

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електротехнічних систем електроспоживання та енергетичного
менеджменту

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему: «Діагностичний комплекс визначення місця пошкоджень в розподільних
мережах напругою 6-35 кВ»

Виконав: студент 2-го курсу, групи ЕСЕ-23м
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)



Білоконь В.В.
(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСЕЕМ


Кутіна М. В.
(прізвище та ініціали)

« _____ » 2023 р.

Опонент: к.т.н., ст. викладач каф. ЕСС

Сікорська О. В. 
(прізвище та ініціали)

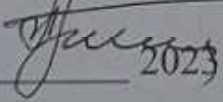
« _____ » 2023 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСЕЕМ

д.т.н., проф. Бурбело М.Й.

(прізвище та ініціали)

« 8 » 12  2023 р.

Вінниця – 2023 рік

Вінницький національний технічний університет

Факультет Електроенергетики та електромеханіки

Кафедра Електротехнічних систем електроспоживання та енергетичного менеджменту

Рівень вищої освіти II-й (магістерський)

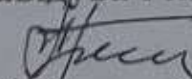
Галузь знань 14 «Електрична інженерія»

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

ОП «Електротехнічні системи електроспоживання»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСЕЕМ

 проф. М. Й. Бурбело

“ 19 ” 09 2023 року

З А В Д А Н Н Я

НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Білоконь Володимир Вячеславович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: Діагностичний комплекс визначення місця пошкоджень в розподільних мережах напругою 6-35 кВ

керівник роботи Кутіна М. В. к.т.н., доц. каф. ЕСЕЕМ

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

затверджені наказом вищого навчального закладу від “18” вересня 2023 року №247

2. Строк подання студентом роботи “ 4 ” грудня 2023 року

3. Вихідні дані до роботи Відомості відносно конструктивного виконання та особливостей режимів роботи розподільних електричних мереж (РЕМ). Види пошкоджень РЕМ. Методи та засоби пошуку пошкоджень РЕМ. Засоби автоматизації процесу пошуку пошкоджень в РЕМ.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) Вступ. Загальна характеристика об'єкту дослідження. Аналіз методів пошуку місця пошкодження РЕМ. Діагностичний комплекс визначення місця

пошкоджень в РЕМ. Економічна частина. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу:

Матеріал необхідний для висвітлення сутності проведених досліджень та впровадження розроблених методик.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Спеціальна частина	Кутіна М.В., к.т.н., доц., каф. ЕСЕЕМ		
Економічна частина	Шулє Ю.А., к.т.н., доц., каф. ЕСЕЕМ		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Кобилянський О.В., д.п.н., професор		

7. Дата видачі завдання 16.09.2023р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Загальна характеристика об'єкту дослідження.	18.09.2023р.- 29.09.2023р.	
2	Аналіз методів пошуку місця пошкодження РЕМ.	2.10.2023р.- 20.10.2023р.	
3	Діагностичний комплекс визначення місця пошкоджень в РЕМ.	23.10.2023р.- 3.11.2023р.	
4	Економічна частина	6.11.2023р.- 17.11.2023р.	
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	20.11.2023р.- 27.11.2023р.	
6	Графічна частина	28.11.2023р. - 4.12.2023р.	

Студент

(підпис)

Білоконь В. В.
(прізвище та ініціали)

Керівник роботи

(підпис)

Кутіна М. В.
(прізвище та ініціали)

Нормоконтроль

(підпис)

Войтюк Ю. П.
(прізвище та ініціали)

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електротехнічних систем електроспоживання та енергетичного
менеджменту

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему: «Діагностичний комплекс визначення місця пошкоджень в розподільних
мережах напругою 6-35 кВ»

Виконав: студент 2-го курсу, групи ЕСЕ-23м
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Білоконь В.В.

(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСЕЕМ

Кутіна М. В.

(прізвище та ініціали)

« _____ » _____ 2023 р.

Опонент: _____

(прізвище та ініціали)

« _____ » _____ 2023 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСЕЕМ

д.т.н., проф. Бурбело М.Й.

(прізвище та ініціали)

« _____ » _____ 2023 р.

Вінниця – 2023 рік

Вінницький національний технічний університет
Факультет Електроенергетики та електромеханіки
Кафедра Електротехнічних систем електроспоживання та енергетичного менеджменту

Рівень вищої освіти II-й (магістерський)

Галузь знань 14 «Електрична інженерія»

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

ОП «Електротехнічні системи електроспоживання»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСЕМ

проф. М. Й. Бурбело

“ ___ ” _____ 2023 року

З А В Д А Н Н Я

НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Білоконь Володимир Вячеславович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: _____ Діагностичний комплекс визначення місця пошкоджень в розподільних мережах напругою 6-35 кВ _____

керівник роботи _____ Кутіна М. В. к.т.н., доц. каф. ЕСЕМ

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

затверджені наказом вищого навчального закладу від “18” вересня 2023 року №247

2. Строк подання студентом роботи “__4__” грудня 2023 року

3. Вихідні дані до роботи Відомості відносно конструктивного виконання та особливостей режимів роботи розподільних електричних мереж (РЕМ). Види пошкоджень РЕМ. Методи та засоби пошуку пошкоджень РЕМ. Засоби автоматизації процесу пошуку пошкоджень в РЕМ.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) Вступ. Загальна характеристика об'єкту дослідження. Аналіз методів пошуку місця пошкодження РЕМ. Діагностичний комплекс визначення місця

пошкоджень в РЕМ. Економічна частина. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу:

Матеріал необхідний для висвітлення сутності проведених досліджень та впровадження розроблених методик.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Спеціальна частина	Кутіна М.В., к.т.н., доц., каф. ЕСЕЕМ		
Економічна частина	Шулле Ю.А., к.т.н., доц., каф. ЕСЕЕМ		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Кобилянський О.В., д.п.н., професор		

7. Дата видачі завдання 16.09.2023р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Загальна характеристика об'єкту дослідження.	18.09.2023р.- 29.09.2023р.	
2	Аналіз методів пошуку місця пошкодження РЕМ.	2.10.2023р.- 20.10.2023р.	
3	Діагностичний комплекс визначення місця пошкоджень в РЕМ.	23.10.2023р.- 3.11.2023р.	
4	Економічна частина	6.11.2023р.- 17.11.2023р.	
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	20.11.2023р.- 27.11.2023р.	
6	Графічна частина	28. 11.2023р. - 4.12.2023р	

Студент _____ Білоконь В. В.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи _____ Кутіна М. В.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Нормоконтроль _____ Войтюк Ю. П.
(підпис) (прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

УДК 621.315

Білоконь В. В. Діагностичний комплекс визначення місця пошкоджень в розподільних мережах напругою 6-35 кВ. Магістерська кваліфікаційна робота зі спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, ОП - Електротехнічні системи електроспоживання. Вінниця: ВНТУ, 2023. 100с.

На укр. мові. Бібліогр.: 41 назв; рис.: 14; табл. 11.

У роботі проведено аналіз існуючих методів виявлення пошкоджень у повітряних розподільних мережах. Одним із результатів науково-дослідної роботи є удосконалення методу послідовного ділення мережі для виявлення пошкоджень у повітряних розподільних мережах напругою 6-35 кВ, а також вдосконалення дистанційного методу визначення місця пошкодження у мережах 6-35 кВ. Запропоновано діагностичний комплекс, що дозволяє скоротити час виявлення пошкоджень та, відповідно, уникнути перерв у постачанні електроенергії для споживачів.

Розраховано основні техніко-економічні показники застосування запропонованих методів.

Розглянуто питання охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях.

Ключові слова: пошкодження розподільних електричних мереж, методи виявлення пошкоджень в розподільних мережах, методи пошуку пошкоджень в розподільних мережах.

ABSTRACT

UDC 621.315

Bilokon V. V. Diagnostic complex for determining the location of damage in distribution networks with a voltage of 6-35 kV. Master's qualification thesis on specialty 141 - Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics, OP - Electrotechnical systems of electricity consumption. Vinnytsia: VNTU, 2023. 100p.

In Ukrainian speech Bibliography: 41 titles; Fig.: 14; table 11.

The paper analyzes the existing methods of detecting damage in overhead distribution networks. One of the results of the research work is the improvement of the method of sequential division of the network to detect damage in overhead distribution networks with a voltage of 6-35 kV, as well as the improvement of remote methods for determining the location of damage in 6-35 kV networks. A diagnostic complex is proposed, which allows to reduce the time of damage detection and, accordingly, to avoid interruptions in the supply of electricity for consumers.

The main technical and economic indicators of the application of the proposed methods are calculated.

The issue of occupational health and safety in emergency situations was considered.

Keywords: damage to electrical distribution networks, methods of detecting damage in distribution networks, methods of finding damage in distribution networks.

ЗМІСТ

РОЗДІЛ 1 ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ’ЄКТУ ДОСЛІДЖЕННЯ.....	9
1.1 Загальна характеристика розподільних електричних мереж напругою 6-35кВ	9
1.2 Методи та засоби захисту від пошкоджень розподільних мереж напругою 6-35 кВ.....	14
1.3 Методи та засоби пошуку пошкодження в розподільних мережах напругою 6-35 кВ	16
1.4 Висновки	26
РОЗДІЛ 2 ВДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДУ ПОШУКУ ПОШКОДЖЕННЯ В ПОВІТРЯНИХ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ 6-35 кВ	28
2.1 Розробка алгоритму функціонування методу послідовного ділення мережі	28
2.2 Вдосконалення програми для виявлення місць пошкоджень при міжфазних коротких замиканнях	29
2.3 Вдосконалення методу послідовного ділення мережі при однофазному замиканні на землю	35
2.4 Висновки	36
РОЗДІЛ 3 ДІАГНОСТИЧНИЙ КОМПЛЕКС ВИЗНАЧЕННЯ МІСЦЯ ПОШКОДЖЕНЬ В РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ 6-35кВ	38
3.1 Використання дистанційних методів визначення місця міжфазного короткого замикання.....	38
3.2 Теоретичне обґрунтування методу визначення відстані до місця однофазного замикання на землю за допомогою дистанційного визначення	45
3.3 Висновки	49
РОЗДІЛ 4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА	52
РОЗДІЛ 5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	56
5.1 Технічні рішення щодо безпечної експлуатації об’єкта	57

	5
5.1.1 Технічні рішення щодо безпечної організації робочих місць.....	57
5.1.2 Електробезпека.....	59
5.2 Технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії.....	59
5.2.1 Мікроклімат.....	59
5.2.2. Склад повітря робочої зони.....	60
5.2.3 Виробниче освітлення.....	60
5.2.4 Виробничий шум.....	61
5.2.5 Виробничі вібрації.....	62
5.2.6 Психофізіологічні фактори.....	63
5.3 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи діагностичного комплексу визначення місця пошкоджень в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій.....	64
5.3.1 Дослідження стійкості роботи діагностичного комплексу визначення місця пошкодження в умовах дії загрозливих чинників.....	65
5.3.2 Дослідження стійкості роботи діагностичного комплексу контролю роботоздатності ізоляції в умовах дії електромагнітного імпульсу.....	66
5.3.3 Розробка превентивних заходів по підвищенню стійкості роботи діагностичного комплексу визначення місця пошкоджень в умовах надзвичайних ситуацій.....	68
ВИСНОВКИ.....	71
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	73
Додаток А.....	79
Додаток Б.....	83
Додаток В.....	90
Додаток Г.....	92

ВСТУП

Актуальність теми. Забезпечення сталого електропостачання споживачів, відповідно до заданих норм надійності, визначається як ключова мета на всіх етапах створення і експлуатації систем електропостачання (СЕП) - від проектування до будівництва. Надійність мережі оцінюється за допомогою різноманітних показників, що базуються на статистичних методах. Ці показники включають в себе відмови, пошкодження, середні часи відновлення роботи ліній електропередач і інші [1].

Рівень надійності СЕП визначається чотирма взаємозалежними факторами: схемою мережі, надійністю її елементів, рівнем оснащення засобами керування та системами ремонту. Зокрема, для підвищення надійності вжито різні заходи, такі як зміцнення механічної міцності елементів ліній електропередач, вдосконалення комутаційного обладнання та інші [2,3].

Незважаючи на те, що технічний стан РМ 6-35 кВ відповідає вимогам, надійність їх роботи і надалі залишається об'єктом уваги. Більшість перерв у електропостачанні припадають на РМ, особливо мережі 6-10 кВ, які характеризуються меншою надійністю порівняно з високовольтними мережами. Визначення місць пошкодження в таких мережах виявляється складним завданням через їх ізольовану чи компенсовану нейтралі, складну конфігурацію та особливості замикань на землю, які утруднюють застосування традиційних методів визначення місць пошкодження [4].

Отже, питання підвищення надійності РМ залишається актуальним, особливо у контексті пошуку ефективних методів автоматизованого виявлення пошкоджень.

Мета і завдання дослідження. Метою роботи підвищення надійності РМ, шляхом зменшення часу пошуку пошкоджень в повітряних розподільних мережах напругою 6-35 кВ.

Об'єктом дослідження є процеси, що виникають в умовах аварійного функціонування РМ напругою 6-35 кВ.

Предметом дослідження є методи та засоби виявлення пошкодження та

пошуку місця його виникнення в РЕМ 6-35 кВ.

Для досягнення визначеної мети в роботі будуть вирішені такі завдання:

- проведений аналіз об'єкта дослідження;
- проведений аналіз наявних інструментів і методів для визначення місця пошкодження в електричних мережах напругою 6-35 кВ;
- розробка діагностичного комплексу для визначення місця пошкодження в електричних мережах напругою 6-35 кВ.

Наукова новизна одержаних результатів. Вдосконалено метод визначення відстані до місця однофазного замикання на землю на базі штучного утворення подвійного замикання на землю в різних ділянках мережі та виконанні аналізу нормального і аварійного режимів роботи. Також в методі враховано розподіл навантаження вздовж магістралі лінії, неоднорідність мережі та складність її структури, це дає змогу підвищити точність визначення місця пошкодження викликаного однофазним замиканням на землю.

Запропоновано вдосконалення методу послідовного ділення мережі при визначенні місця пошкодження в РЕМ що передбачає в якості початкового кроку розрахунок оптимальної послідовності перевірок при використанні статичних характеристик, дуального критерію мінімізації недовідпуску електроенергії і часу пошуку.

Практичне значення. Отримані результати мають практичне застосування, що полягає у зменшенні часу, потрібного для виявлення пошкоджень. Що призводить до економії пов'язаної із недовідпуском електроенергії, та сприяє підвищенню надійності та безпеки роботи розподільних електричних мереж.

Надійність теоретичних положень магістерської роботи підкреслюється чітко сформульованими дослідницькими завданнями, правильним використанням математичних методів та обґрунтованим отриманням аналітичних співвідношень.

Апробація результатів магістерської кваліфікаційної роботи. Отримані в ході дослідження результати представлені на конференції факультету електроенергетики та електромеханіки. Опубліковані тези доповідей [5].

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

ВМП — визначення місця пошкодження.

ДП — диспетчерський пункт.

ОВБ — оперативно-виїзна бригада.

ОЗЗ — однофазне замикання на землю.

ПАР — параметри аварійного режиму.

РМ — розподільчі мережі.

ТП – трансформаторна підстанція.

РОЗДІЛ 1

ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ'ЄКТУ ДОСЛІДЖЕННЯ

1.1 Загальна характеристика розподільних електричних мереж напругою 6-35кВ

Мережі середньої напруги можуть працювати у різних режимах нейтралі: solidly grounded - пряме з'єднання заземлювального контуру; заземлена через дугогасний реактор (grounded-fault neutralizer); заземлена через резистор (resistance grounded) - низькоомний або високоомний; undegrounded - абсолютно незаземлена.

Рекомендації щодо їх застосування описані у міжнародному стандарті [1]. У енергосистемах України, відповідно до п.1.2.16 редакції ПУЕ 2017 [2,3], електричні мережі напругою 6-35 кВ реалізовані з ізолюваною нейтраллю та нейтраллю, заземленою через дугогасний реактор. Це рішення спрямоване на забезпечення високої надійності електропостачання через можливість роботи мережі з однофазним замиканням на землю, зменшуючи недовідпуск електроенергії при виникненні пошкоджень в мережі.

Основною формою пошкоджень таких мереж є однофазні замикання на землю (ОЗЗ), що становлять 64-86% від загальної кількості пошкоджень електричних мереж [4]. При цьому споживачі не відчують наслідків, оскільки отримують електропостачання від трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ, які підключені до лінійної напруги мережі.

ОЗЗ виникають головним чином через обрив фазного провідника або пробій ізолятора на опорі. У випадку обриву фазного проводу повітряної лінії 6-35 кВ на землю, утворюється небезпечна зона радіусом 8 метрів, в якій може виникнути ризик для людей або тварин через напругу кроку чи напругу дотику.

При пробіі шторки ізоляції струму ОЗЗ протікає через арматуру залізобетонної конструкції опори в землю, спричиняючи "вигорання"

арматури. Згідно з [6], це явище виникає внаслідок ураження підземної частини опори електричною дугою при напрузі на опорі близько 4,5 кВ. Такі явища ведуть до значного погіршення механічної міцності опори. Під час обслуговування лінії, при піднятті працівника на опорі, існує значний ризик руйнування опори при додатковому навантаженні, що загрожує життю людини. Розрахунок термічного впливу струмів однофазного замикання на землю на залізобетонні опори розглянуто в роботі [6].

