях розділу середовищ подальший аналіз проведемо наступним чином.

В [13] встановлено, що первинні параметри є характеристиками ближньої зони електромагнітного поля ЛЕП і повинні визначатись в моделі нескінченно довгого проводу. За цих умов, вектор напруженості електростатичного поля можна розкласти на суму двох векторів:

$$\bar{E} = \bar{E}_1 + \bar{E}_2 = j\omega(0, 0, A_z) - \left(\frac{dU}{dx}, \frac{dU}{dy}, 0\right), (\bar{E}_1, \bar{E}_2) = 0, \quad (2.28)$$

де A_z – складова вектор-потенціалу A по вісі z , що направлений вздовж проводу; U – електричний потенціал проводу.

При прийнятих припущеннях A_z представляється розв'язком рівняння Гельмгольца [13,14]:

$$\nabla \left(\frac{1}{\mu_{сep}} \nabla A \right) = -\mathbf{J}, \quad (2.29)$$

тут $\mathbf{J}$ – густина повного струму в заданій точці простору, що дорівнює сумі густини стороннього та наведеного струмів (при нехтуванні струмами зміщення); $\mu_{сep}$ – магнітна проникність середовища ($\mu_{сep} = \mu_r \cdot \mu_0$).

Густина струму, при прийнятих вище умовах, щодо напруженості, визначається із виразу:

$$\bar{J} = -\sigma \frac{dU}{dz} - j\omega\sigma \bar{A}_z = \bar{J}_{cm} + \bar{J}_{вихр}, \quad (2.30)$$

де σ – провідність середовища; $\mathbf{J}_{cm}$ – густина стороннього струму, що визначається градієнтом скалярного потенціалу; $\mathbf{J}_{вихр}$ – густина струму, який обумовлений зміною в часі магнітного поля.

Для спрощення розв'язку приймаємо, що густина стороннього струму не залежить від координат і є постійною величиною.

Виходячи з цього повний струм в провіднику визначаємо, як

$$I = \iint_S J ds = J_{cm} S - j\omega\sigma \iint_S A_z ds. \quad (2.31)$$

Таким чином, для визначення будь-якого повздовжнього опору ПЛ необхідно задатись значенням J_{cm} , розрахувати розподіл векторного магнітного потенціалу A_z в площині поперечного перетину повітряної лінії та із виразу (2.31) визначити повний струм провідника I . Далі визначається відповідний повздовжній опір

$$Z = \frac{J_{cm}}{\sigma I}. \quad (2.32)$$

Індуктивний опір, що вносяться землею у власний опір лінії, має за Карсоном наступний вираз (для системи одиниць СІ):

$$x = \omega\mu_a / \pi \int_0^{\infty} \sqrt{0,5(\sqrt{\lambda^4 + 1} - \lambda^2)} \exp(-2h\beta\lambda) d\lambda \quad (2.33)$$

λ – змінна інтегрування; $\beta = \sqrt{\omega\mu_a / \rho}$ – параметр землі; h – висота підвісу проводів; μ_a – абсолютна магнітна проникність (для алюмінієвих провідників 12.56×10^{-7} Г/м); ρ – питомий опір землі.

Для визначення індуктивного опору необхідно провести числове інтегрування в межах від $(0; 1/\beta)$, оскільки при $\lambda > 1/\beta$ підінтегральний вираз співвідношення (2.45 2.41) перетворюється в машинний нуль.

Для наведених умов $x = 2,289$ (Ом/км).

Для визначення реактивного опору лінії провід-земля (ПЗ) можна скористатись виразом, що враховує структуру лінії електропередачі при з'єднанні її в розімкнуте коло, а також розподіл струму по перетину провідника:

$$x = x' + x'' \quad (\text{Ом} / \text{км}), \quad (2.34)$$

де $x' = \frac{\omega\mu_0}{2\pi} \ln \frac{h}{r_{\text{екв}}}$ – індуктивний опір лінії ПЗ в припущенні ідеальної

провідності землі; $x'' = \frac{1}{\pi h n \gamma} \sum_{m=1}^{\infty} \left(\frac{n}{n+1} \right)^m \cdot \frac{v_m'^2}{b_m}$ – додатковий індуктивний опір, що

вноситься в лінію ПЗ неідеальною провідною землею;

$$v_m' = \frac{\lambda_m}{\sqrt{2}r_0} \sqrt{1 + \sqrt{1 + (\omega\mu\gamma)^2 \left(\frac{r_0}{\lambda_m} \right)^4}}; \quad n = \frac{r_0}{\pi h} \left[a - \frac{1}{2} \sum_{m=1}^{\infty} \left(\frac{ar_0}{ar_0 + 2\pi h} \right)^m (\lambda_m J_1(\lambda_m))^{-1} \right];$$

$$a = \sum_{m=1}^{\infty} (\lambda_m J_1(\lambda_m))^{-1}; \quad b_m = \frac{\omega\mu\gamma}{2v_m'} + \frac{2v_m'^3}{\omega\mu\gamma}; \quad \lambda_m - \text{додатні корені функції Бесселя першого}$$

роду нульового порядку; J_1 – функція Бесселя першого роду першого порядку; r_0 – радіус кривизни ПЛ; r – радіус проводу ПЛ.

Знайдені параметри за формулою (2.34) відрізняються від результатів експериментів лише на 4%, а від результатів, що наведені в науковій

літературі – на 21 % [42], що іще раз підтверджує необхідність використання в методах ВМП параметрів ПЛ отриманих в результаті детального аналізу їх ЕМП. При похибці в 4% в розрахункових параметрах похибка в розрахунку відстані до місця пошкодження дистанційним методом складає 3-4% (додаток Д).

Висновки по розділу:

1. Для дистанційного визначення відстані до місця міжфазного КЗ доцільно використовуватиметод, що базується на принципі вимірювання і фіксації реактивної складової напруги петлі КЗ (U_p) на шинах підстанції, а на кожній лінії, яка відходить від підстанції, різниця струмів в момент виникнення КЗ, струм навантаження в лінії. Визначення відстані до місця КЗ (I_v) здійснюється з допомогою переносного пристрою, на вхід якого подаються дві зафіксовані величини і який реалізує алгоритм $I_v = (U_p / (|I_{K3} - I_n|)) / x_n$. Точність визначення відстані до місця КЗ підвищується за рахунок виключення впливу на результат вимірювань струму навантаження інших приєднань, а також за рахунок врахування неоднорідності РМ. Надійність фіксації досягається за рахунок контролю стану кожного приєднання.

2. Точність дистанційного методу суттєво залежить від точності вхідної інформації. Складові похибки у визначенні погонних опорів наближається до 20%. При врахуванні пропорційності між опором від шин підстанції до місця к. з. та відстанню між ними ця похибка суттєво знижує точність методу. При похибці в 20% в первинних параметрах повітряної РМ абсолютна похибка дистанційного методу може складати до 25% від загальної довжини лінії. Для правильного визначення струму к. з. необхідно точно встановити розподіл струму навантаження вздовж живлячої лінії 10кВ, що має виключатись із повного струму к. з. При прогнозних оцінках рівнів струму ОЗЗ важливим є точне визначення ємності лінії відносно землі, що визначає величину даного

струму. При досить великих значеннях постійної часу перехідного процесу на точність визначення ПАР має вплив аперіодична складова струму ПП.

3. Запропоновано використовувати більш точні методи для обчислення первинних ПАР. При врахуванні шарової структури ґрунту в процесі аналізу ЕМП, та на частотах до 250 Гц похибка описаного методу становить доли відсотка. Розрахунок електромагнітного поля можна виконувати в прикладних програмах на персональному комп'ютері (наприклад FEMLAB). Запропоновано моделі для розрахунку параметрів, що отримані на основі детального аналізу електромагнітного поля ПЛ. Знайдені параметри за даною моделлю відрізняють від результатів експериментів лише на 4%.

З ВДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДУ ДИСТАНЦІЙНОГО ВИЗНАЧЕННЯ ВІДСТАНІ ДО МІСЦЯ ВИНИКНЕННЯ ОДНОФАЗНОГО ЗАМИКАННЯ НА ЗЕМЛЮ

3.1 Розрахунок ємнісної провідності РМ напругою 6- 10 кВ

При виникненні ОЗЗ в мережах з ізолюваною або компенсованою нейтраллю розподіл аварійних струмів визначається ємністю повітряних ліній відносно землі. Таким чином існує необхідність в обґрунтуванні методу розрахунку даного параметра [4-6].

Згідно з теорією електростатики між зарядами та потенціалами в будь-якій системі провідників, що утворюють електростатичне поле, існують взаємний однозначний лінійний зв'язок. Для відображення даного зв'язку вводять поняття електричної ємності.

Для даного дослідження значення має ємність між двома провідниками, якою називають скалярну величину, що дорівнює абсолютному значенню відношення електричного заряду одного з провідників до різниці їх потенціалів при умові, що ці провідники мають однакові за величиною, але протилежні за напрямом заряди і що усі інші заряджені провідники нескінченно віддалені.

Якщо заряди провідників дорівнюють $\pm Q$, а їх потенціали мають величину V_1 та V_2 , то у відповідності із наведеним визначенням ємність між цими провідниками може бути виражена формулою

$$C = \left| \frac{Q}{V_1 - V_2} \right|. \quad (3.1)$$

Формула (3.1) не може бути безпосередньо використана для розрахунку ємності, оскільки зазвичай відомі лише геометричні параметри системи провідників та діелектрична проникність навколишнього середовища. Тому для розрахунку ємності необхідно розрахувати заряди провідників. Для цього необхідно заздалегідь задатись їх потенціалами.

Розрахунок ємності між фазним провідником та землею за методом дзеркальних зображень провідників, зводиться до розрахунку ємності між усамітненим провідником та безмежною ідеальною провідною площиною. В цих умовах ємність дорівнює подвоєному значенню ємності між двома провідниками в безмежному однорідному просторі.

При розрахунку ємності в системі багатьох провідників вихідними величинами є їх потенціали. При розрахунку ємності між фазним провідником та землею потенціал проводу задано відповідно до класу напруги, а потенціали землі та інших провідників прийняті рівними нулю.

Формули отримані методом середніх потенціалів є наближеними. Однак, межі їх використання залежать від співвідношення геометричних розмірів провідника та форми його вісі. Для ПЛ 10 кВ вісі провідників з достатньою точністю можна вважати прямолінійними (стріла провисання становить декілька десятків сантиметрів). Діаметр фазного провідника є нескінченно малим в порівнянні з його розрахунковою довжиною (для ділянки лінії довжиною 1 км і розмірів найтовстішого проводу марки АС 75 співвідношення діаметру та довжини складає 11.4×10^{-5}). Таким чином, за даних умов розрахункові формули можна вважати такими, що задовольняють вимоги до точності визначення параметрів.

При розташуванні провідників в повітрі, як в однорідному середовищі, використовують методи безпосереднього визначення ємності. Дана група методів заснована на заміні кожного провідника діелектричним тілом, що має ту ж форму, що і провідник, та ту ж діелектричну проникність, що і навколишнє середовище. При цьому замість дійсного (рівноважного) розподілу заряду по поверхні провідника задаємо деякий фіктивний розподіл по контуру перетину $\tau(L)$ (або лінійна густина заряду на контурі перетину провідника). При будь-якому методі визначення даної функції величину сумарного заряду тіла можна визначити за формулою [38, 64]

$$Q_i = \int_{L_i} \tau(L) dL. \quad (3.2)$$

Тоді, потенціал в довільній точці (P_k) контуру перетину тіла можна визначити як

$$V(P_k) = \frac{1}{2\pi\epsilon} \sum_{i=1}^n \int_{L_i} \tau(L) \cdot \ln \frac{1}{r(P_k; P_i)} dL, \quad (3.3)$$

де L_i – контур перетину i -го провідника; P_k – точка контуру перетину k -го провідника; P_i – точка, що розташована на контурі перетину i -го провідника.