Поодинокі випадки падіння залізобетонних опор і як наслідок загибель осіб в Україні відзначаються кожного року. При контакті з опорою, на якій відбувається ОЗЗ, існує значна ймовірність ураження перехожого електричним струмом [7].

Згідно з [2], мережі що мають ізольовану нейтраль здатні працювати в режимі ОЗЗ до виявлення місця замикання. Однак, відповідно до [8], "В електричних мережах 6 - 35 кВ допускається робота із заземленою фазою; при цьому персонал повинен приступити до пошуку місця замикання негайно і усунути його в найкоротший термін", [8]. Зазначається, що час пошуку зазвичай не повинен перевищувати однієї доби.

Струми однофазного замикання на землю в таких мережах значно менше за струми навантаження, що ускладнює процес визначення місця замикання. Величина струму в місці ОЗЗ пропорційна ємності лінії та напрузі, застосованій на опорі. Ємність лінії, у свою чергу, залежить від протяжності всіх лінійних приєднань даного рівня напруги, де відбулося замикання.

У випадку виникнення ОЗЗ лінійні напруги в мережі, що має пошкодження незмінними, проте в цей час відбуваються процеси, що впливають на режим роботи електричної мережі загалом. Напруга в пошкодженій фазі знижується до нуля, із зменшенням перехідного опору в місці замикання, тоді як напруга в непошкоджених фазах зростає до лінійних значень. Коли напруга в пошкодженій фазі стає рівною нулю, говорять про "повну землю" в мережі, а саме, що замикання відоме як "металево". Схематичне подання струмів при "металевому" ОЗЗ можна побачити на рис.

1.1.

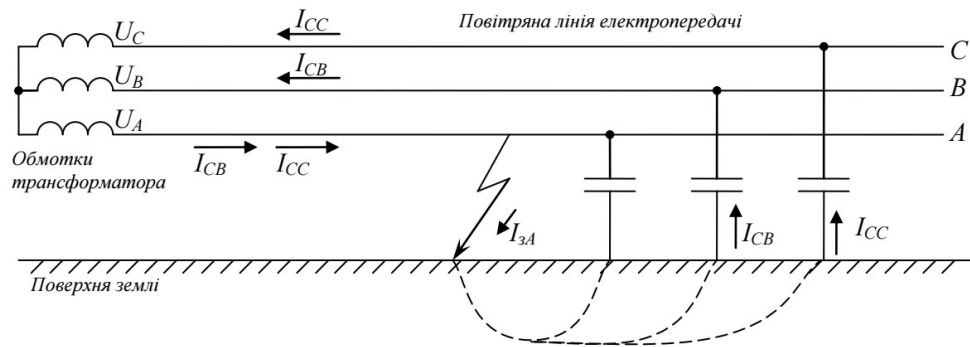


Рисунок 1.1 – Механізм протікання фазних струмів під час однофазного замикання на землю в мережі із ізолюваною нейтраллю

Симетрія лінійних напруг не порушується під час таких процесів. На рисунку 1.2 у вигляді векторних діаграм напруг представлено нормальний режим роботи мережі порівняно з режимом, де виникає "повна земля" у фазі А.

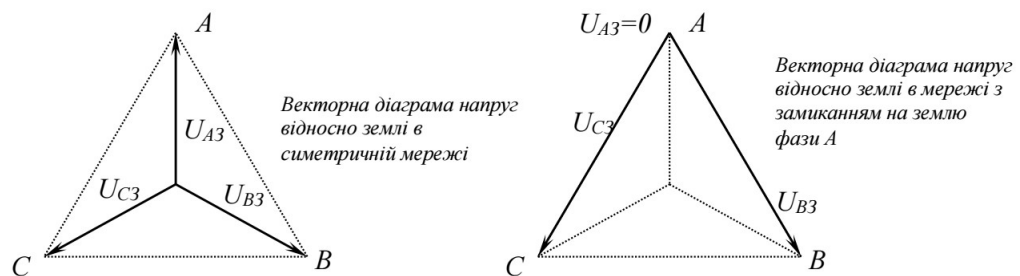


Рисунок 1.2 – Векторні діаграми напруг при нормальному режимі роботи мережі, та у випадку металічного замикання фази А на землю

При зниженні вектора напруги до нуля, такого як у фазі А, вектори напруг фаз В та С збільшуються до лінійних значень, а саме, до напруг АВ та СА відповідно. Таким чином, під час однофазного замикання на землю (ОЗЗ) дві непошкоджені фази перебувають під підвищеною напругою порівняно з нормальним режимом мережі. Це може викликати передчасне старіння ізоляції та, отже, призвести до нового замикання на землю в іншому місці мережі.

Це нове пошкодження може відбутися навіть на іншій лінії, яка живиться від тієї ж підстанції. Такий стан речей називають подвійним замиканням на землю або міжфазним замиканням через землю. Струми в такому замиканні можуть сягати значень струму при двофазному короткому замиканні, роблячи його аварійним. Автоматика релейного захисту відключить обидві лінії, і якщо повторне включення буде неуспішним, це може призвести до відсутності електропостачання для багатьох споживачів.

Уникнення такого сценарію – це одна з причин, чому важливо якнайшвидше виявляти місце ОЗЗ. У деяких випадках пошук може бути ускладнений тим, що ОЗЗ може самоусунутися на деякий час, не залишаючи слідів, і знову утворитися в тому ж місці. Це зазвичай трапляється через втрату ізоляцією своїх діелектричних властивостей від впливу вологи, що може призвести до замикання, але, після висихання ізоляції, ОЗЗ може самоусунутися. Визначити місце таких нестійких замикань традиційними методами може бути важливо, оскільки ОЗЗ може зникнути до того, як бригада дістанеться на місце, і пошкоджену ізоляцію буде важко визначити, поки умови вночину не створять високий рівень вологості повітря, наприклад, під час дощу.

З метою обмеження струмів в місці виникнення ОЗЗ в мережах застосовують дугогасні реактори (ДГР), які призначені для заземлення нейтралі трансформаторів. Цей метод був запропонований ще в 20-х роках минулого століття німецьким інженером Петерсеном. У деяких країнах Європи ці реактори відомі як "Petersen coil" [9].

Дугогасні реактори підключають до нейтралі заземлюючого трансформатора, який з'єднаний з шинами мережі, струми короткого замикання в якій потрібно компенсувати (див. рис. 1.3). Заземлюючим трансформатором можуть служити трансформатори типу "зигзаг" або Ун/Д трансформатори [1]. Для електричних мереж, що відносяться до операторів систем розподілу України застосовують Ун/Д трансформатори.

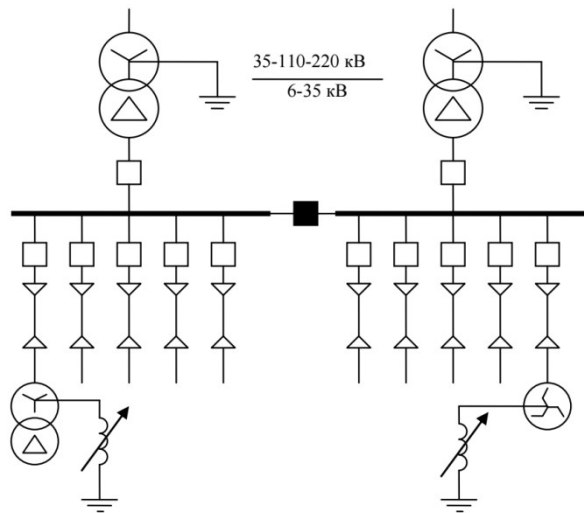


Рисунок 1.3 – Типова схема приєднання ДГР

Принцип зменшення інтенсивності дугового розряду ґрунтується на взаємній компенсації ємнісного та індуктивного струмів. На зображенні на рис. 1.4 показано принцип розподілу фазних струмів під час однофазного замикання на землю в мережі з ізолюваною нейтраллю з використанням дугогасного реактора.

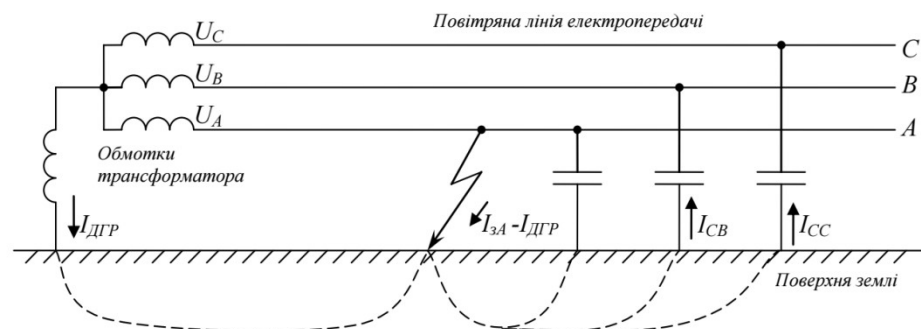


Рисунок 1.4 – Шляхи протікання фазних струмів при ОЗЗв мережі з ізолюваною нейтраллю з ДГР

Компенсація струмів короткого замикання відповідно до [8] виконується лише у випадках, коли рівень струму в місці замикання перевищує:

- для напруги 6 кВ – 30 А;
- для напруги 10 кВ – 20 А;

- для напруги 15-20 кВ – 15 А;
- для напруги 35 кВ – 10 А.

Якщо значення струму менше зазначених величин, вважається, що дуга в місці замикання не утворюється або гасне самостійно. У таких випадках встановлення пристрою для компенсації струмів короткого замикання не є обов'язковим.

1.2 Методи та засоби захисту від пошкоджень розподільних мереж напругою 6-35 кВ

За діючими Правилами улаштування електроустановок, згідно з [2], що "Захист від замикань на землю має бути здійснений у формі селективного захисту з впливом на сигнал, і пошук пошкодженого елемента повинен виконуватися спеціальними пристроями. Також допускається пошук ушкодженого елемента через послідовне відключення приєднань".

Для виявлення факту замикання на землю в мережах з ізольованою нейтраллю обов'язково використовуються спеціальні схеми релейного захисту на підстанціях. Ці схеми реагують на наявність напруги нульової послідовності в мережі, і, таким чином, сигналізують про однофазне замикання на землю. На рисунку 1.5 зображено спрощену схему підключення вимірювальних пристроїв до секції шин підстанції. Тут ТН позначає трансформатор напруги з додатковою обмоткою, роз'єднаною в трикутник, ТСНП - трансформатор струму нульової послідовності (його наявність є обов'язковою лише для кабельних ліній), ЗТ - заземлюючий трансформатор, ДРГ - дугогасильний реактор.

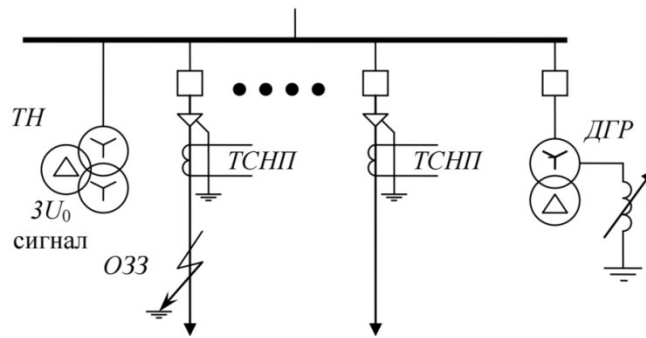


Рисунок 1.5 – Схема з'єднання вимірювальних приладів з секцією шин

На малюнку 1.6 зображено схему приєднання пристроїв контролю ізоляції до трансформатора напруги з додатковою обмоткою (ТН). Тут ТН вказує на трансформатор напруги з додатковою обмоткою, а РН представляє реле напруги нульової послідовності. При виникненні аварійного заземлення в мережі з'являється струм, що викликає появу напруги нульової послідовності. Ця напруга трансформується в додаткових обмотках ТН. Напруга на послідовно з'єднаних додаткових обмотках фаз рівна потроєній напрузі нульової послідовності, оскільки сума напруг прямої та зворотної послідовності у трьох фазах дорівнює нулю. Ця напруга подається на РН. Активація реле сигналізує про появу напруги нульової послідовності в мережі, що свідчить про виникнення аварійного заземлення.

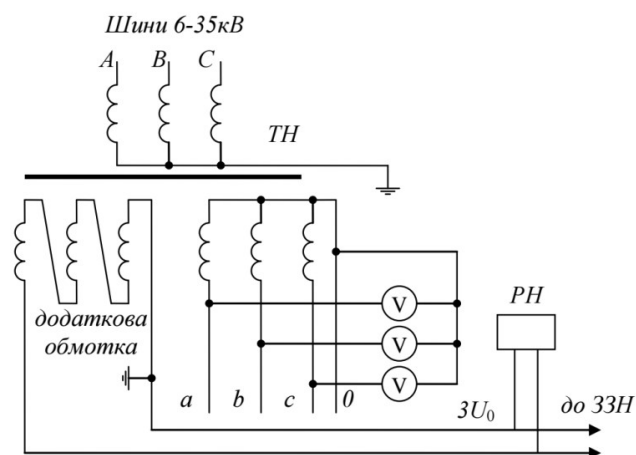


Рисунок 1.6 – Схема приєднання засобів моніторингу ізоляції до трансформатора напруги

Первинні обмотки трансформатора напруги з'єднані в зірку, і її нейтраль обов'язково заземлена, що забезпечує підключення первинної обмотки кожної фази до фазної напруги. У нормальних умовах і під час коротких замикань без заземлення геометрична сума фазних напруг практично дорівнює напрузі несиметрії фаз, яка є невеликою. Таким чином, ця напруга не є достатньою для активації реле Р. Проте під час однофазного замикання на землю в фазних напругах з'являється складова нульової послідовності, що призводить до спрацювання реле Р та подачі сигналу аварійної ситуації.

При спрацюванні сигналізації персонал повинен негайно розпочати пошук місця замикання та виправлення його [8]. З огляду на вищесказане, виникає актуальна проблема швидкого визначення місця однофазного замикання на землю, оскільки оперативне виявлення місця пошкодження допомагає зменшити ризик виникнення аварійних режимів, включаючи міжфазні замикання. Струм нульової послідовності, спричинений ОЗЗ, може також призвести до травмування людини чи тварини в місці замикання.

Нині найбільш поширеними є методи пошуку, що базуються на аналізі електромагнітного поля вздовж траси лінійної передачі електроенергії. Проте, при значній протяжності траси, пошук місця ОЗЗ може займати значний час, що ускладнює ефективність дій. З метою зменшення часу пошуку та ризику утворення міжфазних замикань використовуються прилади, які дозволяють виявляти місце пошкодження та передавати цю інформацію до диспетчерського пункту.

1.3 Методи та засоби пошуку пошкодження в розподільних мережах напругою 6-35 кВ

В Україні широко використовуються традиційні пристрої для виявлення однофазних замикань на землю, такі як «Поиск», «Спектр», «Зонд», «Волна», «Квант» і подібні (див. рис. 1.7). Також на практиці використовується більш сучасний прилад «Вектор», який не лише визначає наявність однофазного

замикання, але й вказує напрямок магнітного поля [10].



Рисунок 1.7 – Пристрої пошуку ОЗЗ

Аналіз електромагнітного поля вздовж траси РЕМ покладено в основу роботи таких приладів. Якщо відстань від ПЛ, значно перевищує відстань між провідниками трифазної лінії, результуюче магнітне поле, утворене струмом фаз, рівне 0. При виникненні ОЗЗ утворюється струм нульової послідовності, він має однаковий напрямок для всіх трьох провідників і його магнітне поле відповідно потроюється.

Напрямки протікання струмів нульової послідовності, викликані виникненням ОЗЗ в провідниках ПЛ зображені на рисунку 1.8, вони відходять від районної підстанції.

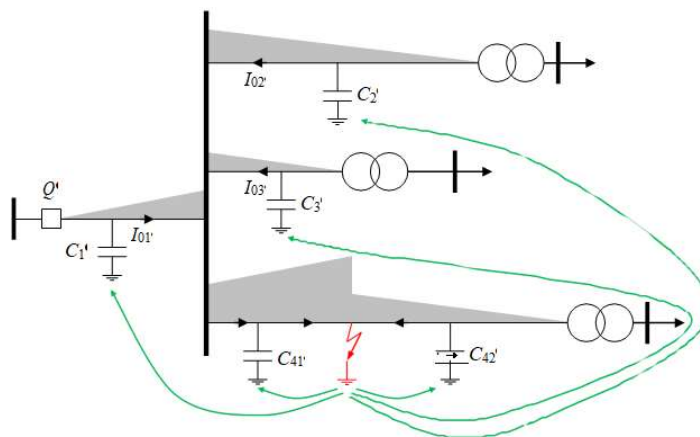


Рисунок 1.8 – Шляхи протікання струмів нульової послідовності, що викликаний ОЗЗ, в провідниках ПЛ, що відходять від ПС

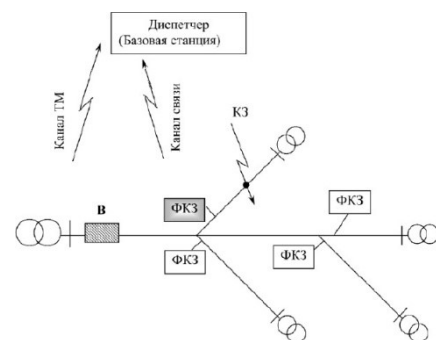
Визначення місця однофазного замикання на землю за цим методом розпочинається з ідентифікації пошкодженої лінії передач, яка виходить із

підстанції. Для цього проводять вимірювання магнітного поля у непосредній близькості до всіх ліній передач, що виходять з розподільчих шин підстанції. Оператор органу видачі бюлетенів, який проводить вимірювання, повинен підійти до однієї з ліній передач біля її виходу з території підстанції на відстані 5-8 метрів від центральної осі лінії, стоячи обличчям до лінії і тримаючи прилад перед собою перпендикулярно до центральної осі лінії. Руки оператора повинні знаходитися в зоні керування приладу. Далі встановлюється потрібний рівень чутливості, при якому індикатор приладу не перевищує максимальне значення. Результати вимірювань та рівень чутливості записуються, аналогічні вимірювання проводяться біля інших ліній передач, які виходять з території підстанції. Пошкоджена лінія передач визначається за максимальним значенням індикатора приладу. Після ідентифікації пошкодженої лінії передач проводять вимірювання в місцях розгалужень цієї лінії. Показання на пошкодженому відгалуженні значно перевищують ті, що на непошкодженому. Для визначення місця пошкодження на пошкодженому відгалуженні виконують послідовні вимірювання вздовж цього відгалуження. Місце пошкодження визначається за різким зниженням показань приладу.