В загальному випадку контур перетину тіла є нееквіпотенційним, тоді як контур перетину провідника є еквіпотенційним. Для усунення даної невідповідності по всій довжині тіла умовно приписуємо деякий постійний потенціал V_i , величина якого визначена за розподілом потенціалу по формулі (3.3).

Метод середніх потенціалів заснований на розподіленні заряду по поверхні або в об'ємі тіл, що замінюють провідники. При цьому поверхні кожного з тіл приписують постійний потенціал, що дорівнює середньому арифметичному значенню потенціалу в усіх точках поверхні тіла ($V = V_{cp}$). Ця величина є середнім потенціалом поверхні або середнім потенціалом провідника.

При вказаному способі визначення величини V закон фіктивного розподілу заряду порівняно мало впливає на точність визначення ємності (оскільки ємність є інтегральною характеристикою електростатичного поля) і зазвичай її вибирають за умов простоти проведення розрахунку. Найбільш розповсюдженим є припущення про те, що заряд розподілений по поверхні рівномірно. Найбільш поширеним методом, що використовує дане припущення, є метод запропонований Г. Хоу.

При розрахунку ємності між двома провідниками середній потенціал кожного з них знаходять за формулою:

$$\begin{aligned}
 V_{cp1} &= \frac{Q}{2\pi\epsilon L_1} \int_{S_1} \left(\frac{1}{L_1} \int_{L_1} \ln \frac{dL}{r_{11}} - \frac{1}{L_2} \int_{L_2} \ln \frac{dL}{r_{12}} \right) dL'; \\
 V_{cp2} &= -\frac{Q}{2\pi\epsilon L_2} \int_{L_2} \left(-\frac{1}{L_1} \int_{L_1} \ln \frac{dL}{r_{21}} + \frac{1}{L_2} \int_{L_2} \ln \frac{dL}{r_{22}} \right) dL',
 \end{aligned}
 \tag{3.4}$$

де L_1 та L_2 – контури перетинів кожного з провідників, що розглядаються (а також периметри цих перетинів); r_{11} та r_{22} – відстані між двома точками на контурах перетинів одного і того ж провідника (першого та другого відповідно); $r_{12} = r_{21}$ – відстань між двома точками, одна з яких лежить на перетині першого, а інша – на перетині другого провідника; Q – повний заряд одного провідника.

Розрахунок середніх потенціалів провідників можна спростити. Для цього розіб'ємо поверхні кожного з них на окремі ділянки та використаємо відповідну до цього формулу:

$$V_{cp} = \sum_{k=1}^n V_{cpk} \cdot \frac{l_k}{l}, \tag{3.5}$$

де l_k – довжина k -ої ділянки; l – сумарна довжина фазного провідника; V_{cpk} – середній потенціал k -ої ділянки; n – кількість ділянок, на які розділений провідник.

Вираз для визначення потенціалу кожного провідника прийме вигляд

$$V_{cp} = \frac{Q}{2\pi\epsilon L^2} \int_L dL' \int_L \ln \frac{dL}{r}, \tag{3.6}$$

де L – контур перетину провідника (а також периметр провідника); r – відстань між точками на контурі перетину провідника; Q – повний заряд провідника.

При обчисленні середніх потенціалів між двома провідниками може бути використано принцип взаємності середніх потенціалів, що полягає в наступному.

Середній потенціал провідника А, що утворює заряд Q, рівномірно розподіленим на провіднику В, за абсолютним значенням дорівнює середньому потенціалу провідника В, що утворений зарядом Q, рівномірно розподіленим на провіднику А.

Використання формул (3.5) за цим принципом призводить до наступного виразу:

$$V_{cp1} - V_{cp2} = \frac{Q}{2\pi\epsilon} \left(\frac{1}{L_1^2} \int_{L_1} dL' \int_{L_1} \ln \frac{dL}{r_{11}} - \frac{2}{L_1 \cdot L_2} \int_{L_1} dL' \int_{L_2} \ln \frac{dL}{r_{12}} + \frac{1}{L_2^2} \int_{L_2} dL' \int_{L_2} \ln \frac{dL}{r_{22}} \right). \quad (3.7)$$

З формул (3.1) та (3.7) виходить, що ємність між двома провідниками, обчислена за методом Г. Хоу, визначається із виразу

$$C \approx 2\pi\epsilon \left(\frac{1}{L_1^2} \int_{L_1} dL' \int_{L_1} \ln \frac{dL}{r_{11}} - \frac{2}{L_1 \cdot L_2} \int_{L_1} dL' \int_{L_2} \ln \frac{dL}{r_{12}} + \frac{1}{L_2^2} \int_{L_2} dL' \int_{L_2} \ln \frac{dL}{r_{22}} \right)^{-1}. \quad (3.8)$$

Для провідників однакового перетину та довжини формула розрахунку ємності має вигляд

$$C(\phi / m) = \frac{\pi\epsilon}{\text{Arch} \frac{d}{2a}}. \quad (3.9)$$

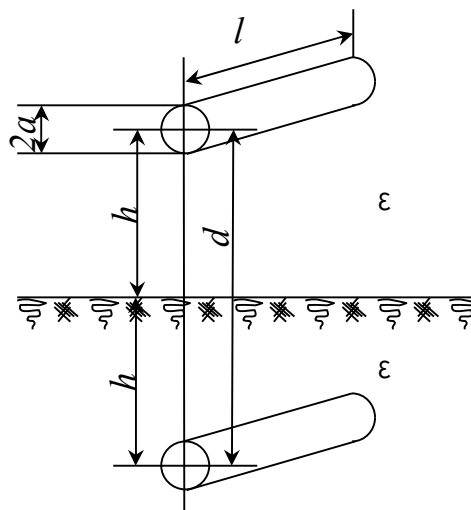


Рисунок 3.1. До розрахунку ємності між фазним провідником та землею.

При розрахунку ємності найбільш значними припущеннями, що відображають технічне виконання ліній та їх проходження по трасі є:

1. Вплив землі.
2. Зміна радіусів провідників та стріли провисання.
3. Вплив заземлених тросів.
4. Наявність в полі лінії шару діелектрика (снігу, піску, промерзлої землі), що лежить на поверхні провідного на півпростору (землі).

Вплив перших трьох факторів, при найнесприятливіших умовах, призводять до похибок в значенні ємності не більших за 4%. Вплив четвертого фактору для різних кліматичних районів може викликати значні похибки до 15÷50%.

Зміна ємності при різній товщині шару діелектрика до 1,5 м, що знаходиться на поверхні провідного півпростору (землі) порівняно із її величиною у випадку не врахування цього шару складає менше 6%. Тобто при розрахунках ємності впливом даного шару для кліматичного району в якому знаходиться Україна можна не враховувати.

Лінії 6-35 кВ виконуються практично без тросів. В окремих випадках за умовами електробезпеки троси встановлюють лише на підходах до підстанції. Таким чином впливом тросів можна знехтувати.

Для прийнятих обмежень сумарна похибка при розрахунку ємності лінії в середньому складає 6%.

3.2 Дослідження впливу параметрів перехідного процесу на точність визначення місця виникнення однофазного замикання на землю

Параметри аварійного та нормального режимів для ВМП отримують за показами вимірювальних перетворювачів, обмотки яких увімкнені безпосередньо в мережу. Таким чином вони виявляються не захищеними від впливу підвищеного струму к. з. порівняно зі струмом нормального режиму.

В мережах класу напруги 110 кВ і вище, аперіодична складова струму аварійного режиму в перехідному процесі може викликати значні динамічні

похибки у вимірювальних системах. В РМ 6-35 кВ даний факт потребує додаткових досліджень.

Найбільш розповсюдженими вимірювальними перетворювачами (ВП) є електромагнітні трансформатори струму звичайного типу із замкненим магнітопроводом (ТА) та напруги (TV). Інше їх конструктивне виконання в РМ зустрічаються рідко.

Основним режимом роботи ТА для вимірів є нормальний робочий; в межах зміни робочих струмів повинна забезпечуватись необхідна точність трансформації, що характеризується класом точності. Однак, робота ТА в схемах релейного захисту відбувається в аварійному режимі, коли струми к.з. може значно перевищувати струми в нормальному режимі роботи.

В нормальному режимі похибка ТА залежить від вторинного навантаження та від характеру і кратності первинного струму по відношенню до номінального. Зміна цих параметрів як в більшу, так і в меншу сторони призводить до збільшення похибок.

Короткі замикання, що виникають на контрольованій лінії або зовнішні по відношенню до ТА к. з., відносять до аномальних режимів трансформаторів, що може суттєво впливати на точність їх роботи. Це тим більше справедливо у перехідних режимах к. з. Врахування перехідних похибок, що виникають при цьому, є необхідним при розробці нових вимірювальних систем для їх точного і правильного функціонування.

Основний вплив на роботу ТА в перехідних режимах к. з. здійснюють аперіодичні складові. З метою спрощення розгляду процесів в ТА аперіодичні складові замінюють одною еквівалентною характеристикою, що відповідає примусовій періодичній гармонійній косинусоїдальній складовій. Розрахункова схема показана на рисунку 3.2.

Проведені дослідження постійної часу затухання аперіодичної складової струму к. з. в РМ з неоднорідними ПЛЕП показали, що в середньому значення цього параметра не перевищують 0,005 с для коротких

замикань в кінці лінії та менші за 0,0001 с на її початку. Це проілюстровано на рисунку 3.2 для найбільш типового неоднорідного фідера.

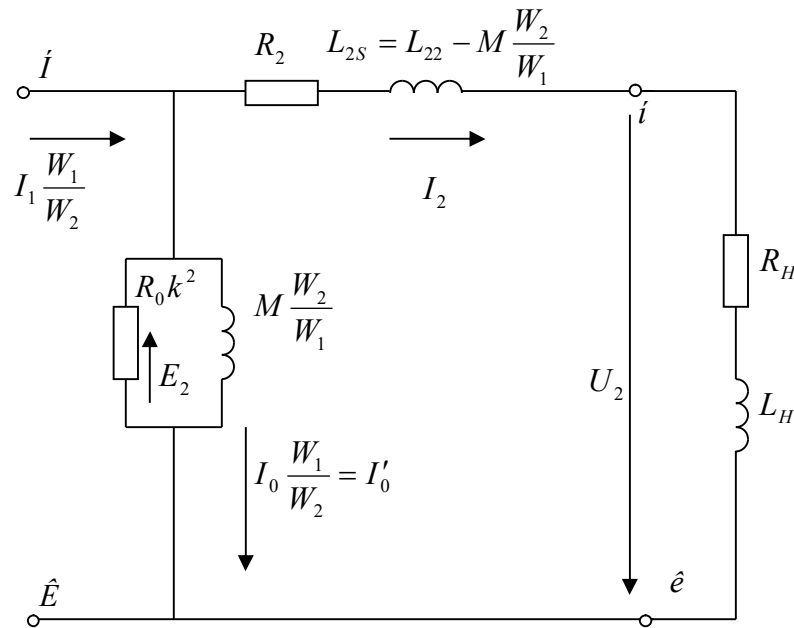


Рис.3.2. Розрахункова схема ТА

В ТА зі стальними магнітопроводами без зазорів при к. з. останні глибоко насичуються і при цьому їх характеристики намагнічування є нелінійними. Однак, співвідношення для ТА з лінійними характеристиками намагнічування стають корисними і для наближеної оцінки процесів в ТА без зазорів [12].

В [13] на основі використання схеми заміщення, що зображена на рисунку 3.2, для ТА з лінійними характеристиками намагнічування, зроблено ряд висновків. Найбільші значення аперіодичної складової струму к. з. виникають в момент часу коли $\delta = 0$ (кут, що характеризує початкову фазу струму в момент виникнення к. з.). Однак величина цього параметра є випадковою і визначається рядом умов виникнення к. з., що практично передбачити не можна.

Найбільша аперіодична складова за амплітудою струму к. з., що насичує магнітопровід ТА, має місце при трифазному та двохфазному к. з. Ці види к. з. прийнято за розрахункові при оцінці точності роботи ТА.

Початкові значення аперіодичної складової фазних струмів не перевищують значень $(0; +\sqrt{3}/2; -\sqrt{3}/2) \cdot I_m^{(3)}$ та $(1; +0.5; -0.5) \cdot I_m^{(3)}$ – при трифазному к. з.; $(\sqrt{3}/2) \cdot I_m^{(3)}$ – при двохфазному, де $I_m^{(3)}$ – амплітудне значення періодичної складової струму ТА при зовнішньому к. з. За рядом дослідних даних НПП та ВНПЕ виникнення значних аперіодичних складових взагалі мало ймовірно.

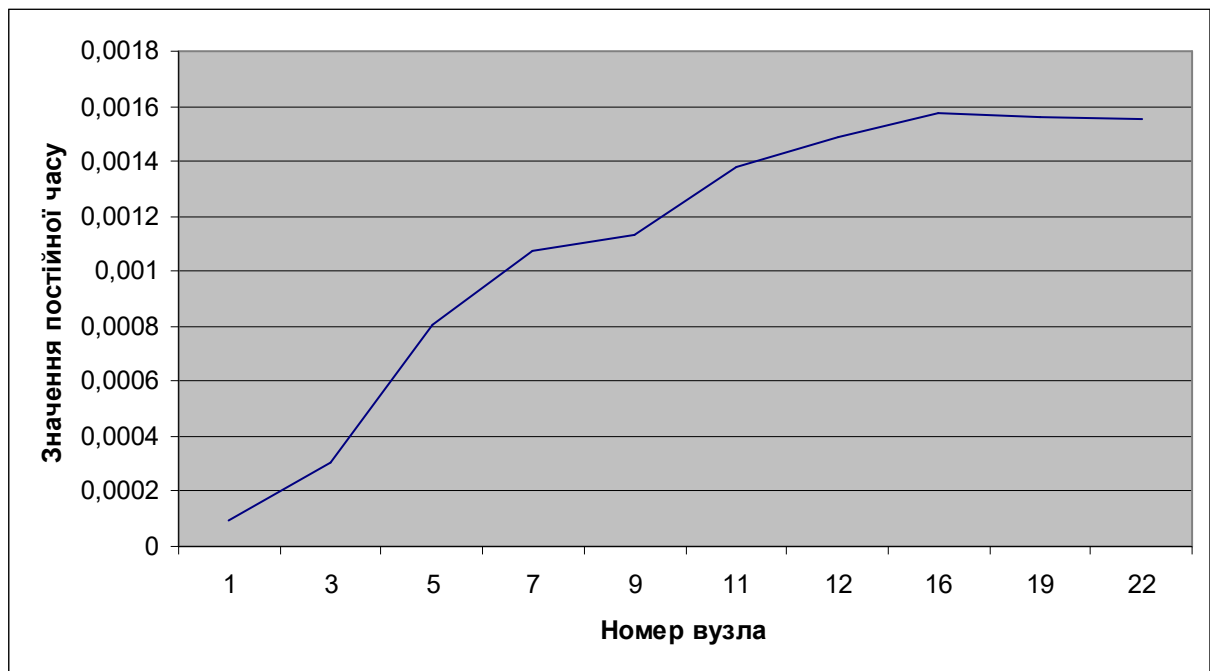


Рисунок 3.3 – Залежність постійної часу T від відстані до точки к. з.

Таким чином в РМ 6-35 кВ аперіодична складова не має значного амплітудного значення і значної тривалості. В таких умовах насиченням магнітопроводів вимірювальних ТА в РМ даного класу можна знехтувати, а струм короткого замикання через час 0,005 с від моменту його виникнення можна враховувати у вигляді примусової складової [23, 24].

3.3 Теоретичне обґрунтування методу дистанційного визначення відстані до місця виникнення однофазного замикання на землю

У даній роботі пропонується метод визначення відстані до місця ОЗЗ, заснований на штучному замиканні непошкодженої фази повітряної лінії через резистор при виникненні в ній однофазного замикання на землю, і вимірювання реактивного опору петлі, утвореної проводом пошкодженої фази, місцем однофазного замикання на землю і опором місця штучного замикання на землю непошкодженої фази лінії на підстанції, який відрізняється від раніше відомих [10,12] тим, що при попередньому розрахунку відстані до місця пошкодження враховується конструктивна та структурна неоднорідність в СЕП [25].

На рисунок 3.4 зображена розрахункова схема пропонованого способу для випадку замикання фази В на землю (точка N) і штучного замикання фази С (точка М).

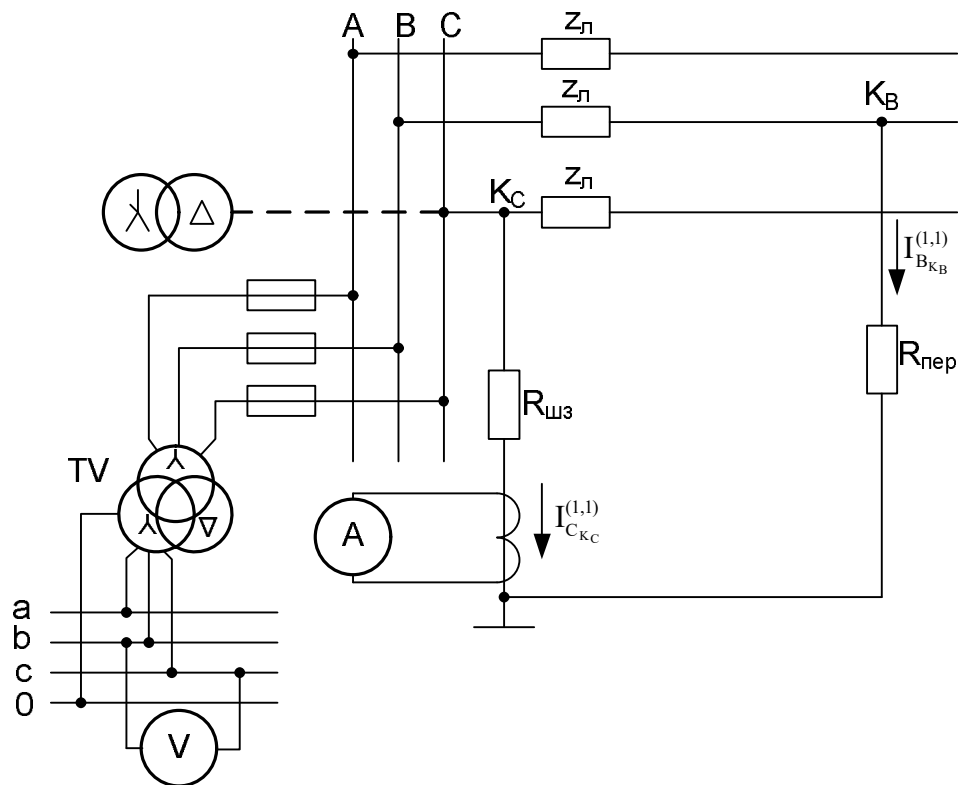


Рисунок 3.4 – Розрахункова схема для визначення струму подвійного замикання на землю.

Проведемо розрахунок струму подвійного замикання на землю ($K_{1,1}$) методом симетричних складових.

Під час розрахунку к.з. у двох різних вузлах мережі системи електропостачання – K_C і K_B – розрахункові схеми окремих послідовностей можна зобразити трипроменевою зіркою (рисунк3.5). До такого вигляду зводиться схема складної структури з різними ЕРС системи до якої приєднана мережа 6-35 кВ.

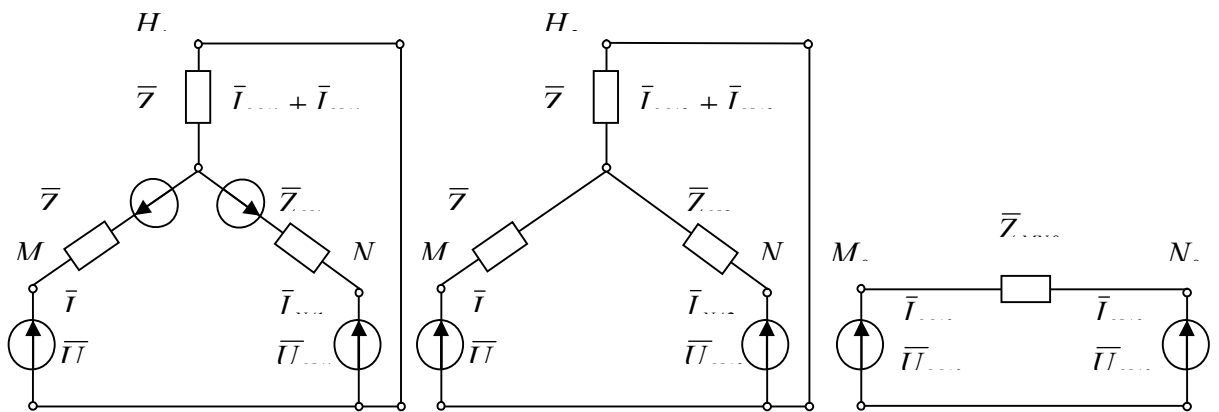


Рисунок 3.5 – Розрахункові схеми окремих послідовностей

Для схеми послідовностей можна записати систему рівнянь за законами Кірхгофа:

$$\bar{U}_{MA1} = \bar{E}_{MA} - (\bar{Z}_{M1} + \bar{Z}_{H1})\bar{I}_{MA1} - \bar{Z}_{H1}\bar{I}_{NA1}; \quad (3.10)$$

$$\bar{U}_{NA1} = \bar{E}_{NA} - \bar{Z}_{H1}\bar{I}_{MA1} - (\bar{Z}_{N1} + \bar{Z}_{H1})\bar{I}_{NA1}; \quad (3.11)$$

$$\bar{U}_{MA2} = -(\bar{Z}_{M2} + \bar{Z}_{H2})\bar{I}_{MA2} - \bar{Z}_{H2}\bar{I}_{NA2}; \quad (3.12)$$

$$\bar{U}_{NA2} = -\bar{Z}_{H2}\bar{I}_{MA2} - (\bar{Z}_{N2} + \bar{Z}_{H2})\bar{I}_{NA2}. \quad (3.13)$$

де $\bar{U}_{NA1}, \bar{U}_{NA2}, \bar{U}_{NA0}, \bar{U}_{MA1}, \bar{U}_{MA2}, \bar{U}_{MA0}, \bar{I}_{NA1}, \bar{I}_{NA2}, \bar{I}_{NA0}, \bar{I}_{MA1}, \bar{I}_{MA2}, \bar{I}_{MA0}$ – напруги та струми послідовностей у місцях кз; $\bar{E}_{MA}, \bar{E}_{NA}$ – еквівалентні ЕРС схеми прямої послідовності.