Фіксатор короткого замикання використовує запатентований принцип дії [11] (див. рис. 1.9, а). Він монтується тільки на опорах розгалужень ліній передач. У нього є GSM-канал зв'язку з диспетчерським пунктом, а енергію постачає акумулятор, який заряджається від сонячного елемента.



а)



б)

Рисунок 1.10 – Фіксатор короткого замикання

Даний пристрій спроможний реєструвати лише великі струми в мережі,

які виникають внаслідок міжфазних замикань. Отже, для визначення місця однофазного замикання на території підстанції необхідно встановити два допоміжні вимикачі, з'єднані з фазами А і С. Для керування цими вимикачами використовуються показники вольтметрів (див. рис. 1.6) або три реле мінімальної напруги, які паралельно підключені до них і підключені до диспетчерського пункту, а також реле напруги нульової послідовності (див. рис. 1.6).

У випадку замикання одного з фаз на землю, реле напруги нульової послідовності спрацьовує, висилаючи сигнал до диспетчерського пункту через канал телемеханіки. За вказівкою диспетчера вмикається допоміжний вимикач для незіпсованої фази А або С. У результаті цього утворюється двофазне коротке замикання в різних точках мережі, що активує релейний захист і відключає допоміжний вимикач та пошкоджену лінію. Під час симульованого короткого замикання (КЗ), фіксатор визначає місце пошкодження, висилаючи сигнал про свою активацію. Для підвищення надійності роботи системи сигнал дублюється 3-4 рази [12]. Після цього місце, де відбулося однофазне замикання, слід визначити "традиційним" методом.

Перевагою цього методу визначення місця однофазного замикання є можливість встановлення фіксаторів для обмеження зони пошуку пошкодження до розгалуження ліній передач.

Недоліки цього методу включають:

- потребу встановлення двох однофазних вимикачів на підстанції, кожен із своїм приводом та релейним захистом;
- для визначення місця однофазного замикання потрібно створювати двофазне КЗ, що може призвести до підвищених струмів, зменшуючи комутаційний ресурс обладнання;
- висока вартість фіксаторів;
- місце однофазного замикання визначається лише з точністю до розгалуження лінії, тож все одно доведеться перевіряти частину мережі за допомогою приладів для аналізу електромагнітного поля;

- пристрій живиться від сонячної енергії та акумулятора, вимагаючи обслуговування.

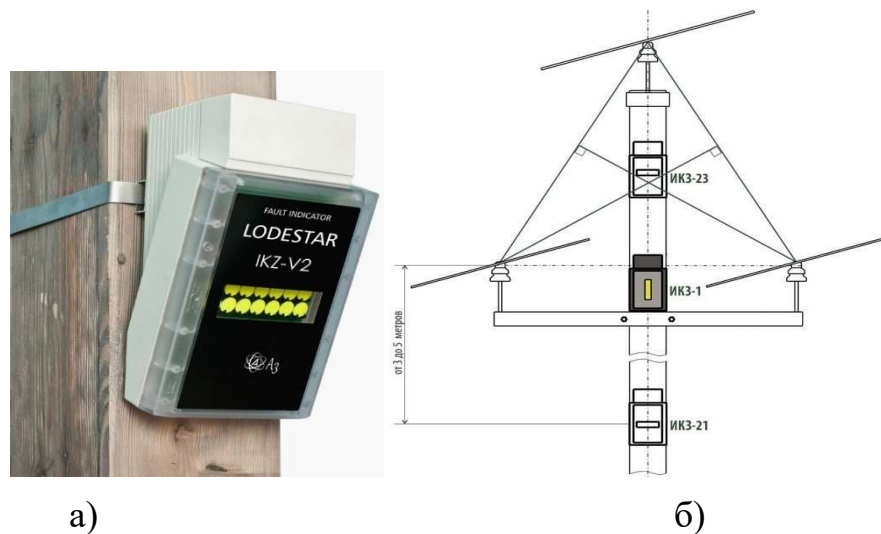


Рисунок 1.10 – Індикатор короткого замикання його розміщення

ей пристрій встановлюється на кожному відгалуженні ПЛ і призначений для реєстрації факту короткого замикання на відгалуженні, а також однофазного замикання (ОЗЗ), що може виникнути, якщо непошкоджена фаза закорочується, перетворюючи його у міжфазне замикання. Це допомагає обмежити зону пошуку лише до виявленого відгалуження та може викликати великі струми короткого замикання через електрообладнання електричних мереж. Приводить до роботи за рахунок акумулятора, який вимагає регулярного обслуговування.

Даний пристрій має ті ж недоліки, що й попередній, який був показаний на рис. 1.9.

Зовнішній вигляд комплексу ІКЗ-33У [13] зображено на рис. 1.11,а. Цей пристрій складається з трьох індикаторів короткого замикання, розміщених на проводах ПЛ (див. рис. 1.11,в) та встановлених на кожному відгалуженні ПЛ (див. рис. 1.11,б). Їх живить акумулятор, який заряджається за рахунок струму лінії, через вбудований трансформатор струму. Кожен індикатор оснащений модулем бездротового зв'язку, а головний пристрій може включати (залежно від модифікації) модуль GSM-зв'язку. Завдяки точному вимірюванню струму,

швидкому каналу зв'язку та високопродуктивному мікропроцесору, пристрій розраховує струм нульової послідовності.

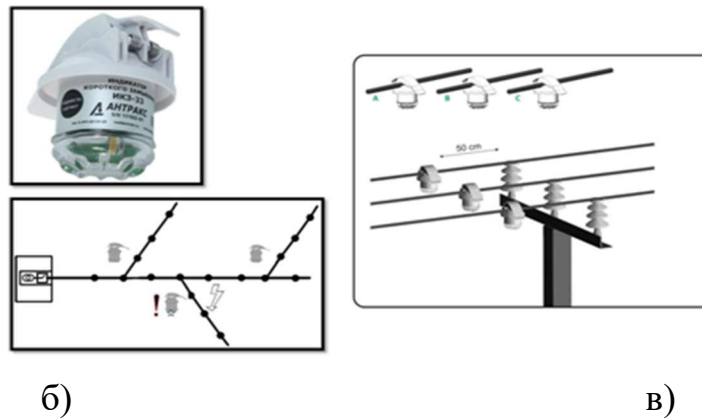


Рисунок 1.11 – Індикатора (а), його розташування в мережі (б) та розміщення на провідниках ПЛ (в)

Комплект таких пристроїв є високовартісним і дозволяє лише фіксувати факт наявності замикання на землю на відгалуженні, що призводить лише до обмеження зони пошуку.

Європейські фірми розробляють подібні пристрої на основі схожого принципу дії. Однією з таких компаній є "Nortroll As" [14]. Їхні індикатори короткого замикання, такі як "LineTroll 111K" та "LineTroll 3100K" (див. рис. 1.12), встановлюються на опорі ПЛ і здатні виявляти струм замикання за допомогою вимірювання амплітуди магнітного поля вздовж ПЛ (за налаштуванням порогу спрацювання) та швидкості зміни струму через вимірювання dB/dt . Струм детектування ОЗЗ знаходиться в діапазоні від 4 до 50 Ампер.



а)



б)

Рисунок 1.12 – Індикатори короткого замикання «LineTroll 111К» (а) та «LineTroll 3100К» (б)

Усі вищеописані пристрої лише дозволяють обмежити зону пошуку до виявленого відгалуження від магістралі ПЛ, при цьому пошук пошкодження залишається завданням, яке виконується персоналом ОВБ під час обходу лінії передачі та виконання візуального контролю.

У патенті [15] описано метод та систему визначення ділянки ПЛ, на якій виникло ОЗЗ. Ця система призначена для мереж, що мають заземлення через високоомний опір. На рис. 1.13,а показано, як така система підключається до мережі на опорі ПЛ, а на рис. 1.13,б представлена структурна схема відповідного пристрою.

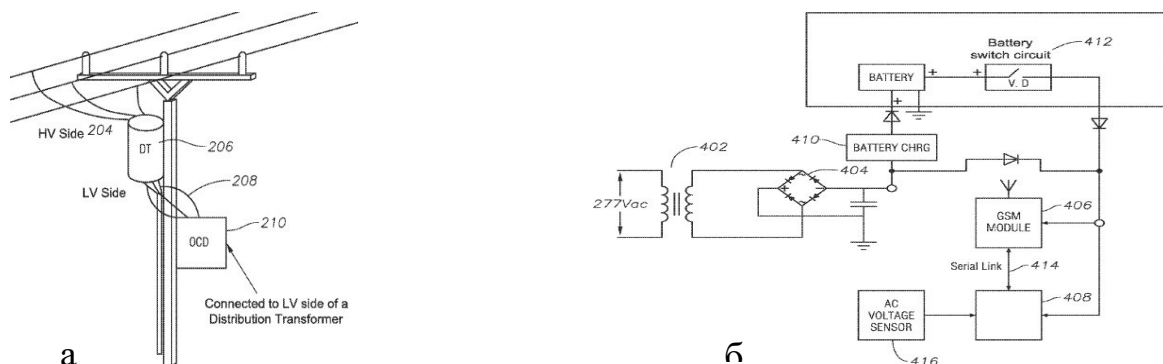


Рисунок 1.13 – Схема підключення системи сигналізації від ОЗЗ на ділянці (а) а також структурна схема пристрою (б) патент

US20140077820A1[15]

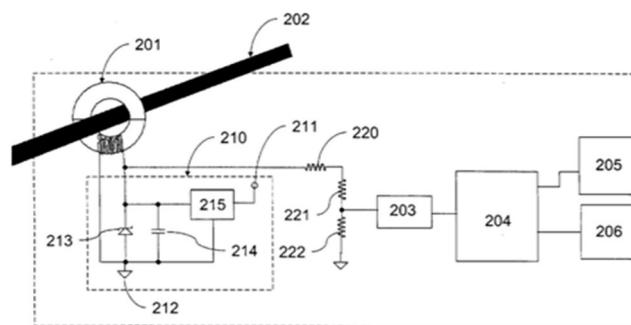
Пристрій у звичайному режимі отримує живлення від лінії електропередачі середньої напруги (в даному випадку, для України, це клас напруги 10-35 кВ) за допомогою понижуючого трансформатора напруги до

277 В. У випадку відключення живлення від лінії, пристрій автоматично переходить на живлення від вбудованої акумуляторної батареї. У випадку виникнення замикання пристрій передає повідомлення через мережу стільникового зв'язку.

Недоліки цієї системи включають у себе:

- високу собівартість,
- точність до ділянки при визначенні місця пошкодження,
- необхідність використання акумуляторної батареї, яка обмежується експлуатаційним ресурсом та вимагає обслуговування, а також стає вразливою при низьких температурах.

У патенті [16] запропоновано метод та систему визначення ділянки лінії електропередачі, на якій сталося однофазне замикання. За цим підходом у електричній мережі розміщується спеціальний пристрій (див. рис. 1.14), який підключається до провідника мережі через трансформатор струму. Така конструкція пристрою моніторингу забезпечує живлення від провідника та виявляє струми великих значень в провідниках мережі, що є характерним для електричних мереж, заземлених через високоомний опір. Передбачається, що пристрій може володіти радіопередавачами WiFi або Zigbee.

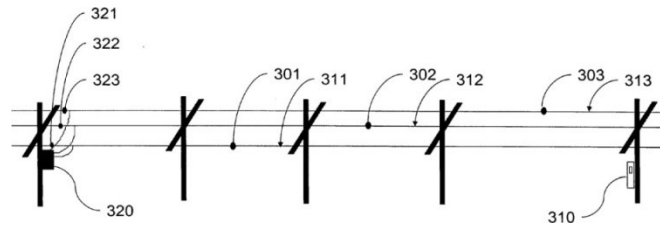


201 – sensor, 202 electric power line, 203 – analog-to-digital converter, 204 – processor, 205 – radio transmitter, 206 – timing module, 210 – power supply, 211 – Vcc, 212 – common node, 213 – Zener diode, 214 – capacitor, 215 – voltage regulator, 220 – voltage divider

Рисунок 1.14 – US 2007/059986 A1 [16], структура пристрою моніторингу

Пристрої цього типу повинні бути підключені до мережі відповідно до схеми, зображеної на рис. 1.15. Інформація передається від пристрою

моніторингу до інших пристроїв у формі кільця (301-302-303) або через ретранслятор (310).



301-303 – monitoring devices, 310 – gateway, 311-313 – electric lines, 320 – electric asset, 321-323 – monitoring devices.

Рисунок 1.15 – Інфраструктура системи моніторингу за [16]

Недоліками такої системи є обмежені можливості визначення місця пошкодження до конкретної ділянки ПЛ, що можливо лише при великих струмах замикання.

У дослідженнях [17, 18] висвітлено проблему визначення відстані до місця ОЗЗ на ПЛ в умовах впливу електромагнітних завад, породжених залізницею. Автори теоретично та експериментально продемонстрували, що частка першої гармоніки в напрузі пошкодженої фази обернено залежить від відстані до місця замикання, пропонуючи коригувати заміряні значення амплітуди першої гармоніки. Однак ця корекція зменшує похибку визначення місця пошкодження лише з 44,4% до 30,9%, що вважається неприйнятним для практичного використання.

Дослідження також в [19] розглядає питання ОЗЗ, зазначаючи необхідність відключення релейним захистом у найкоротший термін, з подальшим автоматичним повторним включенням для перевірки стійкості замикання. У разі успішного включення мережа продовжує функціонувати, в протилежному випадку залишається відключеною. Для пошуку пошкодженої ділянки автори пропонують модернізацію мережі за допомогою встановлення вимикачів потужності та трансформаторів струму нульової послідовності на кожній ділянці. Дані з усіх трансформаторів струму в мережі передаються на пристрій "Альтра", який визначає пошкоджену ділянку. Схему запропонованої модернізації мережі можна побачити на рис. 1.16.

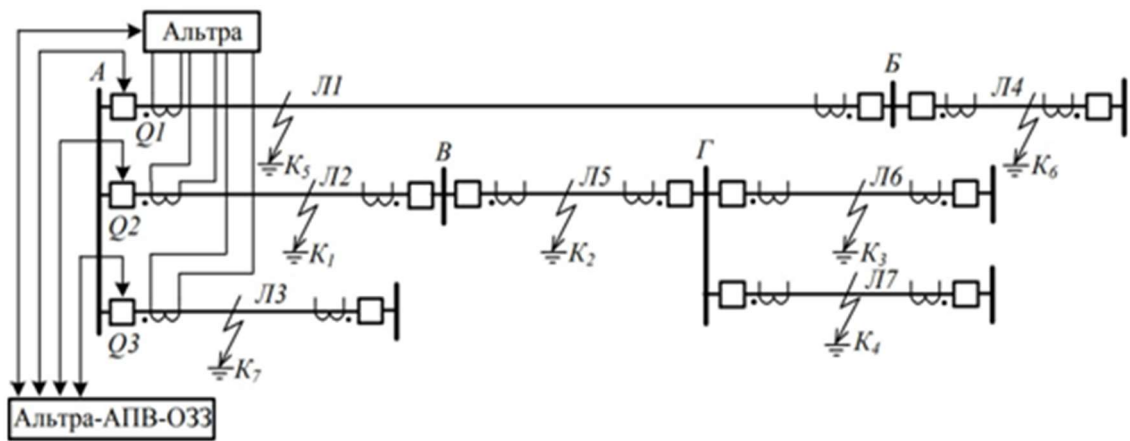


Рисунок 1.16 –Схема електричної мережі з пристроями «Альтра»

Ці висловлення є обґрунтованими, але вони застосовні лише до електричних мереж високої напруги (ЕМВН), оскільки структура мереж з повітряними лініями має свої специфічні особливості, і відключення їх може значно погіршити показники надійності електропостачання для споживачів [20, 21].

У дослідженні [22] вчені пропонують метод визначення місця ОЗЗ в мережі з ізольованою нейтраллю, що ґрунтується на аналізі гармонійного складу струму перехідного процесу при ОЗЗ (див. рис. 1.17,а). Шляхом моделювання у програмному пакеті MATLAB дослідники продемонстрували, що резонансна частота залежить від імпедансу ліній передачі до місця замикання (див. рис. 1.17,б) і вони припускають, що ця частота також залежить від відстані до місця ОЗЗ.