Струм нульової послідовності циркулює між вузлами М та N схеми, оскільки ці вузли пов'язані між собою електрично. Взаємний опір між цими

вузлами позначимо $\bar{Z}_{MN0}$. Для схеми нульової послідовності запишемо тільки одне рівняння:

$$\bar{U}_{MA0} - \bar{U}_{NA0} = \bar{Z}_{MN0} \bar{I}_{NA0} \quad (3.13)$$

Щоб розв'язати цю систему рівнянь відносно невідомих струмів і напруг послідовностей, необхідно скласти ще шість рівнянь, які описують цей вид несиметрії. Під час однофазного кз на землю фази В у вузлі М та фази С у вузлі N схеми маємо такі граничні умови:

$$\bar{I}_{MA} = \bar{I}_{MA1} + \bar{I}_{MA2} + \bar{I}_{MA0} = 0; \quad \dots\dots\dots (3.14)$$

$$\bar{U}_{MB} = a^2 \bar{U}_{MA1} + a \bar{U}_{MA2} + \bar{U}_{MA0} = 0; \quad (3.15)$$

$$\bar{I}_{MC} = a \bar{I}_{MA1} + a^2 \bar{I}_{MA2} + \bar{I}_{MA0} = 0; \quad (3.16)$$

$$\bar{I}_{NA} = \bar{I}_{NA1} + \bar{I}_{NA2} + \bar{I}_{NA0} = 0; \quad (3.17)$$

$$\bar{I}_{NB} = a^2 \bar{I}_{NA1} + a \bar{I}_{NA2} + \bar{I}_{NA0} = 0; \quad (3.18)$$

$$\bar{U}_{NC} = a \bar{U}_{NA1} + a^2 \bar{U}_{NA2} + \bar{U}_{NA0} = 0. \quad (3.19)$$

Із рівнянь (3.14), (3.15), (3.17), (3.9) визначаємо співвідношення між симетричними складовими струмів у місцях кз

$$\begin{aligned} a^2 \bar{I}_{MA1} &= a \bar{I}_{MA2} = \bar{I}_{MA0} = \bar{I}_{M0}; \\ a \bar{I}_{NA1} &= a^2 \bar{I}_{NA2} = \bar{I}_{NA0} = \bar{I}_{N0}. \end{aligned} \quad (3.20)$$

Додатковою умовою для цього виду несиметрії є

$$\bar{I}_{MB} = -\bar{I}_{NC}. \quad (3.21)$$

Виражаємо (2.64) через симетричні складові та враховуємо (2.63)

$$\bar{I}_{NA1} = -a \bar{I}_{MA1}; \quad a \bar{I}_{NA2} = -\bar{I}_{MA2}; \quad \bar{I}_{NA0} = \bar{I}_{MA0}. \quad (3.22)$$

Співвідношення (3.22) вказують на те, що симетричні складові струмів в обох точках кз жорстко між собою пов'язані.

Розв'язуючи сумісно (3.9) – (3.12), (3.14) – (3.20) і враховуючи (3.22), знаходимо симетричні складові струмів і напруг у місцях кз та на шинах

підстанції. Струми нульової послідовності в місцях пошкоджень можна визначити таким чином. Віднімаємо від (3.15) рівняння (3.19). В отримане рівняння підставляємо замість напруг послідовностей їхні значення з (3.9) – (3.12) і враховуємо (3.22). Тодів загальному вигляді

$$\bar{I}_{MA1} = (\bar{E}_{MA} - a^2 \bar{E}_{NA}) / (\bar{Z}_{M1} + \bar{Z}_{N1} + 3\bar{Z}_{H1} + \bar{Z}_{M2} + \bar{Z}_{N2} + 3\bar{Z}_{H2} + \bar{Z}_{MN0}). \quad (3.23)$$

Для методу ВМП, що пропонується друга точка замикання через шунтувальний опір (точка М) розташовується на шинах підстанції, тому в рівнянні (3.23) опори $\bar{Z}_{M1}, \bar{Z}_{M2}$ дорівнюють нулю.

Струми прямої і оберненої послідовностей пов'язані зі струмом нульової послідовності співвідношеннями (3.22).

Вектори електричних величин пошкоджених фаз у місцях кз розраховуємо через вектори фази А та оператори повороту фази $\bar{a}$ та $\bar{a}^2$

$$\begin{aligned} \bar{F}_A &= \bar{F}_{A1} + \bar{F}_{A2} + \bar{F}_{A0}; \\ \bar{F}_B &= \bar{a}^2 \bar{F}_{A1} + \bar{a} \bar{F}_{A2} + \bar{F}_{A0}; \\ \bar{F}_C &= \bar{a} \bar{F}_{A1} + \bar{a}^2 \bar{F}_{A2} + \bar{F}_{A0}. \end{aligned} \quad (3.24)$$

Для струмів у місцях кз

$$\bar{I}_{MB} = -\bar{I}_{NC} = 3\bar{I}_{MA0} \quad (3.25)$$

При відомих струмах кз та навантаження розрахунок відстані до місця пошкодження ведеться за алгоритмом аналогічним тому, що використовується при визначенні місця міжфазного короткого замикання.

Порівняння результатів розрахунку відстані до місця пошкодження за методом, що пропонується та за відомим раніше методом [10,12] наведені в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1– Порівняльний аналіз дистанційних методів визначення відстані до місця однофазного замикання на землю

Ділянка	L, км	U _p , В	I _к , А	L, км за методом	L, км за методом послідовного аналізу
100_1	0,23	52,71	342,10	0,35	0,30
1_2	0,75	167,95	334,23	0,86	0,82
2_8	0,98	205,40	312,82	1,09	0,99
8_9	1,385	281,35	303,20	1,52	1,45
9_11	1,625	320,93	294,77	1,87	1,75
11_12	2,137	394,81	275,75	2,28	2,29
12_14	2,357	427,40	270,65	2,45	2,38
14_16	2,492	441,29	264,30	2,65	2,57
16_19	2,797	469,17	250,35	2,86	2,80
19_20	3,087	511,01	247,07	3,24	3,15
20_21	3,347	533,27	237,80	3,53	3,44
21_22	3,867	597,52	230,62	3,98	3,9
22_23	3,927	577,20	219,37	4,08	3,98
23_25	4,067	589,92	216,49	4,26	4,19
25_27	4,302	614,77	213,29	4,54	4,43
2_3	0,925	144,06	232,45	1,20	0,98
3_5	1,14	176,05	230,49	1,36	1,18
16_17	2,617	387,26	220,86	2,86	2,78
22_30	4,292	613,49	213,34	4,58	4,42
30_32	5,047	706,54	208,94	5,47	5,34
32_34	5,927	808,28	203,54	6,42	6,32

Таким чином, в даному методі точність вимірювання залежить від точності початкових даних і вимірювальної системи.

Висновки по розділу

1 Математична модель розрахунку ємності, що отримано на основі методу середніх потенціалів, є наближеною. Межі її використання залежать від співвідношення геометричних розмірів провідника та форми його вісі. Для ПЛ 10 кВ вісі провідників з достатньою точністю можна вважати прямолінійними. Діаметр фазного провідника є нескінченно малим в порівнянні з його розрахунковою довжиною. Таким чином, за даних умов розрахункові формули можна вважати такими, що задовольняють вимоги до точності визначення параметрів.

При використанні методу середніх потенціалів для визначення величини потенціалу закон фіктивного розподілу заряду порівняно мало впливає на точність визначення ємності, а алгоритм розрахунку є достатньо простим.

2. Використання більш точних методів прогнозування навантаження дозволить зменшити похибку методів визначення місць пошкоджень. Запропоновано метод в якому в залежності від заданої похибки ε_{I_p} визначення розрахункового струму навантаження, визначається необхідна тривалість процесу спостереження за зміною навантаження окремої ТП на відгалуженні РМ.

3. В розподільних мережах 6-35 кВ аперіодичну складову струму к. з. можна не враховувати. В цих умовах насиченням магнітопроводів вимірювальних трансформаторів струму в розподільних мережах даного класу напруги можна знехтувати, а струм короткого замикання через проміжок часу 0,005 с від моменту його виникнення можна представляти у вигляді його аперіодичної складової.

4. Вдосконалення дистанційних методів ВМП при ОЗЗ можна здійснити на основі методу, що базується на штучному створені режиму двофазного замикання на землю, що реалізується шляхом вибору пошкодженої фази і замикання наступної по послідовності фази. Відстань до

місця ОЗЗ визначається за результатами вимірювання реактивної складової напруги петлі подвійного замикання на землю та попереднього обчислення ПАР і порівнянні їх з виміряними. Похибка вимірювань відстані до місця ОЗЗ в цьому випадку залежить від похибки вимірювальної системи і точності вхідних даних.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ

У цьому розділі випускної бакалаврської кваліфікаційної роботи запропоновані заходи та засоби з охорони праці під час розробки системи для пошуку пошкоджень електричних мереж з повітряними лініями напругою 10 кВ. В процесі виконання робіт на проєктний персонал впливають такі шкідливі виробничі фактори [1, 2]:

- фізичні фактори: мікроклімат (температура, вологість, швидкість руху повітря, інфрачервоне випромінювання);
- виробничий шум, ультразвук, інфразвук;
- вібрація (локальна, загальна); освітлення: природне (недостатність), штучне (недостатня освітленість, прямий і відбитий сліпучий відблиск тощо);
- хімічні фактори: речовини хімічного походження, аерозолі фіброгенної дії (пил);
- фактори трудового процесу: важкість (тяжкість) праці; напруженість праці.

Важкість праці характеризується рівнем загальних енергозатрат організму або фізичним динамічним навантаженням, масою вантажу, що піднімається і переміщується, загальною кількістю стереотипних робочих рухів, величиною статичного навантаження, робочою позою, переміщенням у просторі. Напруженість праці характеризують: інтелектуальні, сенсорні, емоційні навантаження, ступінь монотонності навантажень, режим роботи.

4.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації обладнання

Площа одного робочого місця інженера обладнаного ПК, повинна складати не менше 6 м², а об'єм – не менше 20 м³.

Живлення силового обладнання проєктної організації та системи освітлення здійснюється від чотирьохпровідної трифазної мережі 380 х 220В (фазна напруга (фаза – "0") – 220В, а міжфазна лінійна (фаза – фаза) – 380В).

Категорія умов по небезпеці електротравматизму – без підвищеної небезпеки.

Розташування монітора ПК має забезпечувати: безпечність роботи в цілому; зручність та ефективність зорової роботи з екраном в вертикальній площині під кутом $\pm 30^0$ від лінії зору, площа екрана при цьому має бути перпендикулярною нормальній лінії зору користувача.

Нульовий захисний провід прокладається від стійки групового розподільчого щита, розподільчого пункту до розеток живлення. Не допускається підключення на щиті до одного контактного затискача нульового робочого та нульового захисного провідників. Площа перерізу нульового робочого та нульового захисного провідника в груповій трипровідній мережі повинна бути не менше площі перерізу фазового провідника. Усі провідники повинні відповідати номінальним параметрам мережі та навантаження, умовам навколишнього середовища, умовам розподілу провідників, температурному режиму та типам апаратури захисту, вимогам ПВЕ. У приміщенні, де одночасно експлуатується або обслуговується більше п'яти персональних комп'ютерів, на помітному та доступному місці встановлюється аварійний резервний вимикач, який може повністю вимкнути електричне живлення приміщення, крім освітлення.

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

з'єднання контактів фазових провідників з контактами нульового захисного провідника.

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

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

(занулення) електроприймачів. Використання нульового робочого провідника як нульового захисного провідника забороняється.

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

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

4.2 Електробезпека

Технічні рішення щодо запобігання електротравмам [26, 27]:

1) Для запобігання електротравм від контакту з нормально-струмопровідними елементами електроустаткування, необхідно: розміщувати

неізолювані струмопровідні елементи в окремих приміщеннях з обмеженим доступом, у металевих шафах; використовувати засоби орієнтації в електроустаткуванні - написи, таблички, попереджувальні знаки; підвід кабелів до споживачів здійснювати у закритих конструкціях підлоги;

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

3) Електрозахисні засоби захисту

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

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

переносні заземлення; ізолювальні накладки і підставки; захисні пристрої; плакати і знаки безпеки.

4.3 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

Конструкція робочого місця інженера-проектувальника повинна відповідати сучасним вимогам ергономіки та Гігієнічної класифікації праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу, затвердженої Наказом Міністерства охорони здоров'я № 528 від 27 грудня 2001 року [1], характеру виконуваної роботи та забезпечити оптимальне розміщення на робочій поверхні документів, рухомого пюпітра (тримача документів) та обладнання ПК (монітора, системного блоку, клавіатури, пристрою «миша», принтера та інших периферійних пристроїв з урахуванням їх кількості та конструктивних особливостей).

4.3.1 Мікроклімат

Нормуються параметри мікроклімату в виробничих приміщеннях та гранично допустимі концентрації шкідливих речовин в повітрі робочої зони [26]. Тяжкість роботи розділяється на категорії залежно від загальних енерговитрат організму, ккал/с (Вт). Параметри мікроклімату в виробничому приміщенні для виконання проектних робіт наведено в таблиці 1.

Таблиця 4.1 – Нормування параметрів мікроклімату для постійних робочих місць

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

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

4.3.2 Склад повітря робочої зони

Забруднення повітря робочої зони регламентується концентраціями (ГДК) в мг/м [26]. В умовах роботи на граничнодопустимих концентраціях можливими забруднювачами повітря робочої зони можуть бути пил та шкідливі гази, їх ГДК наведено в таблиці 2.

Таблиця 4.2 – Гранично допустимі концентрації шкідливих речовин у повітрі робочої зони оператора лінії

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

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

4.3.3 Виробниче освітлення

Характеристика зорових робіт – середньої точності [28].

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

Для забезпечення достатнього освітлення здійснюють систематичне очищення скла та світильників від пилу (не рідше двох разів на рік), використовують жалюзі. В разі нестачі природного освітлення, використовують загальне штучне освітленням, що створюється за допомогою

світлодіодних ламп E27 LED 15W NW A60 "SG". Висота підвісу світильників над робочою поверхнею 4,5 метра.

Таблиця 4.3 – Вимоги до освітлення приміщень виробничих підприємств

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

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

4.3.4 Виробничий шум

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

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

Таблиця 4.4 – Рівень звукового тиску

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

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

5. Пожежна безпека

Пожежну безпеку промислових і інших об'єктів регламентують Правила пожежної безпеки в Україні [27]. Пожежо- вибухонебезпечність речовин і матеріалів визначається за ДСТУ 8829: 2019 [26], за якою визначається категорія приміщень за вибуховою та пожежною безпекою [28].

Приміщення для виконання проєктних робіт за вибухонебезпечністю та пожежонебезпечністю відноситься до категорії Д – негорючі речовини і матеріали в холодному стані з зонами П-ІІІ (місця, де зберігаються тверді горючі речовини).

Будівля, в якій розташовані ці приміщення, характеризується ІІ ступенем вогнестійкості. До ІІ ступеня вогнестійкості відносяться будівлі з несучими і огорожувальними конструкціями з природних та штучних кам'яних матеріалів, бетону або залізобетону із застосуванням листових та плиткових негорючих матеріалів. В покриттях будівель допускається

застосовувати незахищені сталеві конструкції. Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій (у хвилинах) та максимальні межі поширення вогню по них (см) за ДБН В.1.1.7-2016 [15] наведено в таблиці 5.

Таблиця 4.5 – Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій та максимальні межі поширення вогню по них

Ступінь вогнестійкості будинків	Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій (у хвилинах) і максимальні межі поширення вогню по них (см)								
	стіни				коло-ни	сходові площадки, костури, сходи, балки, марші сходових кліток	пере-криття між поверхові (у т.ч. горищні та над підвалами)	елементи суміщених покриттів	
	несучі та сходових кліток	само-несучі	зовнішні не-несучі	внутрішні не-несучі (перегородки)				пли-ти, насти-ли, прого-ни	балки, ферми, арки, рами
II	REI 120 M0	REI 60 M0	E 15 M0	E1 15 M0	R 120 M0	R 60 M0	REI 45 M0	RE 15 M0	R 30 M0

Протипожежні перешкоди і мінімальні межі їх вогнестійкості за ДБН В.1.1.7-2016 [26] наведено в таблиці 4.6.

Протипожежні відстані між житловими, громадськими, адміністративно-побутовими будинками промислових підприємств, гаражами слід приймати [15] за таблицею 7 (чисельник). В умовах забудови, що склалася, протипожежні відстані між житловими будинками та від житлових будинків до будівель і споруд іншого призначення слід визначати згідно з протипожежними вимогами даних норм, наведеними у таблиці 7. Протипожежні відстані від житлових, громадських, адміністративно-побутових будинків промислових підприємств, гаражів до виробничих, складських, сільськогосподарських будинків і споруд слід приймати за таблицею 4.7 (знаменник).

Таблиця 4.6 – Протипожежні перешкоди і мінімальні межі їх вогнестійкості

Протипожежні перешкоди	Типи протипожежних перешкод або їх елементів	Мінімальна межа вогнестійкості протипожежної перешкоди (у хвилинали)	Тип заповнення прорізів, не нижче	Тип протипожежного тамбуршлюзу, не нижче
Стіни	2	REI 60	2	1
Перегородки	2	EI 15	3	2
Перекриття	4	REI 15	3	2

Таблиця 4.7 – Протипожежні відстані між житловими, громадськими, адміністративно-побутовими будинками промислових підприємств, гаражами, а також до виробничих будівель і споруд

Ступінь вогнестійкості будинку	Відстані при ступені вогнестійкості будинків, м		
	I, II	III	IV, V
III	8/9	8/12	10/15

На території офісної будівлі, в якій розташована проєктна організація, встановлено 37 вогнегасників ВП-5(8) [26].

Висновки: Проведено огляд та планування заходів щодо безпечної експлуатації об'єкта дослідження із врахуванням режимів його функціонування.

ВИСНОВКИ

У бакалаврській кваліфікаційній роботі вирішено задачу подальшого розвитку методів пошуку пошкоджень в системах електропостачання з повітряними лініями електропередачі в напрямку підвищення точності визначення місця пошкодження і автоматизації процесу пошуку шляхом врахування неоднорідності параметрів. Розвиток теорії полягає у встановленні закономірностей, які дозволяють підвищити точність визначення вихідних параметрів РМ, врахувати конструктивні режимні і інформаційні неоднорідності РМ при створенні діагностичної системи пошуку місця пошкодження в РМ. Впровадження діагностичної системи пошуку місця пошкодження в РМ підвищує рівень надійності, безпеки і ефективності використання РМ за призначенням.

Отримані такі нові результати:

1. Теоретично обґрунтовано методи розрахунку первинних параметрів повітряних ліній напругою 6-35 кВ для використання при визначенні місць пошкоджень. Це дозволяє підвищити точність дистанційного методу визначення місця пошкодження в РМ.

2. Вдосконалено дистанційний метод визначення відстані до міжфазного к. з., що ґрунтується на фіксації параметрів доаварійного та аварійного режимів роботи на кожному приєднанні, який враховує неоднорідність параметрів ділянок магістралі і навантаження на відгалуженнях, що дозволяє отримати методичну похибку визначення місця пошкодження до 5%.

3. Вдосконалено метод визначення відстані до місця однофазного замикання на землю на основі послідовного аналізу нормального і аварійного режимів роботи, коли неперервно контролюють активний опір ізоляції мережі відносно землі і при досягненні граничного значення, визначають пошкоджену фазу, штучно замикають непошкоджену фазу, фіксують струм аварійного режиму і реактивну складову напруги петлі подвійного замикання

на землю. За результатами вимірювання та фіксування цих величин обчислюють відстань до місця однофазного замикання на землю, що дозволяє визначити пошкодження при замиканні через великий перехідний опір (обрив проводу, спікання землі, опори) і автоматизувати цей процес.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила. Об'єднання енергетичних підприємств./Галуzeвий резервно –інвестиций фонд розвитку енергетики. К.,2003.-329с.
2. Аналіз роботи господарства електрифікації та електропостачання в 2013 році .-Київ : Вид-во ТОВ «Девалто », 2014.-251 с
3. Зорін Є. В. Забезпечення надійної роботи ОЕС України –нагальна потреба сучасності / Є.В. Зорін, С.в. Казанський, Д.О. Олефір //Електропанорама.-№4,7-8,-2007.
4. Казанський С.В.Забезпечення надійності електропостачання в умовах електроринку //Електропанорама, №9,-2009.
5. Казанський С.В. Моделі організацій ринків електричної енергії //Електропанорама -№3.-2008.
6. Гребенюк А. М.Методи та пристрої захисту при обриві проводів кар'єрних розподільних і тягових мереж : автореф. дис. ... канд. техн. наук : 05.09.03 / Гребенюк А. М. ; Держ. вищ. навч. закл. "Нац. гірн. ун-т". Дніпропетровськ, 2012. 20 с.
7. Кутін В.М. Комбінована система визначення місць пошкодження в повітряних розподільних мережах напругою 6-35 кВ/ В.М. Кутін, В.В.Луцяк //Технічна електродинаміка : тематичний випуск «Проблеми сучасної електротехніки» К.,2008,С.57-61.
8. Підвищення точності вибору та ефективності використання силових трансформаторів розподільчих мереж/ І.М. Луценко, .Є.В.Кошеленко,П.С. Циган //Вісник КрНУ –Кременчук : 2017.- Вип.5/2017 (106).-С .14-20 (наукометрична база «IndexCopernicus)/
- 9 . Кутіна М.В. Визначення ознак аварійного режиму обриву проводу в повітряних лініях електропередачі напругою 6-35-кВ/М.В. Кутіна // Електромеханічні і енергозберігаючі системи.2011. №2 (14). С.145-149

10. Кутін В.М. Комбінована система визначення місць пошкодження в повітряних розподільних мережах напругою 6-35 кВ/ В.М. Кутін, В.В.Луцяк //Технічна електродинаміка : тематичний випуск «Проблеми сучасної електротехніки» К.,2008,С.57-61.

11. Кутін В.М. Методи та засоби пошуку пошкоджень в розподільних мережах з повітряними лініями електропередачі напругою 6-35 кВ: монографія /В.М. Кутін, В. В. Луцяк. Вінц. Нац.. техн.. уні-т.-Вінниця : ВНТУ , 2011.- 160 с

12. Кутін В.М.Дистанційний метод визначення між фазного короткого замикання в розподільних мережах 6-35 кВ з повітряними лініями електропередачі/ В, М, Кутін,В.В. Луцяк //Вісник Кременчуцького політехнічного університету ім.. Остроградського //МОН України – Кременчук -2008 –Вип 3 (38).ч .75-76..

13. Маєвський Д.А. Експериментальне визначення первинних параметрів ліній електропередачі //Д.А. Маєвський, О.М. Бесараб, О.М Семенюг, О.Ю Маєвська //Електротехнічні та комп'ютерні системи, №30 (106)-2019,С 31-38.

14. Семенюг О.М..Використання ліній без спотворень як спосіб розв'язку проблеми довгого кабеля /О.М. Семенюг, //Вісник Львівської Політехніки ,серія « Радіоелектроніка та телекомунікації», №993, 2019-С 81-88.

15. Лежнюк П.Д. Методи ізасоби Захисту від обрива проводу та пошук місць пошкодження в розподільній мережі зі складною топологією напругою 6-35 кВ: монографія /П. Д. Лежнюк, М.В. Кутіна-Вінниця ; ВНТУ, 2014-152 с.

16. Кутіна М.В.Система захисту від обрива проводу та пошук місця пошуку в розподільних мережах напругою 6-35 кВ// /М.В. Кутіна //Технічна електродинаміка , -2012-№2, С.46-48.

17. Луценко І. М. Проблеми ефективності роботи розподільних мереж /І.М. Луценко, Є. В. Кошеленко, П.С. циган //Гірнича електромеханіка та автоматика-2018-№100.-.3-9.

18. Кутін В,М. Комбінована система пошуку пошкоджень в повітряних мережах напругою 6-10 кВ /В.М. Кутін, В.В. Луцяк, С.В. Матвієнко // Вісник Кременчуцького державного політехнічного університету ім..Михайла Остроградського .-2008.-Вип. 4 (51).ч.1.-С.123-127.

19. Луцяк В.В. Точність вимірювання відстані до місця пошкодження дистанційним методом в розподільних мережах /В.В.Луцяк, В.М.. Кутін// Вісник Кременчуцького державного політехнічного університету ім.. М. Остроградського ; збірник наукових праць .-2007.-Вип 3.-С. 97-99.

20. Луцяк В.В. Дистанційний метод визначення між фазного короткого замикання в розподільній мережі 6-35 кВ з повітряними лініями електропередачі / В.В. Луцяк, В.М. Кутін,С, В. Матвієнко //Вісник Криворізьського технічного університету; збірник наук. праць.-2006.-С. 112-115.