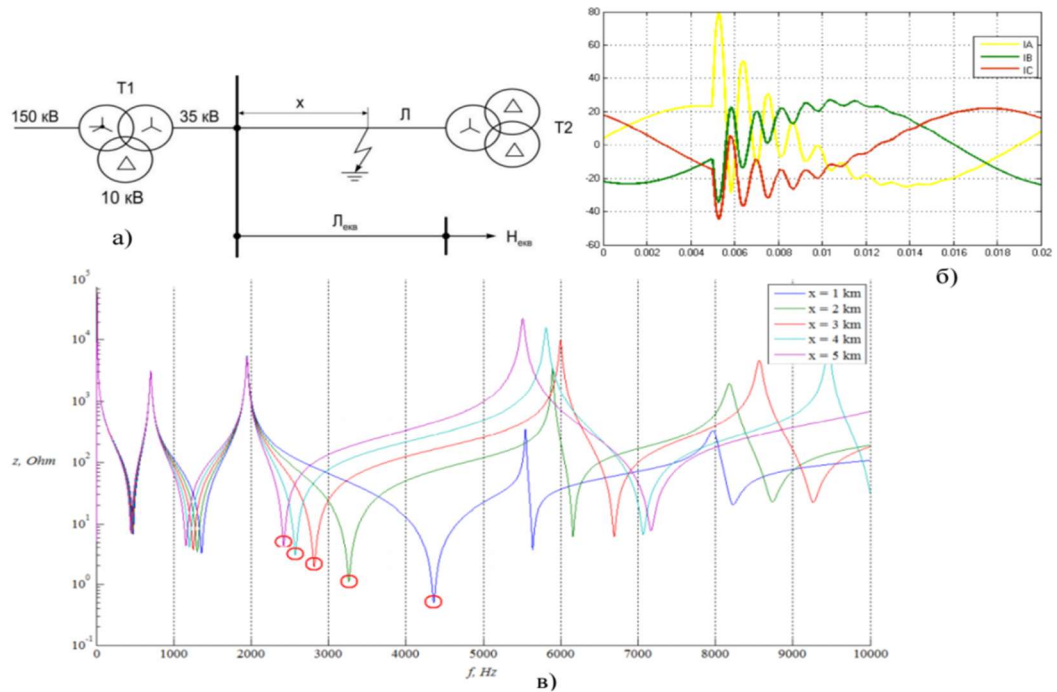


Рисунок 1.17 – Частотний метод визначення місця ОЗЗ в мережі з ізольованою нейтраллю

На схемі 1.17 видно зміщення резонансної частоти мережі, відзначене червоними маркерами, при різних відстанях x до місця ОЗЗ. Однак використання такого методу на практиці виявляється вкрай складним, оскільки кожна лінія передачі матиме унікальні параметри, такі як перерізи проводів і довжини ділянок. Крім того, переріз проводу змінюється в часі під впливом природних кліматичних факторів, і його активний опір залежить від температури, що ускладнює застосування цього методу на практиці.

1.4 Висновки

Проаналізовано існуючі методи пошуку місць виникнення ОЗЗ, які використовуються на практиці, і встановлено, що вони обмежують лише зону пошуку до окремих відгалужень і не надають можливості точно визначити місце та тип пошкодження.

Огляд наукових публікацій та патентів, що стосуються вирішення проблеми пошуку ОЗЗ, свідчить, що дана проблема залишається недостатньо

розв'язаною. Підходи, запропоновані в цих роботах, виявляються складними та не враховують вторинні фактори, які впливають на точність визначення місця ОЗЗ. Технічні засоби, що реалізують ці підходи, виявляються вартісними і самі потребують значних експлуатаційних витрат.

З цього випливає, що розробка інноваційних методів для підвищення точності та швидкості ідентифікації місць ОЗЗ є актуальною задачею, яка потребує вирішення.

РОЗДІЛ 2

ВДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДУ ПОШУКУ ПОШКОДЖЕННЯ В ПОВІТРЯНИХ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ 6-35 кВ

2.1 Розробка алгоритму функціонування методу послідовного ділення мережі

При розгляді оптимальної послідовності перевірок за методом послідовного ділення мережі (МПДМ) у контексті випробувань на випадок масових перебоїв (ВМП), встановлено ряд обмежень: мережа не повинна мати кільцевої структури; за основне джерело живлення вважається підстанція, з якої виконується ВМП; енергетичний резерв для кожної окремої перевірки фіксований і не залежить від порядку виконання; схема мережі обладнана засобами секціонування та можливістю резервування; система перебуває у стабільному режимі; локалізація пошкодження здійснюється через взаємодію між диспетчером підстанції та оперативним персоналом ОВБ; система не змінює свого стану протягом процесу пошуку пошкоджень; визначена множина можливих станів ділянки мережі, яку можна ідентифікувати за допомогою комутаційних апаратів, а також відповідна множина перевірок $\{\pi_i\}$; перевірка здійснюється шляхом переключення роз'єднувачів або вимикачів навантаження та подальшого вмикання вимикача на підстанції або шляхом контролю рівня параметрів ізоляції при випробуваннях на випадок масових перебоїв (ВМП) для виявлення місць замикання та замикання заземлення. Швидкість переміщення оперативного персоналу ОВБ вздовж траси лінії, час, витрачений на комутаційні операції, та ефективність радіозв'язку визначаються як середні значення і дорівнюють відповідно $V_{ОВБ}, t_{on}, t_z$.

У ролі критерію оптимізації використовується зменшення недовідпуску електроенергії протягом процесу виявлення місця пошкодження.

2.2 Вдосконалення програми для виявлення місць пошкоджень при міжфазних коротких замиканнях

При використанні методу послідовного ділення мережі для виявлення місця міжфазного короткого замикання вибирають такі послідовності перевірок, які гарантують мінімальну кількість втрат електроенергії. Пошкоджений фідер моделюється у вигляді функціональної схеми (див. рис. 3.1 а, б) [22]. В цій моделі кожна ділянка мережі позначається прямокутником $a_i - km$ (i – порядковий номер функціонального елемента; k, m – відповідно номери вузлів початку і кінця ділянки, що визначають положення функціонального елемента в моделі) із входами, які відповідають існуючим включеним та резервним джерелам живлення, а також одним виходом Y_k , що відображає зв'язок ділянки мережі зі споживачем чи іншою ділянкою.

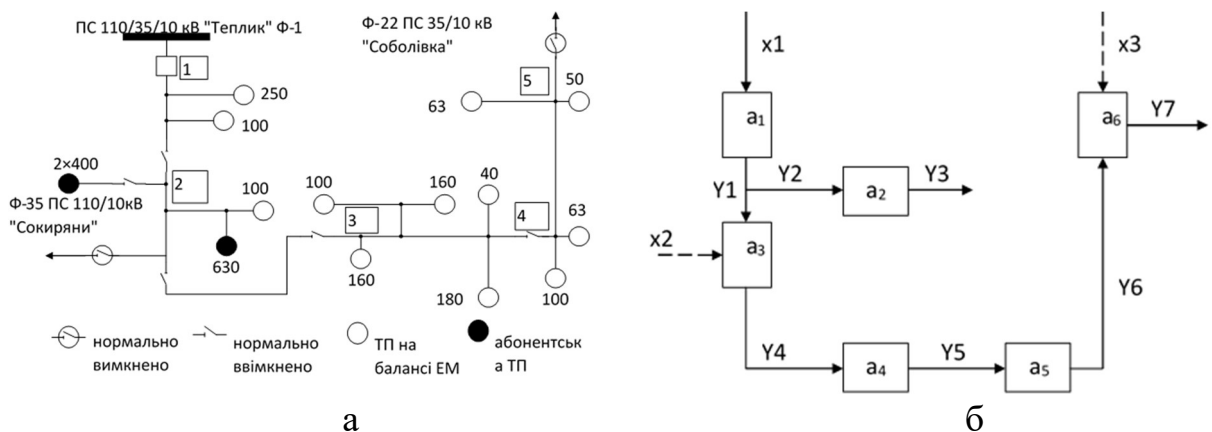


Рисунок 2.1 – Заступна схема РМ а) однолінійна; б) функціональна модель РМ

Застосування функціональної моделі дозволяє розробити безумовний алгоритм для точного визначення місця пошкодження. Для початку задається глибина пошуку λ , що визначається розбиттям множини $\{S_j\}$ на λ підмножин $\{S_0\}$ – стан, при якому мережа є справною та $\{S_1\}-\{S_j\}$, які не перетинаються. Радіус пошуку визначає довжину відрізка, який визначається

комутаційним обладнанням і буде обходитися оперативним відділенням обслуговування лінії.

Наступним етапом є створення таблиці охоплення (див. табл. 2.1). Ця таблиця розробляється для пар елементів певного набору $U(a_{ij})$, при цьому пари обираються так, щоб охопити всі можливі варіанти їхнього перетину, згідно з таким критерієм:

$$\begin{aligned} & (S_i S_{i+1}); (S_i S_{i+2}); \dots (S_i S_{i+n}) \dots \\ & \dots \\ & (S_{i+1} S_{i+n}) \\ & \dots \\ & (S_{i+(n-1)} S_{i+n}) \end{aligned} \quad (2.1)$$

Таблиця 2.1 - Таблиця покриття

Π_j	$U(a_{ij})$					$\sum a_{ij} (1)$
0	a_{10}	a_{20}	a_{30}	...	a_{i0}	
1				...	a_{i1}	
2				...	a_{i2}	
3				...	a_{i3}	
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
j	a_{1j}	a_{2j}	a_{3j}	...	a_{ij}	

Значення двійкової змінної a_{ij} визначається за правилом:

$$a_{ij} = \begin{cases} 1, & \text{коли } R_j^i \neq R_j^n; \\ 0, & \text{в протилежному випадку,} \end{cases} \quad (2.2)$$

де R_j^i, R_j^n – результати елементарної перевірки об'єкту, що знаходиться в стані 0 чи 1.

Розв'язання задачі відображає орієнтований граф, що представляє собою дихотомічне дерево рішень. Кожна вершина дерева відображає крок процедури ВМП, а ребра представляють можливі варіанти часткового рішення. Зв'язані ребра утворюють повну процедуру ВМП (див. рис. 2.2).

Для кожної сукупності перевірок, яка виявляє пошкоджену ділянку до заданої глибини пошуку, існують відповідні вітки у дихотомічному дереві рішень. Таким чином, для знаходження оптимального рішення необхідно вибрати вітку дерева, що задовольняє оптимальним умовам.

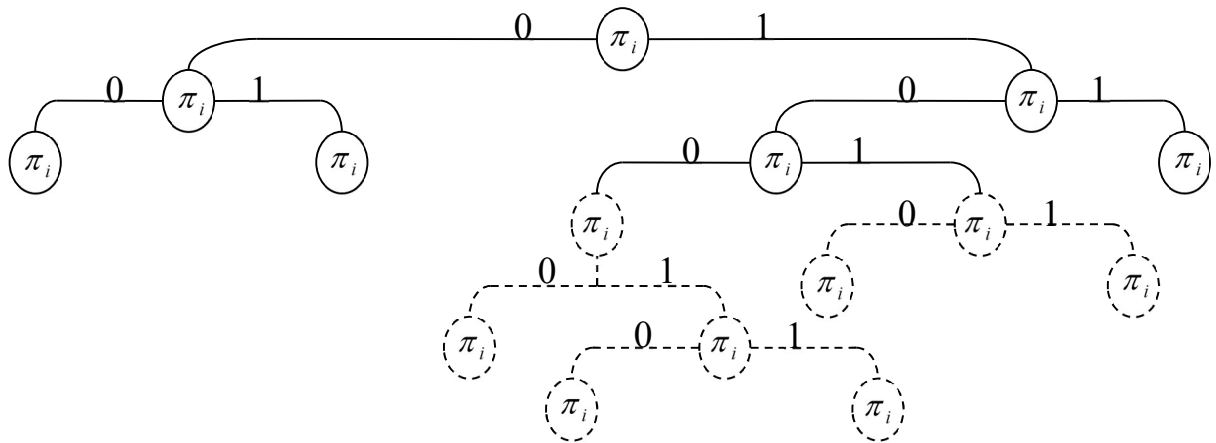


Рисунок 2.2 – Дихотомічне дерево рішень

Знайдемо дві вітки, які виходять з вершини Π_i та позначимо j та \bar{j} . Вітка дерева \bar{j} представляє узагальнений варіант часткового розв'язання задачі ВМП.

Для визначення оптимального повного рішення необхідно враховувати та порівнювати складність непобудованої частини дерева рішень $\lim(W)$ та побудованої $Lim(W)$. Складність рішення (або його вартість) визначається як добуток часу, витраченого на виконання операцій для конкретної перевірки, на потужність, що не була передана споживачам за цей період. Діаграма послідовності операцій перевірки технічного стану ділянки мережі у випадку пошкодження представлена на рис. 2.3. Рис. 2.4 демонструє послідовність операцій для будь-якої перевірки при певному типі пошкодження. Складність непобудованої частини дерева визначає ту складність, яка є мінімально допустимою для будь-якого прийнятного рішення.

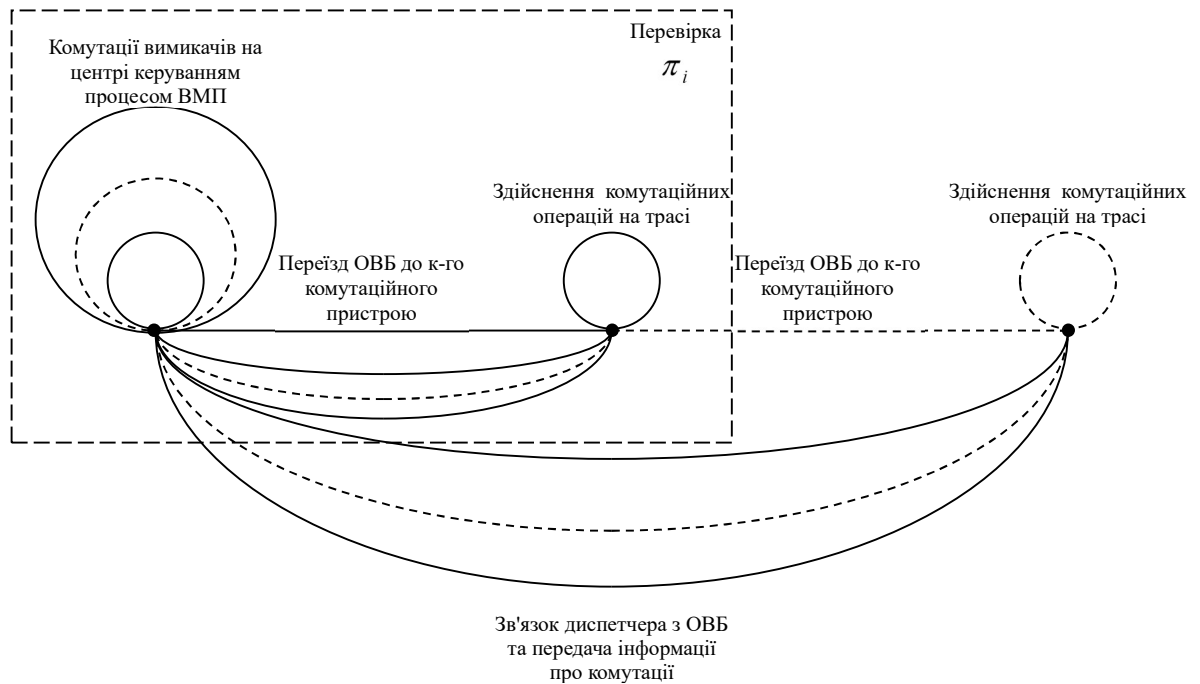


Рисунок 2.3 –Послідовність операцій пошуку міжфазного к. з.у вигляді діаграми

Подамо опис послідовності операцій для конкретної перевірки (ділянка 3-4). Після відключення вимикача на підстанції "Теплик" (рис. 2.1 а), диспетчер вузла 1 виконує операцію 1 - спробу увімкнення вимикача протягом часу t_{on} (рис. 2.4 а). Оскільки пошкодження стійке, вимикач відключається, і диспетчер видає команду на виконання операції 2 - переміщення до вузла 3, яке займає час $t_{ДЖ1-3} = l_{ДЖ1} / V_a$; $l_{ДЖ-3}$ (відстань між джерелом живлення 1, розташованим на підстанції "Теплик", та вузлом 3), і виконання операції 3 - відключення роз'єднувача у вузлі за час t_{on} . Після виконання цієї операції ОВБ повідомляє про відключення роз'єднувача 3 за допомогою радіозв'язку, в той час виконується операція 4 за час. Після отримання повідомлення диспетчер знову увімкнює вимикач 1 - операція 5. Оскільки пошкодження на ділянці 1-3 відсутнє, пошкодження знаходиться за роз'єднувачем 3. Час перевірки легко визначається за допомогою цієї діаграми. Сума складності побудованої частини дерева та нижньої границі дає нижню границю складності відповідного повного рішення $Lim(W)$.