21. Луцяк В.В. Дослідження параметрів аварійного режиму при визначенні місця пошкодження в РМ дистанційним методом / В.В.Луцяк //Проблеми і перспективи енергозбереження комунальних господарств і промислових підприємств ; науково-технічний семінар .-тез доп. .-Луцк ,2007.-С. 22-25.

22. Кутіна М.В. Однофазне замикання на землю при обриві проводу в мережі напругою 6-35 кВ /М.В. Кутіна //Вісник Кременчуцького державного політехнічного університету ім. М. Остроградського .- 2010.-№3 (62), ч.2.- С.103-106.

23. Оцінка ефективності систем діагностичного контролю електротехнічних комплексів /В.М. Кутін,М. О. Ілюхін, М. В. Кутіна // Вісник Вінницького політехнічного інституту.-2005.-№3.-С. 51-53.

24. Кутін В.М. Комбінований принцип діагностування технічного стану систем електропостачання / В.М. Кутін , М.О. Ілюхін,М.В. Кутіна // Наукові вісті. Інститут менеджменту та економіки «Галицька академія».- 2007.-№1 (11).-С. 62-66

25. До питання автоматизації процесу пошуку пошкоджень в електричних мережах з повітряними лініями електропередачі напругою 10кВ/ М.В.Косенюк, В.М. Кутін – Матеріали конференції «Молодь в науці: дослідження, проблеми, перспективи (МН-2024)», Вінниця, 2024. [Електронний ресурс]. URL:. – Вінниця : ВНТУ, 2024. – 3 с.

26. ДСНіП «Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу». Наказ МОЗ № 248 від 08.04.2014.

27. ДСТУ-Н Б А 3.2-1: 2007 Настанова щодо визначення небезпечних і шкідливих факторів та захисту від їх впливу при виробництві будівельних матеріалів і виробів та їх використання в процесі зведення та експлуатації об'єктів будівництва. URL: <https://profidom.com.ua/a-3/a-3-2/824-dstu-n-b-a-3-2-12007-nastanova-shhodo-viznachenna-nebezpechnih-i-shkidlivih-faktoriv->.

28. НПАОП 40.1-1.21-98 (ДНАОП 0.00-1.21-98) Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=48644.

Додаток А

Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки

ЗАТВЕРДЖУЮ

Зав.кафедри КЕМСК

К.Т.Н., доц.

Микола МОШНОРІЗ

« 02 » 04 20 24 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на бакалаврську дипломну роботу

АВТОМАТИЗАЦІЯ ПРОЦЕСУ ТПОШУКУ ПОШКОДЖЕНЬ В
ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ З ПОВІТРЯНИМИ ЛІНІЯМИ
ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ НАПРУГОЮ 10 КВ

08-24.БДР.008.00.000 ТЗ

Керівник роботи

проф.

Василь КУТІН

« 02 » 04 2024 р.

Виконав: ст. гр. 1ЕМ-206

Марк КОСЕНЮК

« 02 » 04 2024 р.

Вінниця ВНТУ 2024

1 Загальні відомості

Повне найменування розробки – «Автоматизація процесу пошуку пошкоджень в електричних мережах з повітряними дініями електропередачі напругою 10 кВ».

Скорочене найменування розробки – «Автоматизація процесу пошуку в розподільних мережах».

Замовник – Кафедра компютеризованих електромеханічних систем і комплексів.

2 Підстави для розробки

Індивідуальне завдання та наказ ректора Вінницького національного технічного університету про затвердження тем бакалаврських дипломних робіт.

3 Призначення розробки і галузь використання

Мета роботи – підвищення рівня надійності, безпеки і ефективності використання систем електропостачання з повітряними лініями електропередач напругою 10 кВ шляхом автоматизації процесу пошуку і зменшення похибки визначення місця пошкодження на основі сумісного використання статичних і динамічних характеристик в нормальному і аварійному

4 Вимоги до розробки

Найбільш достовірні результати про пошкоджену ділянку можна отримати, використовуючи методи послідовного поділу мережі за допомогою роз'єднувачів. Проте їх використання вимагає великих витрат часу на пошук і пов'язане з великим недовідпуском електричній енергії споживачу. Удосконалювати ці методи можна шляхом оптимізації процесу пошуку по вибраному критерію.

Тому виникають такі задачі дослідження: підвищення точності процесу пошуку в повітряних мережах; синтез пристроїв дистанційного визначення відстані до місця пошкодження.

5 Технічні характеристики

Вдосконалено метод визначення відстані до місця однофазного замикання на землю на основі послідовного аналізу нормального і аварійного режимів роботи, коли неперервно контролюють активний опір ізоляції мережі відносно землі і при досягненні граничного значення, визначають пошкоджену фазу, штучно замикають непошкоджену фазу, фіксують струм аварійного режиму і реактивну складову напруги петлі подвійного замикання на землю. За результатами вимірювання та фіксування цих величин обчислюють відстань до місця однофазного замикання на землю, що дозволяє визначити пошкодження при замиканні через великий перех опір (обрив проводу, спікання землі, опори) і автоматизувати цей процес.6

6. Матеріали, що подаються до захисту

Пояснювальна записка БДР, графічні та ілюстративні матеріали.

7 Джерела розробки

1. Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила. Об'єднання енергетичних підприємств./Галузевий резервно –інвестиційний фонд розвитку енергетики. К.,2003.-329с.

2.Аналіз роботи господарства електрифікації та електропостачання в 2013 році .-Київ : Вид-во ТОВ «Девалто », 2014.-251 с

3. Зорін Є. В. Забезпечення надійної роботи ОЕС України –нагальна потреба сучасності / Є.В. Зорін, С.В. Казанський, Д.О. Олефір //Електропанорама.-№4,7-8,-2007.

4. Казанський С.В.Забезпечення надійності електропостачання в умовах електроринку //Електропанорама, №9,-2009.

5. Казанський С.В. Моделі організацій ринків електричної енергії //Електропанорама -№3.-2008.

6.Гребенюк А. М.Методи та пристрої захисту при обриві проводів кар'єрних розподільних і тягових мереж : автореф. дис. ... канд. техн. наук : 05.09.03 / Гребенюк А. М. ; Держ. вищ. навч. закл. "Нац. гірн. ун-т". Дніпропетровськ, 2012. 20 с.

7. Кутін В.М. Комбінована система визначення місць пошкодження в повітряних розподільних мережах напругою 6-35 кВ/ В.М. Кутін, В.В.Луцяк //Технічна електродинаміка : тематичний випуск «Проблеми сучасної електротехніки

8 Етапи виконання

Основна частина	
Графічна частина	

9Техніко-економічне обґрунтування

Визначено,що існує задача створення методів і засобів, які дозволять врахувати неоднорідність та складну топологію розподільних мереж для підвищення рівня автоматизації та точності ВМП.Рішення цієї задачі лежить на шляху сумісного використання статичних та динамічних характеристик об'єкта на основі методу послідовного аналізу.

10 Технічне обслуговування та ремонт

До оперативного обслуговування електроустановками допускаються працівники, які знають їхні схеми, інструкції з експлуатації, особливості конструкції та роботи обладнання і пройшли навчання та перевірку знань.

11 Очікуваний економічний ефект

Зменшення часу пошуку пошкодженої ділянки мережі, економічних витрат та недовідпущення енергії споживачам.

12 Порядок контролю та прийняття

Виконання етапів графічної та розрахункової документації бакалаврської дипломної роботи контролюється керівником згідно з графіком виконання роботи. Прийняття роботи здійснюється комісією затвердженою зав. кафедрою згідно з графіком захисту.

Додаток Б
(обов'язковий)

ГРАФІЧНА ЧАСТИНА

АВТОМАТИЗАЦІЯ ПРОЦЕСУ ТПОШУКУ ПОШКОДЖЕНЬ В
ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ З ПОВІТРЯНИМИ ЛІНІЯМИ
ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ НАПРУГОЮ 10 КВ

Об'єкт, предмет, мета та задачі дослідження

Об'єктом дослідження є автоматизація процесу пошуку пошкоджень в розподільній мережі напругою 10 кВз повітряними лініями електропередачі.

Предмет дослідження – процеси та методи визначення місця пошкодження в розподільних мережах зі складною структурою на основі сумісного використання статичних і динамічних характеристик розподільних мереж в аварійному режимі.

Метою бакалаврської дипломної роботи є підвищення рівня надійності, безпеки і ефективності використання систем електропостачання з повітряними лініями електропередач напругою 10 кВ шляхом автоматизації процесу пошуку і зменшення похибки визначення місця пошкодження на основі сумісного використання статичних і динамічних характеристик в нормальному і аварійному режимі їх роботи.

Поставлена мета потребує вирішення таких науково-технічних **задач**:

- дослідження статичних та динамічних характеристик аварійних режимів в розподільних мережах та аналіз існуючих методів і пристроїв ВМП;
- теоретичне обґрунтування методу та розробка алгоритму процесу ВМП в РМ із врахуванням їх неоднорідності;
- вдосконалення методу дистанційного ВМП в повітряних розподільних мережах з конструктивною, структурною та режимною неоднорідністю;
- розробка принципової схеми вимірювальної системи для дистанційних методів ВМП; визначення ефективності процесу пошуку пошкоджень.

Загальна характеристика об'єкта дослідження

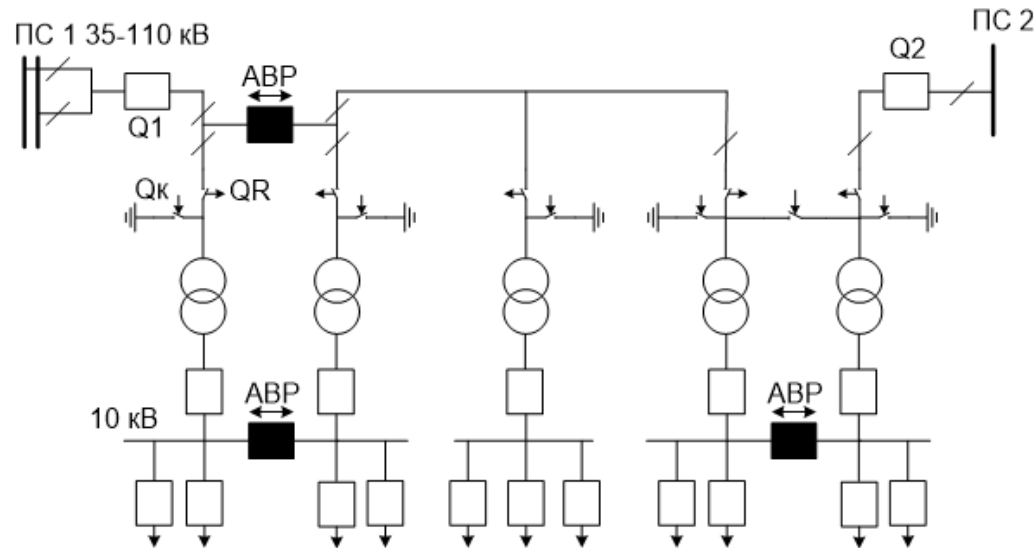


Рисунок 1 - Схема мережі напругою 35-110 кВ

Мережі напругою 10 кВ в сільській місцевості є складними розгалуженими лініями, до яких на глухих відгалуженнях підключені ТП10/0,4 кВ.

Практично всі лінії електропередачі напругою 10 кВ споруджуються повітряними. Матеріал проводу — алюміній і сталюалюміній, ізолятори — штирьові. Лінії напругою 10 кВ секціонуються і резервуються за допомогою лінійних роз'єднувачів.