Тепер можна перейти до визначення оптимальної послідовності перевірок. Спочатку необхідно обрати найбільш інформативні варіанти процедури ВМП серед можливих. Для цього розраховують кількість стовпців n_j , які покриваються стрічкою j таблиці, тобто кількість одиниць в цій стрічці для кожної j , і розташовують їх в порядку зменшення.

$$n_{j_1} \geq n_{j_2} > \dots > n_{j_p} \geq \dots, \quad (2.3)$$

В якості наступного кроку візьмемо перших α чисел рівняння (2.3), які відповідатимуть умовам

$$\sum_p^{\alpha} n_{jp} \geq N \text{ та } \sum_{p=1}^{\alpha-1} n_{jp} < N, \quad (2.4)$$

де N – кількість стовпчиків таблиці покриття.

Кількість α представляє собою нижню межу довжини непобудованого покриття відповідної таблиці.

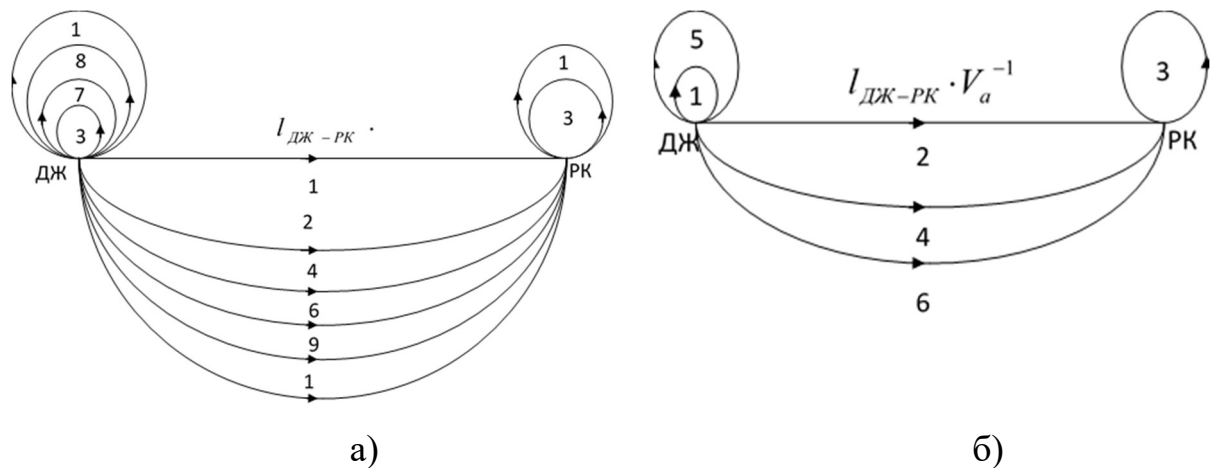


Рисунок 2.4 – Послідовність операцій процесу пошуку пошкодженої ділянки: а) – при однофазному замиканні на землю; б) – при міжфазному к. з.

Далі ведеться обчислення недовідпустки електроенергії для кожної можливої послідовності перевірок.

$$W_j = t_{ПДj} \cdot \sum_{i=1}^n P_{om \ i}; \quad (2.5)$$

$$t_{ПДj} = \left(I_{ДЖ-Рj} / V_a + k_{on} t_{on} + k_c t_c \right)$$

де k_{on}, k_c – відповідно кількість в здійснених комутаційних операцій та операцій зв'язку ОВБ з черговим диспетчером.

Потім проводиться розрахунок енергетичних витрат для кожної можливої послідовності перевірок

$$W_{j1} \leq W_{j2} \leq \dots \leq W_{jg} \dots \quad (3.6)$$

З ряду (3.6) потрібно взяти суму перших α його членів $\sum_{g=1}^{\alpha} W_{jg}$, це границя $\lim(W)$ непобудованої частини рішення.

Нижня межа складності повного рішення

$$Lim(W) = W_{ноб} + \lim(W), \quad (3.7)$$

де $W_{ноб}$ – недовідпуск електроенергії для побудованої частини дерева рішень на цьому кроці.

Оптимальну послідовність перевірок визначається шляхом вибору висячих вершин, які мають найменшу повну нижню границю. Якщо вершини мають нижню межу складності непобудованої частини дерева рішень, рівну нулю, тоді побудовані частини будуть оптимальними повними рішеннями задачі. У такому випадку процедура визначення оптимальної послідовності перевірок для ВМП завершується. У випадку, якщо межа складності непобудованого дерева рішень має найменше значення для будь-якої вершини, виконується наступний крок процедури, спрямованої на визначення повного оптимального рішення задачі.

На завершальному етапі формується умовна послідовність операцій, ґрунтована на алгоритмі безумовного виконання перевірок та аналізу схеми з урахуванням можливості підключення резервного джерела живлення у випадку від'єднання частини схеми під час проведення ВМП від живлячої підстанції (основної). При цьому вимикач, що керує процесом ВМП, може реагувати на включення або відключення "В", або залишатися в роботі і не відключатися "Н". У випадку, коли вимикач не відключився, він залишається активним і подальше забезпечує живлення споживачів непошкодженої частини мережі. Для реалізації процесу ВМП в такому випадку використовується резервне джерело живлення, і сам процес проводиться так само, як і при нормальному живленні від основного джерела. При відключенні

основного вимикача наступним кроком буде використання можливостей забезпечення живлення споживачів в непошкодженій частині та продовження контролю процесу ВМП на даному вимикачі.

2.3 Вдосконалення методу послідовного ділення мережі при однофазному замиканні на землю

Для виявлення однофазних замикань на землю використовується критерій мінімізації часу пошуку. Послідовність операцій може бути визначена за такою методикою. Для заданої глибини пошуку визначається кількість операцій, необхідних для проведення будь-якої послідовності перевірок з таблиці покриття. При цьому час, витрачений на виявлення однофазних замикань на землю, складається з:

$$t_j = K_{\text{вукр}} l_{\text{ДЖ-}P_j} / V_a + k_{\text{он}} t_{\text{он}} + k_c t_c, \quad (2.8)$$

де $l_{\text{ДЖ-}P_j}$ – відстань від джерела живлення до P_j -го комутаційного пристрою;

$K_{\text{вукр}}$ – коефіцієнт, що дозволяє врахувати викривлення $l_{\text{ДЖ-}P_j}$ при об'їзді її ОВБ.

В середньому виявлення пошкоджень відбувається під час обходу половини виділеної ділянки, тому час, витрачений на пошук пошкодження, складе:

$$t_{\text{ПД}} = 0,5 l_j / V_a, \quad (2.9)$$

де $l_{\text{ПД}}$ – довжина пошкодженої ділянки при заданій глибині пошуку, яка виділена комутаційними апаратами.

Недовідпуск електроенергії у випадку виконанні перевірки P_j складе

$$W_j = (k_{\text{он}} t_{\text{он}} + k_c t_c) \sum_{i=1}^{N'} P_i, \quad (2.10)$$

де N' – кількість ділянок лінії, які від'єднуються від джерела живлення комутаційним пристроєм P_j .

Після побудови таблиці покриття обирається найбільш інформативна перевірка, тобто стрічка з найбільшою кількістю одиниць. У випадку рівності кількості одиниць вибирається та, на яку витрачається менше часу або яка має більшу швидкість отримання інформації. При рівній кількості одиниць і однаковому часі вибір робиться на користь перевірки з меншим недовідпуском електроенергії для споживачів [23].

Після виконання оперативних переключень, пов'язаних з методом послідовного ділення мережі та об'єднанням кола пошуку місця замикання на землю, може виникнути можливість переходу до методу почергового відключення паралельно працюючих об'єктів та методу почергового короткочасного відключення тупикових ПЛ. Це свідчить про те, що метод ВМП може бути ефективно використаний як при міжфазних коротких замиканнях, так і при ОЗЗ. У поєднанні з вдосконаленим дистанційним методом ВМП це значно підвищує точність результатів операцій, ефективність дій обслуговуючого персоналу і зменшує час відключення споживачів від джерела живлення у 1,5 рази.

2.4 Висновки

Запропонована універсальна процедура ВМП може бути застосована для різних видів пошкоджень. В залежності від інформації про вид пошкодження задаються відповідні початкові умови, що визначають кінцевий результат. Цей результат представляє умовний алгоритм виконання операцій для перевірки наявності пошкоджень на кожній окремій ділянці РМ. Зазначена процедура не потребує суттєвої зміни формату вхідних даних, що дозволяє їхню легку підготовку диспетчером та введення в ЕОМ.

Запропонований алгоритм складання оптимальної послідовності перевірок значно зменшує час пошуку, особливо в тих випадках, коли пошкодження виникає в середній частині лінії або в її кінці. Метод

відзначається високою надійністю та абсолютною точністю отриманих результатів.

Використання статичних характеристик РМ під час ВМП дозволяє підвищити точність визначення пошкодженої ділянки. За результатами аналізу конфігурації РМ, довжини та потужності споживачів на окремих ділянках, можна передбачити ціну кожної перевірки. В якості критерію оптимізації при пошуку міжфазних коротких замикань доцільно використовувати недовідпуск електроенергії, а при пошуку ОЗЗ - час пошуку.

Необхідно визначити абсолютний алгоритм шляхом аналізу побудованої таблиці покриття, яка виникає на основі функціональної моделі, відображаючи конструктивні особливості РМ та визначаючи методику пошуку пошкодження. На підставі цієї функціональної моделі розраховується час, необхідний для проведення кожної перевірки (включаючи переїзд оперативної бригади, зв'язок та комутації), а також недовідпуск електроенергії для кожної конкретної перевірки. Вибір оптимальної послідовності перевірок виконується за критерієм $W \rightarrow \min$ або $t \rightarrow \min$. Використання оптимізованого умовного алгоритму пошуку пошкоджень в РМ 10-35 кВ призводить до середнього зменшення недовідпуску електроенергії на 7-8% і скорочення часу пошуку пошкодження від 1,1 до 1,5 разів.

РОЗДІЛ 3

ДІАГНОСТИЧНИЙ КОМПЛЕКС ВИЗНАЧЕННЯ МІСЦЯ ПОШКОДЖЕНЬ В РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ 6-35КВ

3.1 Використання дистанційних методів визначення місця міжфазного короткого замикання

У випадку використання дистанційних методів визначення місця міжфазного короткого замикання важливими параметрами є струми аварійного та нормального режимів, а також струми навантаження окремих ТП 6-10/0,4 кВ, характеристики ПЛ, схема з'єднання елементів, і перехідний опір місця пошкодження. Тому для досягнення необхідної точності визначення місця короткого замикання слід обґрунтувати вибір методу та визначити параметри за допомогою моделей, що відповідають встановленій меті.

В якості основного методу обрано той, який, серед існуючих, надає найточніші результати і дозволяє автоматизувати процес пошуку [24]. Цей метод ґрунтується на вимірюванні реактивного опору до місця пошкодження за допомогою вимірювальних приладів. Його характеристичною величиною є задана функція, виражена в комплексній формі відношень між вхідними напругами та вхідними струмами. Порівнюють виміряні значення з розрахованими. Це співвідношення залишається актуальним для різних видів коротких замикань, оскільки омметр підключається до різниці фазних струмів. Застосування фазочутливого перетворення дозволяє отримати реактивну складову напруги для петлі короткого замикання, забезпечуючи однакові умови вимірювань для різних видів міжфазних коротких замикань [25, 26].

Ми використовуємо наступний алгоритм для визначення місця пошкодження:

1 Здійснюється попередній розрахунок параметрів ЛЕП, враховуючи конструктивну неоднорідність та розрахунок навантажень для ТП 6-10/0,4 кВ ΔI_i .

2 Розраховується індуктивний опір до місця виникнення пошкодження, фіксуючи параметри нормального та аварійного режимів відповідно до (рис. 3.1а).

$$x^B = \frac{U_p}{I_a} - \frac{\sum_{i=1}^n \Delta I_i^* \cdot x_{ki}}{I_a}; \quad (3.1)$$

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 $\Delta I_i^* = f \cdot \Delta I_i$.

1. Визначимо дійсне значення опору до місця виникнення пошкодження x^D за співвідношенням

$$x^D = x^B + \frac{\sum_{i=1}^n \Delta I_i^* \cdot x_{ki}}{I_a} = x_{n1} \cdot l_1 + x_{n2} \cdot l_2 + \dots + x_{ni} \cdot l_i + x_{nk} \cdot l_k. \quad (3.2)$$

Виходячи з рис. 3.1а, та враховуючи виміряне значення та розрахункове.

2. Використовуючи залежність $x^D = F(l)$ (рис. 3.1б), яка враховує конструктивну неоднорідність остаточно можна визначити відстань до місця к.з..

Це співвідношення залишається актуальним для будь-яких видів коротких замикань, оскільки омметр підключається до різниці фазних струмів. З використанням фазочутливого перетворення отримують значення реактивної складової напруги петлі короткого замикання. Це забезпечує однакові умови для вимірювання параметрів для будь-яких видів міжфазних коротких замикань. Також аналогічно визначається відстань до короткого замикання на відгалуженні (точка к2).

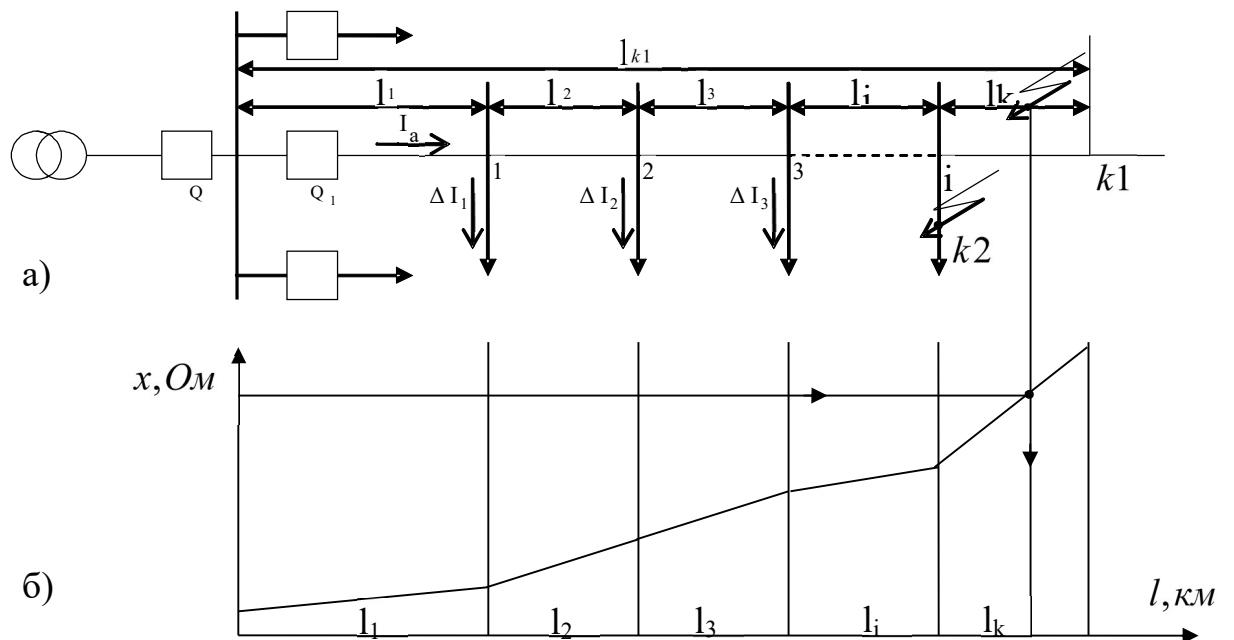


Рисунок 3.1 – Розрахункова схема мережі: а) схема мережі; б) залежність $x^D = F(l)$

Цей підхід дозволяє уникнути похибки, яка виникає при обчисленні, завдяки врахуванню довжини непошкоджених ділянок. Іншими словами, при використанні вищепри описаного алгоритму фактично розраховується лише відстань від початку ділянки до місця пошкодження, а відстань від шин підстанції до початку ділянки просто додається. Більше того, цей алгоритм

дозволяє враховувати питомий опір конкретної ділянки при розрахунках, не використовуючи середнє значення по всій мережі.

Проте, для точного визначення реактивного опору необхідна точна інформація про струми, які протікають у навантаженні та під час аварійного режиму. Для задоволення цієї умови був проведений розрахунок параметрів аварійного режиму, враховуючи при цьому неоднорідність структури повітряної лінії, конструктивну неоднорідність, а також розподіл навантаження вздовж лінії. Граничні умови для розрахунку струму міжфазного короткого замикання мають такий вигляд:

$$\dot{I}_{kA}^{(2)} = \dot{I}_H; \quad (3.3)$$

$$\dot{I}_{kB}^{(2)} = -\dot{I}_{kC}^{(2)}; \quad (3.4)$$

$$\dot{U}_{kB}^{(2)} - \dot{U}_{kC}^{(2)} = 0. \quad (3.5)$$

У виразі (3.3), \dot{I}_H – це струм навантаження, який протікає через точку короткого замикання. Досвід експлуатації свідчить, що для РМ 10 кВ із високою ймовірністю можна приймати фазу струму навантаження в сільських СЕП на рівні $\phi = 90^\circ$ градуси. У мережах 10 кВ фаза струму навантаження може коливатись в межах від 45° до 90° .