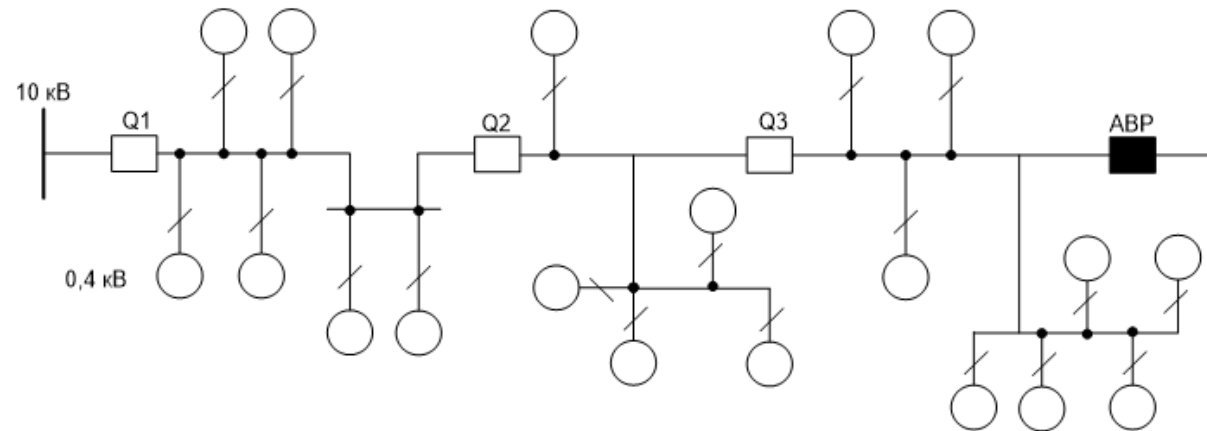


Рисунок 2 - Схема мережі напругою 10 кВ

Існуючі методи і засоби пошуку однофазних замикань на землю

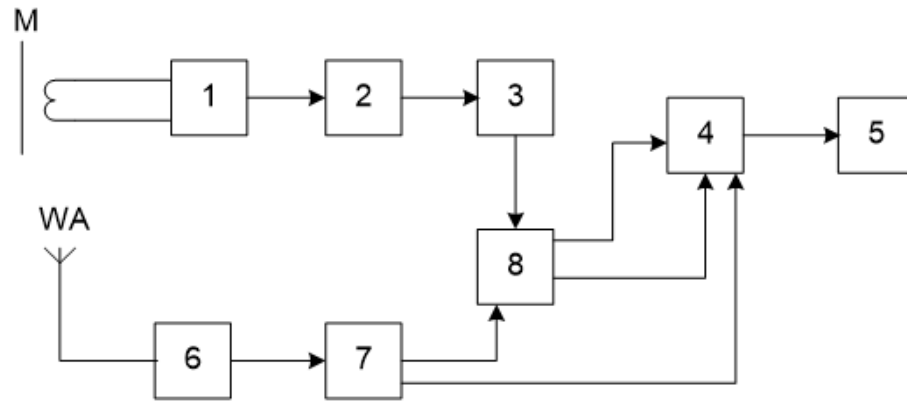


Рисунок 3 – Функціональна схема приладу типу "Хвиля"

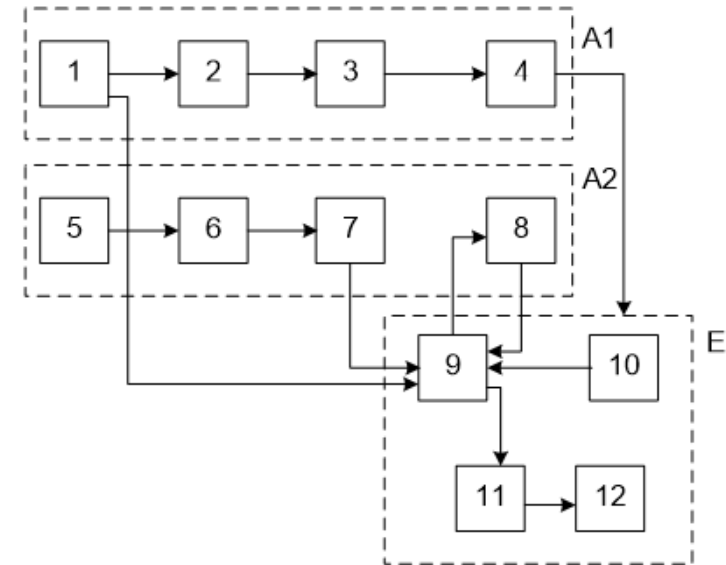


Рисунок 4 – Функціональна схема приладу типу Зонд

Для визначення місця пошкодження поширені переносні прилади, які можна розділити на дві групи:

- прилади, контролюючі напруженість магнітного поля, яка створюється струмами нульової послідовності промислової (50 Гц) частоти;
- прилади, контролюючі напруженість магнітного поля струмів високої частоти.

Досвід експлуатації цих пристроїв в основному позитивний. Проте сам метод пошуку вимагає послідовного обходу лінії, окрім цього, рівень контрольованих сигналів залежить від величини перехідного опору в місці замикання.

Існуючі методи і засоби пошуку однофазних замикань на землю

Метод оптимізації процесу пошуку. При пошуку місця міжфазного КЗ використовується **дуальний критерій оптимальності**: мінімізація сумарної тривалості пошуку і локалізації пошкодженої ділянки і мінімізація недовідпущеної електроенергії за час цього процесу.

$$t = \sum_j t_j \rightarrow \min; W = \sum_j W_j = \sum_j t_j P_{omj} \rightarrow \min,$$

де t_j і W_j — відповідно тривалість відключення лінії і недоотпуска електроенергії на j -м кроці пошуку і локалізації; P_{omj} — величина навантаження, що відключається на j -м кроці.

Недолік цієї стратегії полягає в складності підготовки початкових даних, оскільки окрім конфігурації мережі, довжини ділянок, потужності навантажень і відомостей про систему обслуговування, необхідно розрахувати коефіцієнти матриці витрат часу на пересування ОВБ від вимикача до роз'єднувача і між роз'єднувачами, а також на комутаційні операції і зв'язок ОВБ з диспетчером.

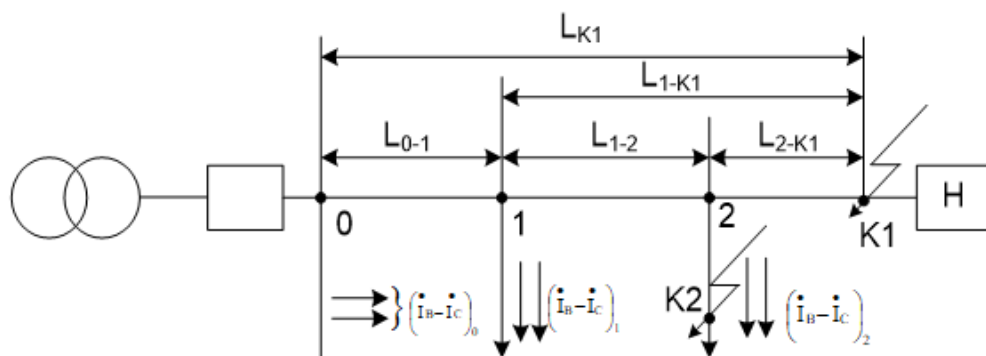


Рисунок 5 – Функціональна схема приладу типу "Хвиля"

Прилади типу ФІП і ФМК-10 з електричною пам'яттю. Недолік їх застосування полягає в необхідності виконання розрахунків струмів КЗ і їх коректування при зміні існуючої мережі, що приводить до ускладнень в експлуатації цих приладів. Метод володіє значною похибкою

Визначення місця міжфазного короткого замикання дистанційним методом

За базовий метод приймемо метод, в основу якого покладено вимірювання реактивного опору до місця пошкодження із використанням вимірювальних органів

Для визначення місця пошкодження пропонується такий алгоритм:

1. Проводиться попередній більш точний розрахунок параметрів ЛЕП з урахуванням їх конструктивної неоднорідності та розрахунок навантажень ТП 6-10/0,4 кВ.

2. Визначається індуктивний опір до місця пошкодження за результатами фіксації параметрів нормального та аварійного режимів, що згідно з (рис. 2.1а).

$$x^B = \frac{U_p}{I_a} - \frac{\sum_{i=1}^n \Delta \Gamma_i^* \cdot x_{ki}}{I_a}$$

3. Дійсне значення опору до місця пошкодження визначається за співвідношенням.

$$x^D = x^B + \frac{\sum_{i=1}^n \Delta \Gamma_i^* \cdot x_{ki}}{I_a} = x_{n1} \cdot l_1 + x_{n2} \cdot l_2 + \dots + x_{ni} \cdot l_i + x_{nk} \cdot l_k$$

із врахуванням виміряного значення та розрахункового у відповідності до рисунку.

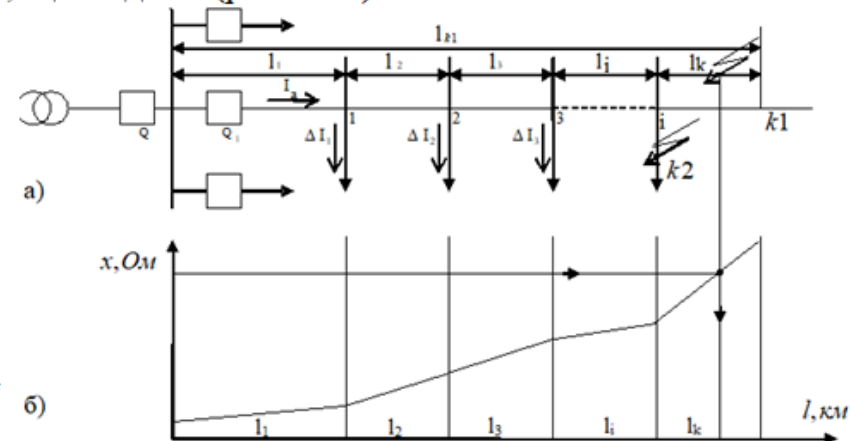


Рисунок 2.1 – Розрахункова схема мережі: а) схема мережі; б) залежність

4. Остаточні відстані до місця к.з. визначають виходячи із попередньо розрахованої залежності (риснок 2.1б), яка враховує конструктивну неоднорідність.

Такий підхід дозволяє уникнути похибки, яка виникає при обчисленні, завдяки врахуванню довжини непошкоджених ділянок. Тобто, проводячи розрахунок за вище наведеним алгоритмом, фактично розраховується лише відстань від початку ділянки до місця пошкодження, а відстань від шин підстанції до початку ділянки лише додається.

Порівняльний аналіз дистанційних методів визначення відстані до місця міжфазного короткого замикання

Ділянка	L, км	U _p , В	I _к , А	L, км за методом 1	L, км за методом 2
100 1	0,23	192,2	1176,98	0,556	0,556
1 2	0,75	308,39	1149,98	0,912	0,864
2 8	0,98	400,37	1126,62	1,179	1,046
8 9	1,385	559,17	1104,42	1,668	1,502
9 11	1,625	652,03	1089,9	1,954	1,733
11 12	2,137	844,56	1059,27	2,549	2,348
12 14	2,357	926,43	1048,22	2,811	2,535
14 16	2,492	976,26	1039,8	2,961	2,679
16 19	2,797	1086,88	1021,55	3,287	3,046
19 20	3,087	1190,80	1009,49	3,636	3,372
20 21	3,347	1282,73	996	3,910	3,670
21 22	3,867	1462,69	974,86	4,519	4,287
22 23	3,927	1483,33	968,66	4,485	4,330
23 25	4,067	1531,18	962,96	4,628	4,497
25 27	4,302	1610,78	954,03	4,884	4,775
2 3	0,925	376,17	1091,01	0,996	0,977
3 5	1,14	458,67	1080,99	1,223	1,202
16 17	2,617	1021,42	1017,45	2,887	2,835
22 30	4,292	1606,69	954,39	4,870	4,766
30 32	5,047	1855,48	928,20	5,774	5,665
32 34	5,927	2136,42	899,32	6,836	6,727

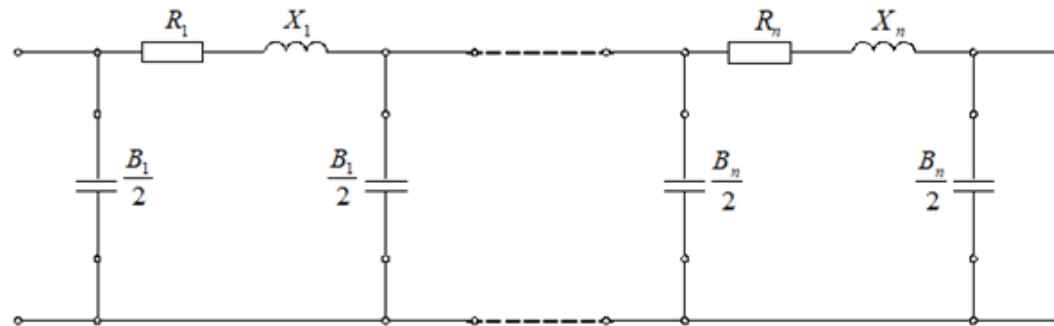
Результати розрахунків відстані до місця пошкодження за раніше відомим та доповненим методом. В середньому зведена похибка для методу 1 не перебільшує 7% від загальної довжини лінії, а для методу 2 – 4%.