Оскільки система струмів врівноважена, тобто $\dot{I}_A + \dot{I}_B + \dot{I}_C = 0$, то $\dot{I}_{k0} = 0$. Таким чином, (3.3) можна записати як

$$\dot{I}_{kA} = \dot{I}_{kA1} + \dot{I}_{kA2} = \dot{I}_H,$$

звідки

$$\dot{I}_{kA1} = -\dot{I}_{kA2} + \dot{I}_H. \quad (3.6)$$

Для визначення струму короткого замикання визначимо напруги фаз \dot{U}_{kB} та \dot{U}_{kC} через симетричні складові для напруги фази А. Тоді (3.5) отримаємо:

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

звідки

$$\dot{U}_{kA2} = \dot{U}_{kA1}. \quad (3.7)$$

Вираз (3.7) дозволяє зрівняти обидві частини основних рівнянь при використанні методу симетричних компонент

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

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

звідки

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

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

Використовуючи співвідношення (2.6) і проведення простих перетворень, отримуємо:

$$\dot{I}_{kA1}^{(2)} = \frac{\dot{E}_{A\Sigma}}{j(x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma})} + \dot{I}_H. \quad (3.8)$$

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

$$\dot{I}_{kB}^{(2)} = a^2 \dot{I}_{kA1} + a \dot{I}_{kA2}^{(2)} = (a^2 - a) \dot{I}_{kA1}^{(2)} = -j\sqrt{3} \dot{I}_{kA1}^{(2)}, \quad (3.9)$$

та згідно (3.4)

$$\dot{I}_{kC}^{(2)} = j\sqrt{3} \dot{I}_{kA1}^{(2)}. \quad (3.10)$$

Визначимо методичну похибку, що виникає при розрахунку відстані від підстанції до місця виникнення пошкодження з використанням дистанційного методу ВМП (3.2).

$$\zeta \cdot l_{\Pi} = \sqrt{\left(\frac{\partial x}{\partial x^B} \cdot \frac{dx^B}{x}\right)^2 + \left(\frac{\partial x}{\partial \Delta I^*} \cdot \frac{d\Delta I^*}{x}\right)^2 + \left(\frac{\partial x}{\partial x_{ki}} \cdot \frac{dx_{ki}}{x}\right)^2 + \left(\frac{\partial x}{\partial I_a} \cdot \frac{dI_a}{x}\right)^2} = \sqrt{\zeta_{x^B}^2 + \zeta_{\Delta I^*}^2 + \zeta_{x_{ki}}^2 + \zeta_{I_a}^2}, \quad (3.11)$$

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.

$I_a, \Delta I, x$

З виразу (3.11) видно, що методична похибка дистанційного методу ВМП залежить від похибки визначення 111 та структури розподільної мережі. З цього випливає, що для досягнення необхідної точності дистанційного методу слід вирішувати такі завдання:

Визначення розподілу навантаження вздовж лінії та вивчення його впливу на вхідні дані.

Обчислення первинних параметрів повітряних ліній.

Врахування впливу характеру перехідного процесу в лінії на вхідні дані.

Визначення оптимального часу вимірювання струму при віддаленні від закінчення перехідного процесу в лінії та включення релейного захисту і автоматики.

Встановлення зворотних зв'язків у функціональній схемі окремих методів ВМП і, відповідно, підвищення точності та ефективності усього процесу виявлення та усунення пошкоджень.

Ця методика була підтверджена розрахунковим експериментом, результати якого подані у таблиці 3.1. Отримані результати свідчать, що врахування вказаних факторів дозволило зменшити відносну похибку визначення місця пошкодження.

У таблиці 3.1 представлені результати обчислень відстані до місця пошкодження, проведених за допомогою формули (3.2) та раніше відомого методу, для схеми ПС 110/35/10 кВ «Теплик» Ф-7 ПАТ «АК Вінницяобленерго».

Середня зведена похибка для першого методу не перевищує 7% від загальної довжини лінії, а для другого методу – 4%.

Таблиця 3.1 – 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	0,235	192	1176,98	0,556	0,556
1_2	0,753	308,31	1149,98	0,912	0,864
2_8	0,981	400,35	1126,62	1,179	1,046
8_9	1,3852	559,15	1104,42	1,668	1,502
9_11	1,626	652	1089,9	1,954	1,733
11_12	2,136	844,54	1059,27	2,549	2,348
12_14	2,356	926,42	1048,22	2,811	2,535
14_16	2,491	976,24	1039,8	2,961	2,679
16_19	2,798	1086,84	1021,55	3,287	3,046
19_20	3,088	1190,7	1009,49	3,636	3,372
20_21	3,348	1282,6	996	3,910	3,670
21_22	3,868	1462,6	974,86	4,519	4,287
22_23	3,928	1483,2	968,66	4,485	4,330
23_25	4,068	1531,1	962,96	4,628	4,497
25_27	4,303	1610,7	954,03	4,884	4,775
2_3	0,926	376,13	1091,01	0,996	0,977
3_5	1,144	458,64	1080,99	1,223	1,202
16_17	2,618	1021,4	1017,45	2,887	2,835
22_30	4,291	1606,67	954,39	4,870	4,766
30_32	5,048	1855,46	928,20	5,774	5,665
32_34	5,928	2136,4	899,32	6,836	6,727

З урахуванням відомих значень навантажень для ТП лінії встановлюється розподіл струму навантаження з визначеною точністю для кожного моменту часу. Таким чином, при використанні методу ВМП стає

відомим не лише струм навантаження в аварійному режимі, але й розподіл навантаження вздовж лінії. Це дозволяє використовувати струми навантаження під час розрахунків. Ці струми проходять окремими ділянками мережі та визначаються при попередньому розрахунку аварійного режиму з урахуванням передбачуваної оцінки місця пошкодження за певних умов.

3.2 Теоретичне обґрунтування методу визначення відстані до місця однофазного замикання на землю за допомогою дистанційного визначення

У цьому дослідженні висувається метод визначення відстані до місця ОЗЗ, що ґрунтується на штучному замиканні непошкодженої фази повітряної лінії через резистор при виникненні в ній однофазного замикання на землю. Метод передбачає вимірювання реактивного опору петлі, сформованої проводом пошкодженої фази, місцем однофазного замикання на землю і опором місця штучного замикання на землю непошкодженої фази лінії на підстанції. Його відмінність від раніше відомих полягає в тому, що при попередньому розрахунку відстані до місця пошкодження враховується конструктивна та структурна неоднорідність в системі електропостачання.

На рисунку 3.2 наведено розрахункову схему запропонованого методу для випадку замикання фази В на землю (точка N) і штучного замикання фази С (точка М).

Здійснимо розрахунок струму подвійного замикання на землю (K1,1) за допомогою методу симетричних складових. Під час розрахунку короткого замикання у двох різних вузлах мережі системи електропостачання – КС і КВ – розрахункові схеми окремих послідовностей можна представити у вигляді трипроменевої зірки (рисунок 3.3). Такий підхід спрощує схему складної структури з різними електроенергетичними системами, до якої приєднана мережа 10 кВ.

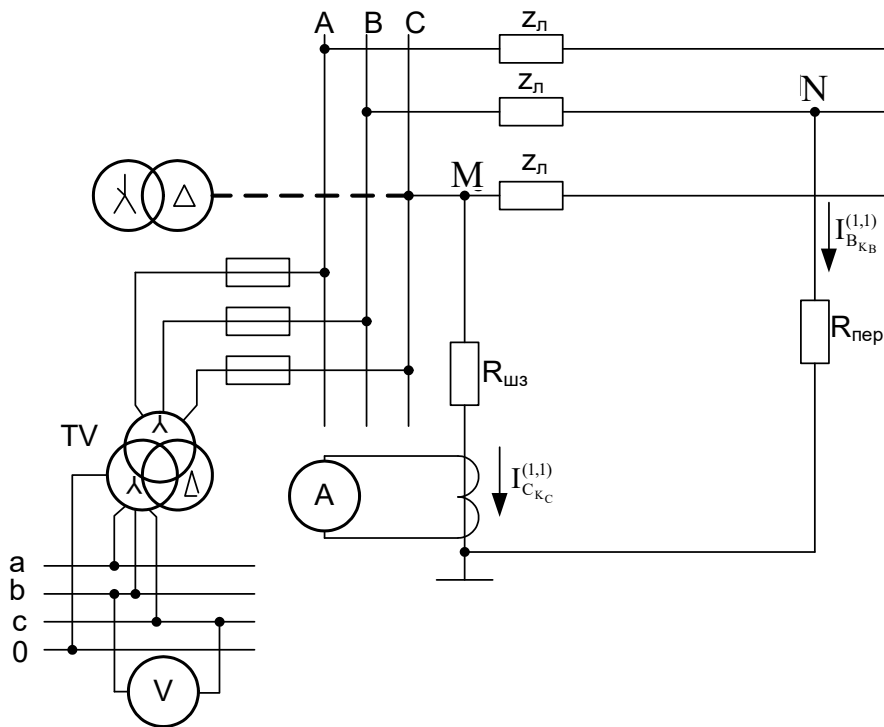


Рисунок 3.2 – Схема розрахунку струму подвійного замикання на землю

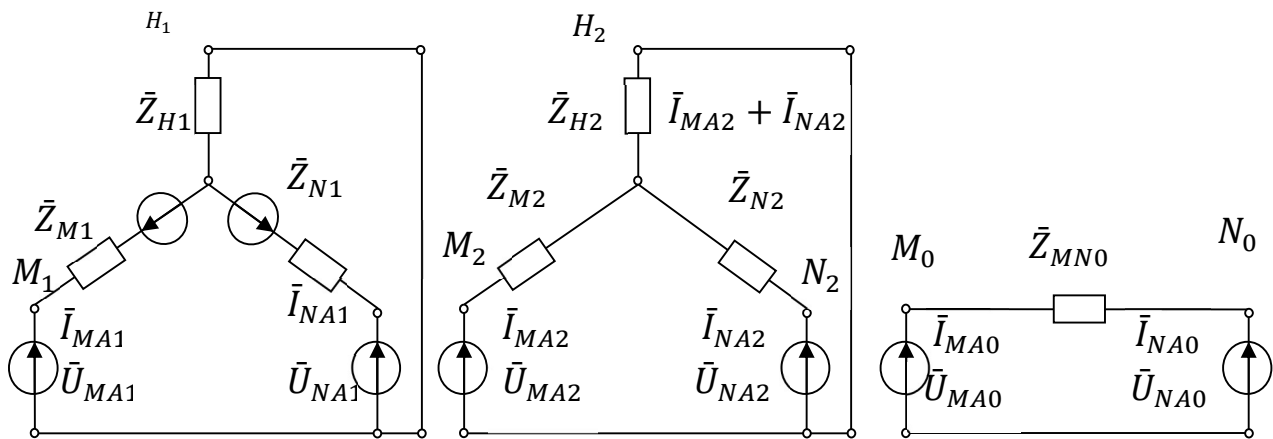


Рисунок 3.3 – Розрахункові схеми всіх трьох послідовностей

Запишемо систему рівнянь за законами Кірхгофа:

$$\bar{U}_{MA1} = \bar{E}_{MA} - (\bar{Z}_{M1} + \bar{Z}_{H1})\bar{I}_{MA1} - \bar{Z}_{H1}\bar{I}_{NA1}; \quad (3.12)$$

$$\bar{U}_{NA1} = \bar{E}_{NA} - \bar{Z}_{H1}\bar{I}_{MA1} - (\bar{Z}_{N1} + \bar{Z}_{H1})\bar{I}_{NA1}; \quad (3.13)$$

$$\bar{U}_{MA2} = -(\bar{Z}_{M2} + \bar{Z}_{H2})\bar{I}_{MA2} - \bar{Z}_{H2}\bar{I}_{NA2}; \quad (3.14)$$

$$\bar{U}_{NA2} = -\bar{Z}_{H2}\bar{I}_{MA2} - (\bar{Z}_{N2} + \bar{Z}_{H2})\bar{I}_{NA2}. \quad (3.15)$$

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 протікає між вузлами М та N схеми, оскільки ці вузли електрично з'єднані між собою. Взаємний опір між цими вузлами будемо позначати як \bar{Z}_{MN0} . Для схеми нульової послідовності записуємо лише одне рівняння:

$$\bar{U}_{MA0} - \bar{U}_{NA0} = \bar{Z}_{MN0}\bar{I}_{NA0} \quad (3.16)$$

Для вирішення даної системи рівнянь щодо невідомих струмів і напруг послідовностей необхідно додатково сформулювати ще шість рівнянь, які відображають цей тип асиметрії. При однофазному короткому замиканні на землю фази В у вузлі М та фази С у вузлі N у схемі виникають такі граничні умови:

$$\bar{I}_{MA} = \bar{I}_{MA1} + \bar{I}_{MA2} + \bar{I}_{MA0} = 0; \quad (3.17)$$

$$\bar{U}_{MB} = a^2\bar{U}_{MA1} + a\bar{U}_{MA2} + \bar{U}_{MA0} = 0; \quad (3.18)$$

$$\bar{I}_{MC} = a\bar{I}_{MA1} + a^2\bar{I}_{MA2} + \bar{I}_{MA0} = 0; \quad (3.19)$$

$$\bar{I}_{NA} = \bar{I}_{NA1} + \bar{I}_{NA2} + \bar{I}_{NA0} = 0; \quad (3.20)$$

$$\bar{I}_{NB} = a^2\bar{I}_{NA1} + a\bar{I}_{NA2} + \bar{I}_{NA0} = 0; \quad (3.21)$$

$$\bar{U}_{NC} = a\bar{U}_{NA1} + a^2\bar{U}_{NA2} + \bar{U}_{NA0} = 0. \quad (3.22)$$

Шляхом використання рівнянь (3.17), (3.19), (3.20), (3.22) ми визначаємо взаємозв'язок між симетричними складовими струмів у місцях короткого замикання

$$\begin{aligned} a^2\bar{I}_{MA1} &= a\bar{I}_{MA2} = \bar{I}_{MA0} = \bar{I}_{M0}; \\ a\bar{I}_{NA1} &= a^2\bar{I}_{NA2} = \bar{I}_{NA0} = \bar{I}_{N0}. \end{aligned} \quad (3.23)$$

Додатковою умовою в цьому випадку є

$$\bar{I}_{MB} = -\bar{I}_{NC}. \quad (3.24)$$

Визначимо (3.24) через симетричні складові та враховуємо (3.63)

$$\bar{I}_{NA1} = -a\bar{I}_{MA1}; \quad a\bar{I}_{NA2} = -\bar{I}_{MA2}; \quad \bar{I}_{NA0} = \bar{I}_{MA0}. \quad (3.25)$$

Вираз (3.25) вказує на те, що симетричні компоненти струмів в обох точках короткого замикання тісно пов'язані між собою.

Розв'язуючи систему рівнянь (3.12) – (3.15), (3.17) – (3.23), і враховуючи (3.25), ми визначаємо симетричні компоненти струмів і напруг у точках короткого замикання та на шинах підстанції. Струми нульової послідовності у місцях пошкоджень визначаються шляхом відняття рівняння (3.22) від (3.18). У отриманому рівнянні використовуємо значення напруг послідовностей, замість яких підставляємо їхні вирази з (3.12) – (3.15), і враховуємо (3.25). Таким чином, в загальному вигляді

$$\bar{I}_{MA1} = (\bar{E}_{MA} - a^2\bar{E}_{NA})/(\bar{Z}_{M1} + \bar{Z}_{N1} + 3\bar{Z}_{H1} + \bar{Z}_{M2} + \bar{Z}_{N2} + 3\bar{Z}_{H2} + \bar{Z}_{MN0}). \quad (3.26)$$

Для запропонованого методу ВМП друга точка замикання через шунтувальний опір (точка М) розташована на шинах підстанції, тому в рівнянні (3.26) опори $\bar{Z}_{M1}, \bar{Z}_{M2}$ дорівнюють нулю. Співвідношення між струмами прямої і оберненої послідовностей і струмом нульової послідовності описуються виразом (3.25).

Для визначення векторів електричних величин пошкоджених фаз в місцях кз отримаємо через вектори фази А та оператори повороту фази \bar{a} та \bar{a}^2

$$\begin{aligned} \bar{F}_A &= \bar{F}_{A1} + \bar{F}_{A2} + \bar{F}_{A0}; \\ \bar{F}_B &= \bar{a}^2\bar{F}_{A1} + \bar{a}\bar{F}_{A2} + \bar{F}_{A0}; \\ \bar{F}_C &= \bar{a}\bar{F}_{A1} + \bar{a}^2\bar{F}_{A2} + \bar{F}_{A0}. \end{aligned} \quad (3.27)$$

Струми в місцях кз

$$\bar{I}_{MB} = -\bar{I}_{NC} = 3\bar{I}_{MA0} \quad (3.28)$$

При відомих значеннях струмів короткого замикання та навантаження розрахунок відстані до місця пошкодження виконується за алгоритмом, аналогічним тому, який застосовується для визначення місця міжфазного короткого замикання. Результати розрахунку відстані до місця пошкодження за запропонованим методом та за раніше відомим методом порівнюються у таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – Аналіз порівняльних характеристик дистанційних методів визначення відстані до місця однофазного замикання на землю.

Ділянка	L, км	I _к , А	U _р , В	L, км за існуючими методами	L, км за методом послідовного аналізу
100 1	0,231	342,10	52,71	0,35	0,30
1 2	0,753	334,23	167,95	0,86	0,82
2 8	0,981	312,82	205,40	1,09	0,99
8 9	1,386	303,20	281,35	1,52	1,45
9 11	1,624	294,77	320,93	1,87	1,75
11 12	2,138	275,75	394,81	2,28	2,29
12 14	2,356	270,65	427,40	2,45	2,38
14 16	2,491	264,30	441,29	2,65	2,57
16 19	2,798	250,35	469,17	2,86	2,80
19 20	3,089	247,07	511,01	3,24	3,15
20 21	3,346	237,80	533,27	3,53	3,44
21 22	3,865	230,62	597,52	3,98	3,9
22 23	3,927	219,37	577,20	4,08	3,98
23 25	4,068	216,49	589,92	4,26	4,19
25 27	4,303	213,29	614,77	4,54	4,43
2 3	0,926	232,45	144,06	1,20	0,98
3 5	1,141	230,49	176,05	1,36	1,18
16 17	2,616	220,86	387,26	2,86	2,78
22 30	4,291	213,34	613,49	4,58	4,42
30 32	5,048	208,94	706,54	5,47	5,34
32 34	5,928	203,54	808,28	6,42	6,32

Отже, в даному методі точність вимірювань залежить від точності вихідних даних та характеристик вимірювальної системи.

3.3 Висновки

Для дистанційного визначення відстані до місця міжфазного короткого замикання (КЗ) ефективним є метод, який ґрунтується на принципі фіксації реактивної складової напруги петлі КЗ (U_p) на шинах підстанції та врахуванні різниці струмів в момент виникнення КЗ на кожній лінії, що відходить від підстанції. Визначення відстані до місця КЗ (l_g) реалізується за допомогою переносного пристрою, який обробляє дві зафіксовані величини за алгоритмом $l_B = (U_p / (|I_{K3} - I_H|)) / x_{II}$. Застосування цього методу дозволяє підвищити точність визначення відстані до місця КЗ, виключивши вплив струму навантаження з інших приєднань та враховуючи неоднорідність розподільчої мережі. Для забезпечення надійності фіксації результатів вимірювань контролюється стан кожного приєднання.

Генерація точної інформації є критично важливою в даному методі, оскільки його точність в значній мірі залежить від якості початкових даних та параметрів вимірювальної системи. Наприклад, похибка у визначенні погонних опорів може досягати 20%. З урахуванням пропорційності між опором від шин підстанції до місця короткого замикання та відстанню між ними, ця похибка суттєво впливає на точність методу. При 20% похибці в первинних параметрах повітряної лінії, абсолютна похибка дистанційного методу може становити до 25% від загальної довжини лінії. Точне визначення розподілу струму навантаження вздовж живильної лінії 10 кВ є важливим для правильного визначення струму короткого замикання. Прогнозні оцінки рівнів струму ОЗЗ також вимагають точного визначення ємності лінії відносно землі, що визначає величину даного струму. Врахування більш точних методів прогнозування навантаження може значно знизити похибку при визначенні місць пошкоджень.

Оскільки графіки навантаження електроприймачів мають випадковий характер, використання стохастичних методів прогнозування навантаження є найбільш доцільним підходом. Метод, що враховує задану похибку

визначення розрахункового струму навантаження, визначає необхідну тривалість спостереження за зміною навантаження для окремої ТП на відгалуженні РМ.

Врахування аперіодичної складової струму короткого замикання в розподільних мережах 10 кВ може бути необов'язковим. В таких умовах можна ігнорувати насичення магнітопроводів вимірювальних трансформаторів струму в розподільних мережах даного класу напруги. Струм короткого замикання, представлений як аперіодична складова, може бути адекватно визначений через короткий період часу від моменту його виникнення.

Вдосконалення дистанційних методів ВМП при однофазному замиканні на землю може бути досягнуте за допомогою методу, який базується на штучному створенні режиму двофазного замикання на землю. Визначення відстані до місця однофазного замикання може відбуватися за допомогою вимірювання реактивної складової напруги петлі подвійного замикання та порівняння результатів з попередніми обчисленнями. Похибка вимірювань відстані до місця однофазного замикання залежить від похибки вимірювальної системи та точності вхідних даних.

РОЗДІЛ 4

ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

Розрахунок очікуваного економічного ефекту при використанні вдосконаленого дистанційного методу ВМП

Обладнання шин підстанції 10 кВ дистанційним вимірювачем і використання програми розрахунку відстані до місця пошкодження призводить до зменшення часу пошуку пошкодженої ділянки на лінії

$$\Delta t_{Пк} = t_{Пк} - t_{Пк}^{\text{дог}} = C_E \cdot L \cdot \Delta E_n^{\text{дог}}, \quad (4.1)$$

де $t_{Пк}^{\text{дог}}$ – час пошуку пошкодженої ділянки з врахуванням використання дистанційного вимірювача і програми розрахунку відстані до місця пошкодження;

C_E – постійна, яка відображає усереднені умови оперативного обслуговування мережі, що розглядається;

$\Delta E_n^{\text{дог}}$ – коефіцієнт, що відображає зміну кількості переїздів ОВБ при пошуку пошкоджень за рахунок використання дистанційного вимірювача;

L – довжина лінії, що розглядається.

Значення коефіцієнтів можна визначити за виразами

$$C_E = K_{KP} / v_a;$$

де K_{KP} – коефіцієнт кривизни доріг по відношенню до повітряної прямої, яка з'єднує кінцеві точки маршруту переїзду ОВБ;

$$\Delta E_n^{\text{дог}} = E_{П} - E_n^{\text{дог}}, \quad (4.2)$$

де $\Delta E_n^{\text{дог}}$ – відповідно коефіцієнт, що відображає кількість переїздів ОВБ при пошуку пошкодження без автоматизації процесу пошуку і з автоматизацією

$$\begin{aligned} E_{П} &= (K_{ВЛ} \cdot n(n+5)) / 3 \cdot (n+1); \\ E_{П}^{\text{авт}} &= K_{ВЛ} \frac{2n}{n+1}, \end{aligned} \quad (4.3)$$

де $K_{вл} = L_M/L$ – коефіцієнт, що характеризує ступінь розгалуженості лінії, який визначається як відношення довжини магістралі до повної довжини лінії; n – кількість роз'єднувачів, що встановлені в РМ.

Зниження недовідпуску електроенергії в розрахунку на одне аварійне відключення при міжфазному КЗ може визначатись як

$$\delta\Delta W^{\delta e} = C_E M_{\max} \Delta E_W^{\delta e} + C_E M_{\max} X_W, \quad (4.4)$$

де $\Delta E_W^{\delta e} = E_W - E_W^{\delta e}$;

$$M_{\max} = P \cdot L,$$

$X_W = \frac{1}{n(n+1)^2}$ – відповідно коефіцієнт, який відображає: зниження недовідпуску електроенергії за рахунок використання дистанційного вимірювача, вплив технічних характеристик лінії на процес пошуку пошкоджень;

P – розрахункове навантаження лінії.

$$E_W = 0,5K_{вл} \frac{0,17n^4 + 2,42n^3 + 5,08n^2 + 3,08n + 0,25}{(n+1)^3} \quad (4.5)$$

Тоді технічний ефект від встановлення дистанційного вимірювача буде визначатися величиною зменшення річного недовідпуску електроенергії споживачам

$$\delta\Delta W'^{\delta e} = \omega \cdot \Delta W^{\delta e}, \quad (4.6)$$

де ω – частота відмов ПЛ.

Отже, повний технічний ефект від установки вимірювача визначиться як сума ефектів по тих лініях, які до нього приєднані.

В загальному випадку при визначені економічної ефективності використання того чи іншого засобу підвищення надійності порівнюються два варіанти: перший – мережа без цих засобів; другий – в мережі встановлюються

засоби, що розглядаються. В цьому випадку затрати по першому варіанту відсутні, тому

$$E_2 = U_U^{\text{дв}} - Z_{\text{об}}; \\ \Delta U_U^{\text{дв}} = Z_H (\Delta W_0 - \Delta W^{\text{об}}) = Z_H \delta \Delta W^{\text{дв}}, \quad (4.7)$$

де ΔW_0 і $\Delta W^{\text{об}}$ – річний недовідпуск електроенергії по першому і другому варіантам;

$\delta \Delta W^{\text{об}}$ – зниження річного недовідпуску за рахунок використання засобів підвищення надійності;

$Z_{\text{дв}}$ – приведені затрати на установку на шини підстанції дистанційного вимірювача:

$\Delta U_n^{\text{об}}$ – зменшення річних експлуатаційних затрат через ненадійність електропостачання;

Z_H – питомі затрати.

В якості прикладу розглянуто мережу з такими параметрами:

$$L = 15 \text{ км},$$

$$K_{\text{кр}} = 1,3,$$

$$V_a = 20 \text{ км/год},$$

$$L_M = 6,6 \text{ км},$$

$$n = 100,$$

$$P = 2340 \text{ кВт},$$

$$V_x = 5 \text{ км/год},$$

$$Z_H = 1,215 \text{ грн / (кВт} \cdot \text{год)} [30],$$

$$E_H = 0,12.$$

За (4.3) визначаємо зниження тривалості етапу пошуку на лінії $\Delta t_{\text{п}} = 1,58$.

За формулою (4.4) визначимо зниження недовідпуску електроенергії в розрахунку на одне аварійне відключення при міжфазному к. з. $\delta\Delta W^{ог} \approx 1595$ кВт·год.

Сумарне зменшення втрат від використання вимірювача

$$\Delta U_U^{ог} = 1,215 \cdot 1595 = 1937,9 \text{ (грн.)}$$

Економічний ефект для однієї лінії складе

$$E_z = \Delta U_U^{ог} - Z_{ог} = 1937,9 - (2400 \cdot 0,12 + 1200) = 449,9 \text{ (грн.)}$$

Для підстанції від шин якої відходить n ліній, економічний ефект складає

$$E_z = n \cdot 500 = 100 \cdot 500 = 50000 \text{ (грн.)}$$

В результаті розрахунку очікуваного економічного ефекту від впровадження дистанційного методу і засобів визначення місця пошкодження було отримано, що економічний ефект для однієї окремо взятої лінії на одне аварійне відключення становитиме 500 грн. Даний ефект збільшиться прямо пропорційно до кількості ліній, що відходять від шин підстанції. Для ста ліній він становитиме близько 5000 грн.

РОЗДІЛ 5

ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

В цьому розділі магістерської дипломної роботи розробляються заходи з охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях в процесі експлуатації діагностичного комплексу визначення місця пошкоджень в розподільних мережах напругою 6-35 кВ.

Аналіз потенційних небезпек для електротехнічного оперативного персоналу, який розробляє та реалізує заходи та експлуатує діагностичний комплекс визначення місця пошкоджень в розподільних мережах напругою 6-35 кВ, проведемо за [31, 32]. Отже, під час експлуатації діагностичного комплексу визначення місця пошкоджень у діючих електроустановках необхідно передбачати заходи із запобігання впливу на працівників таких небезпечних і шкідливих виробничих факторів:

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, переважно аерозолі фіброгенної дії (металевий і будівельний 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 та емоційні навантаження, ступінь монотонності навантажень, режим роботи.

У цьому розділі будуть досліджені такі питання як технічні рішення щодо безпечної організації робочих місць, електробезпека, мікроклімат, склад

повітря робочої зони, виробниче освітлення, виробничий шум, виробничі вібрації, безпеки в надзвичайних ситуаціях для працівників в цілому та для об'єкта проектування під час його експлуатації.

5.1 Технічні рішення щодо безпечної експлуатації об'єкта

5.1.1 Технічні рішення щодо безпечної організації робочих місць

Підготовка робочого місця і допуск до виконання робіт з монтажу діагностичного комплексу визначення місця пошкоджень в розподільних мережах напругою 6-35 кВ здійснюється оперативно-ремонтним персоналом електричних станцій і підстанцій [34, 35].

Підготовка робочих місць і допуск можуть провадитись тільки з дозволу оперативних працівників, а на підприємствах, де таких працівників немає – з дозволу особи, яка видала наряд чи розпорядження за узгодженням з особою, відповідальною за електрогосподарство. Забороняється змінювати передбачені нарядом (розпорядженням) заходи по підготовці робочих місць. В разі виникнення сумніву в достатності і правильності заходів з підготовки робочого місця і можливості безпечного виконання роботи, ця підготовка має бути припинена.

Підготовку робочих місць, як правило, виконують два працівники, які мають право на оперативні перемикання в даній електроустановці. Дозволяється виконувати підготовку робочого місця керівнику робіт з одним із членів бригади, якщо вони мають права на оперативні перемикання в даній електроустановці. Підготовку робочого місця може виконувати один працівник, крім встановлення переносних заземлень в електроустановках понад 1000 В і виконання перемикань, що здійснюються на двох і більше приєднаннях в електроустановках понад 1000 В, що не мають діючих пристроїв блокування роз'єднувачів від неправильних дій.

Допускач разом з керівником робіт повинні перевірити виконання технічних заходів з підготовки робочого місця. Якщо керівник робіт суміщає

обов'язки допускателя, то таку перевірку він виконує з одним із членів бригади, який має групу III.

Допуск до роботи за нарядами та розпорядженнями слід провадити безпосередньо на робочому місці. Допуск провадиться після перевірки технічних заходів з підготовки робочого місця. В цьому разі допускателю має:

- перевірити, чи відповідає склад бригади зазначеному у наряді або розпорядженні, та наявність у членів бригади посвідчень про перевірку знань;

- провести інструктаж: ознайомити бригаду зі змістом наряду, розпорядження; зазначити межі робочого місця і підходи до нього; показати найближче до робочого місця устаткування та струмопровідні частини приєднань, що ремонтуються, та суміжних, до яких забороняється наближатися незалежно від того, перебувають вони під напругою чи ні;

- довести бригаді, що напруга відсутня, показом встановлених заземлень та перевіркою відсутності напруги, якщо заземлення не видно з робочого місця, а в електроустановках 35 кВ і нижче (де дозволяє конструктивне виконання) з наступним дотиком рукою до струмопровідних частин, після перевірки відсутності напруги.

Після інструктажу допускателя бригаду повинен проінструктувати керівник робіт щодо безпечного виконання робіт, використання інструменту, пристосувань, механізмів і вантажопідіймальних машин. Без проведення інструктажу допуск бригади забороняється. Проведення інструктажу і допуску оформляються підписами допускателя і керівника робіт (наглядача) в таблиці 3 наряду із зазначенням дати і часу. Допуск оформлюється в обох примірниках наряду, з яких один залишається у керівника робіт (наглядача), а другий – у допускателя. Коли керівник робіт суміщає обов'язки допускателя, допуск оформлюють в одному примірнику наряду.

Під час роботи за розпорядженням час допуску реєструють в журналі обліку робіт за нарядами і розпорядженнями.

5.1.2 Електробезпека

Тип електромережі, що контролюється: двохпровідна постійного струму напругою 110 та 220 кВ. Категорія умов з небезпеки електротравматизму – з підвищеною небезпекою, у зв'язку з наявністю струмопровідної підлоги.

Основні технічні засоби і заходи забезпечення електробезпеки при нормальному режимі роботи електроустановок включають:

- ізоляцію струмопровідних частин;
- недоступність струмопровідних частин;
- засоби орієнтації в електроустановках;
- виконання електроустановок, ізольованих від землі;
- захисне розділення електричних мереж;
- компенсацію ємкісних струмів замикання на землю;
- вирівнювання потенціалів.

Електроінструмент, переносні лампи, знижувальні трансформатори і перетворювачі частоти струму необхідно перевіряти один раз на місяць на відсутність замикання на корпус, цілісність заземлювального контуру, цілісність ізоляції живильних проводів та відсутність оголених струмопровідних частин. Переносні трансформатори необхідно перевіряти також на відсутність замикання між обмотками високої і низької напруги.

5.2 Технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії

5.2.1 Мікроклімат

Параметри мікроклімату в виробничому приміщенні [36], де встановлена лінія, наведено в таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 – Нормування параметрів мікроклімату на непостійних робочих місцях

Період року	Категорія робіт	Температура, °С	Відносна вологість	Швидкість руху
Теплий	ІІб	15-29	70 при 25°С	0,2-0,5
Холодний	ІІб	13-23	не більш 75	не більш 0,4

Для забезпечення потрібних за нормативами параметрів мікроклімату проектом передбачено [37]:

1. Утеплення фасаду будівлі
- 2 Встановлено вентиляцію приміщень

5.2.2. Склад повітря робочої зони

В умовах, що розглядаються в роботі, можливим забруднювачем повітря може бути пил нетоксичний [36].

Характерні забруднюючі речовини для виробничого приміщення наведені в таблиці 5.2

Таблиця 5.2 – Характерні забруднюючі речовини для виробничого приміщення

Найменування речовини	ГДК, мг/м ³		Клас небезпечності
	Максимально разова	Середньодобова	
Пил нетоксичний	0,5	0,15	4

Для забезпечення складу повітря робочої зони в роботі передбачені такі рішення [37]:

- Робочі місця, де можливе виділення пилу та, обладнані вентиляційними пристроями, які повинні бути постійно готовими до роботи.
- Будь-які порушення у системі вентиляції відображаються попереджувальними сигнальними пристроями.
- Установки для кондиціонування повітря або механічні вентиляційні установки під час їх роботи не створюють для працівників протягів.

5.2.3 Виробниче освітлення

Штучне освітлення в будівлі запроектоване загальне, освітлення, за якого світильники розміщуються рівномірно у верхній зоні приміщення (загальне рівномірне освітлення). Нормовані значення виробничого освітлення наведені в таблиці 5.3.

Характеристика зорових робіт – середньої точності.

Відповідно до ДБН В.2.5-28-2018 [39] розряд зорової роботи IV, підрозряд «г».