Шляхи підвищення точності отримання значень реактивного опору

Для вирішення поставлених в першому розділі задач по підвищенню точності методів ВМП до 5% необхідна висока точність визначення первинних параметрів ПЛ.

При визначенні розрахункового значення реактивного опору виникає ряд труднощів. Частіше всього ця величина відома із похибкою в 15-20%. Існує необхідність у дослідженні можливих шляхів підвищення точності отримання розрахункових значень реактивного опору або індуктивності повітряних ЛЕП.

Рисунок 2.2 – П-подібна
схема заміщення лінії



Для визначення реактивного опору лінії провід-земля (ПЗ) можна скористатись виразом, що враховує структуру лінії електропередачі при з'єднанні її в розімкнуте коло, а також розподіл струму по перетину провідника:

$$x = x' + x'' \quad (\text{Ом/км})$$

Знайдені параметри за цією формулою відрізняються від результатів експериментів лише на 4%, а від результатів, що наведені в науковій літературі – на 21 %, що іще раз підтверджує необхідність використання в методах ВМП параметрів ПЛ отриманих в результаті детального аналізу їх ЕМП. При похибці в 4% в розрахункових параметрах похибка в розрахунку відстані до місця пошкодження дистанційним методом складає 3-4% (додаток Д).

Методу дистанційного визначення відстані до місця виникнення ОЗЗ

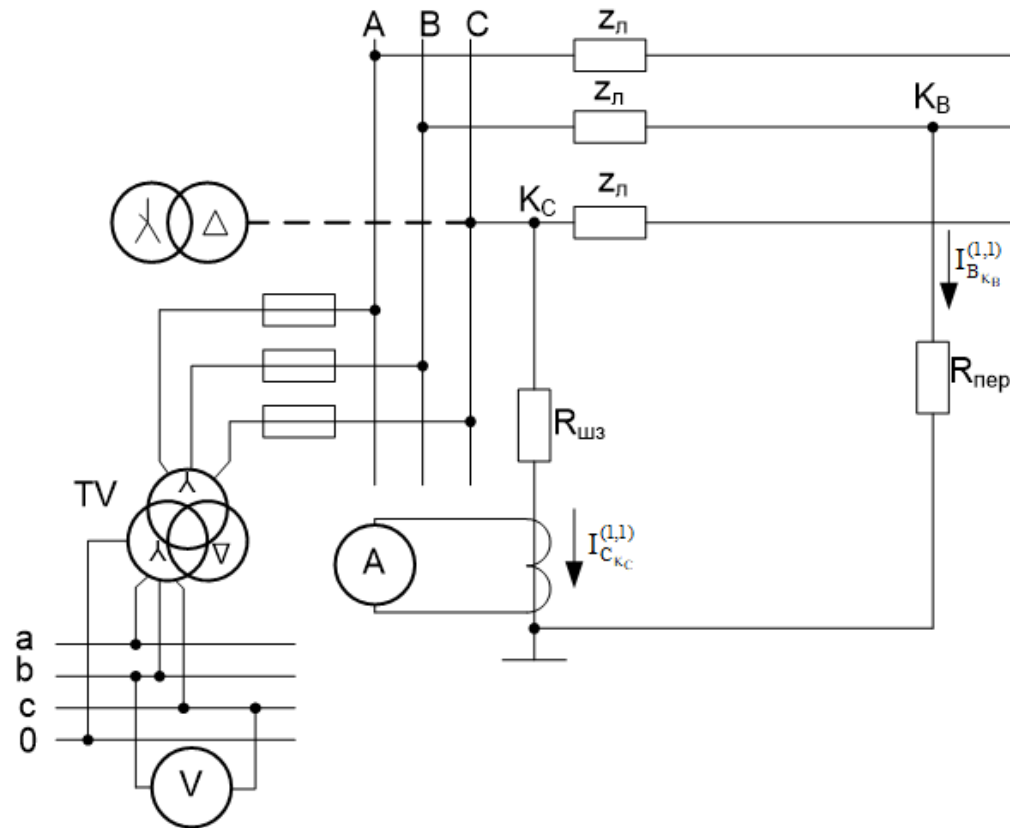


Рисунок 3.4 – Розрахункова схема для визначення струму подвійного замикання на землю
Випадок замикання фази В на землю (точка N) і штучного замикання фази С (точка М).

Метод заснований на штучному замиканні непошкодженої фази повітряної лінії через резистор при виникненні в ній однофазного замикання на землю, і вимірювання реактивного опору петлі, утвореної проводом пошкодженої фази, місцем однофазного замикання на землю і опором місця штучного замикання на землю непошкодженої фази лінії на підстанції, який відрізняється від раніше відомих тим, що при попередньому розрахунку відстані до місця пошкодження враховується конструктивна та структурна неоднорідність в СЕП.

Порівняння результатів розрахунку відстані до місця пошкодження

Порівняння результатів розрахунку відстані до місця пошкодження за методом, що пропонується, та за відомим раніше методом наведені в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1– Порівняльний аналіз дистанційних методів визначення відстані до місця однофазного замикання на землю

Ділянка	L, км	U _p , В	I _к , А	L, км за методом	L, км за методом послідовного аналізу
100_1	0,23	52,71	342,10	0,35	0,30
1_2	0,75	167,95	334,23	0,86	0,82
2_8	0,98	205,40	312,82	1,09	0,99
8_9	1,385	281,35	303,20	1,52	1,45
9_11	1,625	320,93	294,77	1,87	1,75
11_12	2,137	394,81	275,75	2,28	2,29
12_14	2,357	427,40	270,65	2,45	2,38
14_16	2,492	441,29	264,30	2,65	2,57
16_19	2,797	469,17	250,35	2,86	2,80
19_20	3,087	511,01	247,07	3,24	3,15
20_21	3,347	533,27	237,80	3,53	3,44
21_22	3,867	597,52	230,62	3,98	3,9
22_23	3,927	577,20	219,37	4,08	3,98
23_25	4,067	589,92	216,49	4,26	4,19
25_27	4,302	614,77	213,29	4,54	4,43
2_3	0,925	144,06	232,45	1,20	0,98
3_5	1,14	176,05	230,49	1,36	1,18
16_17	2,617	387,26	220,86	2,86	2,78
22_30	4,292	613,49	213,34	4,58	4,42
30_32	5,047	706,54	208,94	5,47	5,34
32_34	5,927	808,28	203,54	6,42	6,32

Метод базується на штучному створенні режиму двофазного замикання на землю, що реалізується шляхом вибору пошкодженої фази і замикання наступної по послідовності фази. Відстань до місця ОЗЗ визначається за результатами вимірювання реактивної складової напруги петлі подвійного замикання на землю та попереднього обчислення ПАР і порівнянні їх з виміряними.

Похибка вимірювань відстані до місця ОЗЗ в цьому випадку залежить від похибки вимірювальної системи і точності вхідних даних.

ВИСНОВКИ

Розвиток теорії полягає у встановленні закономірностей, які дозволяють підвищити точність визначення вихідних параметрів РМ, врахувати конструктивні режимні і інформаційні неоднорідності РМ при створенні діагностичної системи пошуку місця пошкодження в РМ. Впровадження діагностичної системи пошуку місця пошкодження в РМ підвищує рівень надійності, безпеки і ефективності використання РМ за призначенням.

Отримані такі нові результати:

1. Теоретично обґрунтовано методи розрахунку первинних параметрів повітряних ліній напругою 6-35 кВ для використання при визначенні місць пошкоджень. Це дозволяє підвищити точність дистанційного методу визначення місця пошкодження в РМ.

2. Вдосконалено дистанційний метод визначення відстані до міжфазного к. з., що ґрунтується на фіксації параметрів доаварійного та аварійного режимів роботи на кожному приєднанні, який враховує неоднорідність параметрів ділянок магістралі і навантаження на відгалуженнях, що дозволяє отримати методичну похибку визначення місця пошкодження до 5%.

3. Вдосконалено метод визначення відстані до місця однофазного замикання на землю на основі послідовного аналізу нормального і аварійного режимів роботи, коли неперервно контролюють активний опір ізоляції мережі відносно землі і при досягненні граничного значення, визначають пошкоджену фазу, штучно замикають непошкоджену фазу, фіксують струм аварійного режиму і реактивну складову напруги петлі подвійного замикання на землю. За результатами вимірювання та фіксування цих величин обчислюють відстань до місця однофазного замикання на землю, що дозволяє визначити пошкодження при замиканні через великий перехідний опір (обрив проводу, спікання землі, опори) і автоматизувати цей процес.

**ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ ДИПЛОМНОЇ РОБОТИ
НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ**

Назва роботи: Автоматизація процесу пошуку пошкоджень в електричних мережах з повітряними лініями електропередачі напругою 10кВ

Тип роботи: бакалаврська дипломна робота

Підрозділ: кафедра КЕМСК, ФЕЕЕМ, гр. 1ЕМ-206

Науковий керівник: Д.Т.Н., проф. Кутін В.М.
(прізвище, ініціали, посада)

Показники звіту подібності Unicheck

Оригінальність	70,6%
Схожість	29,4%

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне)

☐ Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак плагіату.

☐ Виявлені у роботі запозичення не мають ознак плагіату, але їх надмірна кількість викликає сумніви щодо цінності роботи і відсутності самостійності її автора. Роботу направити на доопрацювання.

☐ Виявлені у роботі запозичення є недобросовісними і мають ознаки плагіату та/або в ній містяться навмисні спотворення тексту, що вказують на спроби приховування недобросовісних запозичень.

Особа, відповідальна за перевірку
(підпис) (прізвище, ініціали)



Паянок О.А.

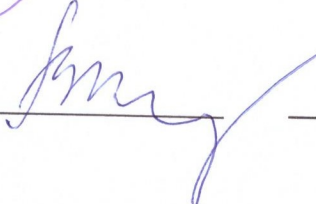
Ознайомлені з повним звітом подібності, який був згенерований системою Unicheck щодо роботи.

Автор роботи
(підпис)(прізвище, ініціали)



Косенюк М.В.

Керівник роботи
(підпис)(прізвище, ініціали)



Кутін В.М.



08-24.БДР.008.00.000					Літ.			Маса	Маг.
Зм.	Арк.	№ докумен.	Підпис	Дата	Автоматизація процесу пошуку пошкоджень в електричних мережах з повітряними лініями електропередачі напругою 10кВ			ВНТУ, гр. 1ЕМ-205	
Розробив:		Косенюк М.В.	<i>[Signature]</i>	28.05					
Перевірив		Кутін В.М.	<i>[Signature]</i>	28.05					
Т. контр.									
Рядук.		Байченко О.В.	<i>[Signature]</i>	19.06	Аркуш			Аркушів	
Норм.кон.		Радченко	<i>[Signature]</i>	28.05					
Затверд.		Мошноріз М.М.	<i>[Signature]</i>	29.05					

Порівняння результатів розрахунку відстані до місця пошкодження