Таблиця 5.3 – 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 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	г	середній великий великий	світлий світлий середній	-	200	4	2,4

Для забезпечення нормованого значення освітлення у проекті передбачено:

- використання природного та штучного освітлення;
- штучне освітлення повинне бути рівномірне та достатньо інтенсивне;
- світло не повинне створює різких тіней на місцях роботи, значних контрастів між освітленим робочим місцем і навколишньою обстановкою;
- штучне світло не створює зайвих відблисків у полі зору працівника.

5.2.4 Виробничий шум

Джерелами шуму, що розглядаються в роботі, для працівників є шум будівельних машин і механізмів. Допустимі рівні звукового тиску і рівні звуку для постійного (непостійного) широкопasmового (тонального) шуму наведено в таблиці 5.4

Таблиця 5.4 Допустимі рівні звукового тиску і рівні звуку для постійного (непостійного) широкосмугового (тонального) шуму

Характер робіт	Допустимі рівні звукового тиску (дБ) в стандартизованих октавних смугах середньгеометричними частотами (Гц)									Допустимий рівень звуку, дБА
	32	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Основні виробничі приміщення	86	71	61	54	49	45	42	40	38	50

Для забезпечення допустимих параметрів шуму (поліпшення шумового клімату) в приміщенні проектом передбачено:

- раціональне розташування робочих місць;
- постійний контроль режиму праці і відпочинку працівників;
- обмеження застосування обладнання та використання робочих місць, що не відповідають санітарно-гігієнічним вимогам.

5.2.5 Виробничі вібрації

Вібрацією називають механічні коливання пружних тіл або систем, коли відбувається переміщення центра їх ваги в просторі відносно статичного стану. Загальна вібрація передається на тіло через опорні поверхні людини, що стоїть чи сидить (підшви ніг або сидниці).

Допустимі рівні загальної вібрації на постійних місцях у виробничих приміщеннях наведені в таблиці 5.

Таблиця 5 – Допустимі рівні вібрації на постійних місцях

Вид вібрації	Октавні смуги з середньгеометричними частотами, Гц									
	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500	1000
Загальна вібрація: На постійних робочих місцях в виробничих приміщеннях	$\frac{1,3}{108}$	$\frac{0,45}{99}$	$\frac{0,22}{93}$	$\frac{0,2}{92}$	$\frac{0,2}{92}$	$\frac{0,2}{92}$	-	-	-	-

В чисельнику середньоквадратичне значення вібрації, м/с 10^{-2} , знаменнику - логарифмічні рівні вібрації, дБ.

Основними методами колективного віброзахисту є зниження вібрації шляхом дії на джерело виникнення: відстрочка від режиму резонанс; динамічне гасіння коливань, заміна конструктивних елементів уставок і будівельних конструкцій. Засоби індивідуального захисту діляться на засоби для ніг, рук та тіла працюючого.

5.2.6 Психофізіологічні фактори

а) Класи умов праці за показниками важкості праці:

Загальні енергозатрати організму (кґ/м): Зовнішнє фізичне динамічне навантаження, виражене в одиницях механічної роботи за зміну, кґ/(Вт); При регіональному навантаженні (для чоловіків) – 12000(40); При загальному навантаженні (за участю м'язів рук, тулуба, ніг) – 40000(80); Маса вантажу, що постійно підіймається – до 25.

Стереотипні робочі рухи: При локальному навантаженні (участь м'язів кистей та пальців рук)- до 60 000; При регіональному навантаженні(участь рук та плечового суглоба) – до 30 000; Статичне навантаження (кґ/с): Двома руками (чоловіки) – до 70 000; За участю м'язів тулуба та ніг – до 200 000.

Робоча поза: Періодичне перебування в незручній позі (робота з поворотом тулуба, незручним розташуванням кінцівок) до 25% часу зміни.

Нахил тулуба: Вимушені нахили протягом зміни – 150 разів; Переміщення у просторі(переходи задля технологічного процесу) – більше 12

б) Класи умов праці за показниками напруженості праці:

Інтелектуальні навантаження: Зміст роботи – рішення складних завдань з вибором за алгоритмом; Сприймання інформації та їх оцінка - сприймання інформації з наступною корекцією дій та операцій; Розподіл функцій за ступенем складності завдання - обробка, контроль, перевірка завдання.

Сенсорні навантаження: Зосередження (%за зміну) – до 50; Щільність сигналів (звукові за 1 год) – до 150; Навантаження на слуховий аналізатор (%)

– розбірливість слів та сигналів від 50 до 80; Навантаження на голосовий апарат (протягом тижня) – від 20 до 25.

Емоційне навантаження: Ступінь відповідальності за результат своєї діяльності – є відповідальним за функціональну якість основної роботи; Ступінь ризику для власного життя – вірогідний; Ступінь відповідальності за безпеку інших осіб – є відповідальним за безпеку інших.

Режим праці: Тривалість робочого дня – більше 8 год; Змінність роботи – однозмінна (без нічної зміни).

5.3 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи діагностичного комплексу визначення місця пошкоджень в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій.

При взаємодії гама-випромінювань з атомами і молекулами середовища останнім передаються імпульси енергії. Основна частина енергії витрачається на передачу поступального руху електронам і іонам, які утворилися в результаті іонізації. Володіючи великою енергією, первинні електрони виробляють подальшу іонізацію, яка також призводить до утворення полів і струмів. Виникаючі в результаті цього тимчасові електричні і магнітні поля являють собою електромагнітний імпульс (ЕМІ)

Актуальність проблеми безпеки у надзвичайних ситуаціях найбільше наочно виявляється в сучасному світі, що стикається з різноманітними загрозами та ризиками. При цьому реагування на надзвичайній ситуації вимагає відновлення роботи інфраструктури, а також оперативного та ефективного виявлення пошкоджень та їх подальшої ліквідації. У цьому контексті використання діагностичних комплексів для визначення уражених місць викликає негативний вплив на ефективність елементів системи, оскільки він дозволяє оперативно та точно визначити обсяг та місце негативного впливу.

Дослідження стійкості роботи діагностичного комплексу в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій стає незвичайним напрямком у розвитку сучасних технологій безпеки. Враховуючи широкий спектр

можливих небезпек та непередбачуваності умов, в яких можна доцільно використовувати такі системи, їх надійний функціонал та стійкість залишаються ключовими аспектами забезпечення успішної боротьби з наслідками надзвичайних ситуацій.

Тому, дослідження та розробка технологій, спрямованих на забезпечення стійкості роботи діагностичних комплексів в умовах надзвичайних ситуацій, має значення для вирішення проблем.

5.3.1 Дослідження стійкості роботи діагностичного комплексу визначення місця пошкодження в умовах дії загрозливих чинників.

За критерій стійкості роботи системи діагностичного комплексу визначення місця пошкоджень, що розробляється, приймається допустима доза $D_{don}(P)$ або граничне значення рівня радіації $P_{cp} (P/год)$, при яких система буде нормально працювати.

Визначаємо граничні значення дози опромінення D_{cp} і для елементної бази системи, при яких виникають незворотні зміни. Отримані данні заносимо в таблицю 5.0

Таблиця 5.0 – Граничні значення експозиційних доз електроприводу насосної станції

№	Блок	Елементи блоків діагностичного комплексу	$D_{зв.}(P)$	$D_{зв.}(P)$
1	БЖ	Транзистори КТ3102В	10^5	10^4
		Діоди загального призначення S1M	10^5	
2	БП	Конденсатори SMD1206 1nf, 16V	10^6	
		Резистори SMD1206 0,125 - 10кОм	10^6	
3	БКП	Мікросхеми PIC16F877	10^4	
		Діелектрики GTP15	10^4	

Визначаємо можливу дозу опромінення D_M за формулою (5.1)

$$D_M = \frac{2 * P_{1max} * (\sqrt{t_k} - \sqrt{t_n})}{k_{осл}} \quad (5.1)$$

де P_{1max} – максимальне значення рівня радіації ($P_{1max}=4,03P/год$); t_k – час наробки на відказ ($t_k=26280$ год);

t_n – час початку опромінення ($t_n=1$ год);

$k_{осл}$ – коефіцієнт послаблення радіації будинком ($k_{осл}=1$).

$$D_M = \frac{2*4.03*(\sqrt{26280}-\sqrt{1})}{1} = 1298,5 (P); \quad (5.2)$$

Порівнюючи граничне значення дози опромінення з можливою, ми бачимо, що:

$$D_{cp} > D_M (10^4 > 1298,5).$$

Визначимо допустимий час роботи блоку живлення t_{d1} в заданих умовах за формулою:

$$t_d = \left(\frac{D_{гр} * k_{осл} + 2 * P_{1max} * \sqrt{t_n}}{2 * P_{1max}} \right)^2 \quad (5.3)$$

$$t_d = \left(\frac{10^5 * 1 + 2 * 4,03 * \sqrt{1}}{2 * 4,03} \right)^2 = 1539 * 10^5 (\text{год}).$$

Визначимо допустимий час роботи блоку управління t_{d2} в заданих умовах за формулою:

$$t_{d2} = \left(\frac{10^7 * 1 + 2 * 4,03 * \sqrt{1}}{2 * 4,03} \right)^2 = 1539 * 10^9 (\text{год}).$$

Визначимо допустимий час роботи операційної плати t_{d3} в заданих умовах за формулою:

$$t_{d3} = \left(\frac{10^8 * 1 + 2 * 4,03 * \sqrt{1}}{2 * 4,03} \right)^2 = 1539 * 10^{10} (\text{год}).$$

Отже, можлива доза опромінення елементної бази $D_M = 1298,5 P$, а $D_{cp} = 10^5 P$. Тому дьягностичного комплексу визначення місця пошкодження є не стійкою в умовах дії іонізуючого випромінювання. Допустимий час роботи системи в заданих умовах становить для блоку живлення $1539 * 10^5$ год, для блоку управління $1539 * 10^9$ год, і для операційної панель $1539 * 10^{10}$ год.

5.3.2 Дослідження стійкості роботи дьягностичного комплексу контролю роботоздатності ізоляції в умовах дії електромагнітного імпульсу.

При оцінці впливу електромагнітного імпульсу (ЕМІ) на струмопровідні елементи необхідно врахувати, що ЕМІ має горизонтальну та вертикальну

складові напруженостей електричного поля і тому повинні визначитися значення напруг на вертикальних та горизонтальних ділянках ліній. Так як для живлення силового обладнання використовується мережа живлення змінної напруги 380В, а кола управління – постійної 24В, то проведемо розрахунок стійкості роботи для обох мереж живлення.

$$U_{\Gamma} = E_{\text{в}} \cdot L_{\Gamma}, \quad (5.4)$$

де $E_{\text{в}} = 10,08$ – величина електромагнітного імпульсу (кВ/м);

L_{Γ} – довжина горизонтальної струмопровідної частини системи (м)

$$U_{\Gamma} = 10,08 \cdot 0,9 = 9,072 \text{ (кВ/м)}.$$

$$U_{\text{в}} = E_{\text{в}} \cdot L_{\text{в}} \text{ [В]}, \quad (5.5)$$

де $E_{\text{в}}$ – величина електромагнітного імпульсу (кВ/м);

$L_{\text{в}}$ – довжина горизонтальної струмопровідної частини системи (м).

$$U_{\text{в}} = 10,08 \cdot 1,2 = 12,096 \text{ (В/м)}.$$

Допустиме коливання напруги живлення:

$$U_{\text{доп}} = U_{\text{ж}} + \frac{U_{\text{ж}}}{100} * N, \text{ [В]},$$

де N - відсоток допуску.

Для силового кола ($U_{\text{ж}} = 380\text{В}$)

$$U_{\text{ж}} = 380 + \frac{380}{100} * 5 = 399 \text{ (В)}.$$

Для кола управління ($U_{\text{ж}} = 24\text{В}$)

$$U_{\text{доп}} = 24 + \frac{24}{100} * 5 = 25,2 \text{ (В)}.$$

Визначаємо коефіцієнти безпеки для кола управління ($U_{\text{ж}} = 24\text{В}$):

Вертикальної

$$K_{\text{БВ}} = 20 * \lg \left(\frac{399}{10,88} \right) = 31,28 \text{ (дБ)}.$$

Горизонтальної

$$K_{БГ} = 20 * \lg\left(\frac{399}{8,16}\right) = 33,78 \text{ (дБ)}.$$

Визначаємо коефіцієнти безпеки для кола управління ($U_{ж} = 24\text{В}$):
Вертикальної

$$K_{БВ} = 20 * \lg\left(\frac{25,2}{13,30}\right) = 5,55 \text{ (дБ)}.$$

Горизонтальної

$$K_{БГ} = 20 * \lg\left(\frac{25,2}{8,46}\right) = 9,48 \text{ (дБ)}.$$

Так як для обох мереж живлення $K_{БВ} < 40$ дБ, $K_{БГ} < 40$ дБ, то можна зробити висновок що периферійне обладнання не буде працювати стійко. Зведемо отримані результати в таблицю 5.6

Таблиця 5.6 – Результати обчислення стійкості роботи управління діагностичного комплексу визначення місця пошкоджень до ЕМІ.

Напруга живлення	$L_в$, м	$L_г$, м	$K_{БВ}$	$K_{БГ}$	Стійкість
Силове коло 380, В	1,2	0,9	31,28	33,78	нестійка
Коло управління 24, В	1,1	0,7	5,55	9,48	нестійка

5.3.3 Розробка превентивних заходів по підвищенню стійкості роботи діагностичного комплексу визначення місця пошкоджень в умовах надзвичайних ситуацій.

Робота діагностичного комплексу визначення місця пошкоджень під дією іонізуючих випромінювань досить стійка, але за для підвищення стійкості роботи електрообладнання краще застосувати вибіркоче екранування систем управління обладнання і електроніки. [40, 41]

Для захисту від ЕМІ розрахуємо необхідний екран. Щоб визначити якої товщини необхідно застосувати екран, знайдемо перехідне затухання екрану:

$$A = K_{Бном} + K_{Бmin}, \quad [\text{дБ}], \quad (5.7)$$

де $K_{Бном}$ – номінальний коефіцієнт безпеки ($K_{Бном} = 40\text{дБ}$);

$K_{Бmin}$ – мінімальний коефіцієнт безпеки отриманий під час розрахунків.

Для силового кола ($U_{ж} = 380\text{В}$)

$$A_{380B} = 40 + 31,28 = 71,28 \text{ (дБ)}.$$

Для кола управління ($U_{жс} = 24\text{В}$)

$$A_{24B} = 40 + 5,55 = 45,55 \text{ (дБ)}.$$

Товщину захисного екрану знайдемо за формулою:

$$t = \frac{A}{5,2 * \sqrt{f}}, \text{ [см]}, \quad (5.8)$$

де A – перехідне затухання екрану;

f – найбільш характерна частота (15 кГц).

Отже, для обладнання силового кола товщина екрану:

$$t_{380B} = \frac{71,28}{5,2 * \sqrt{15000}} = 0,11 \text{ (см)}.$$

Для обладнання кола управління товщина екрану:

$$t_{24B} = \frac{45,55}{5,2 * \sqrt{15000}} = 0,07 \text{ (см)}.$$

Таким чином, головне призначення захисних пристроїв від електромагнітних імпульсів (ЕМІ) є уникнення проникнення цих струмів до чутливих вузлів та елементів обладнання. У кожному конкретному випадку важливо знайти оптимальні та економічно ефективні методи захисту для електричної апаратури і системи. Розглянемо ключові методи захисту:

1. Металеві екрани: Ці екрани відбивають електромагнітні хвилі та поглинають високочастотну енергію. Через заземлену систему, струм, індукований ЕМІ, стікає в землю, залишаючи електронні пристрої, розташовані в металевих коробках чихах, непошкодженими.

2. Сполучні кабелі для захисту: Ці кабелі розташовані в земляних траншеях під бетонними або цементними підлогами будівлі або вкладені в заземлені сталеві короби. Розділення кабелів та їх направлення до різних шаф з трансформаторами надійні. Ізольовані фрагменти фільтрів сигналів

демонструють високий опір ізоляції та низьку ємність проводів щодо землі. Також використовуйте фільтри від високочастотних перешкод.

3.Захисні розрядники: Вони призначені для розімкнення лінії або відведення енергії з використанням запобігання пошкодження обладнання. Рекомендовані для захисту можуть бути плавкі запобіжники та захисні вхідні пристрої, що реагують на перевищення струму чи напруги в ланцюзі.

4. Грозозахисні пристрої: забезпечують безпечне проведення великих розрядів до землі без пошкодження ізоляційних елементів ліній.

5. Захист периферійних пристроїв: Забезпечують захист окремих елементів системи.

Ці методи та засоби захисту повинні впроваджуватися у всіх видах електротехнічної та електронної апаратури, з урахуванням впливу електромагнітного імпульсу для забезпечення стабільності фільтрів сигналів траєкторних вимірювань у ситуаціях мирowego та воєнного часу.

Висновок: Внаслідок ретельних обчислень було встановлено, що функціонування діагностичного комплексу для визначення місця пошкоджень за умов рівня радіації на рівні 4,03 Р/год є вразливим перед впливом електромагнітних перешкод (ЕМІ). При цьому застосування екранування РЕА виявилось ефективним і відчутно підвищило стійкість системи в умовах воздействия електромагнітного імпульсу.

Внаслідок впровадження екранів у систему забезпечено стійке функціонування до досягнення значення напруженості вертикальної складової на рівні 10,08 кВ/м. Зменшення довжини струмопровідних провідників, шляхом удосконалення схемоусаткування РЕА, представляє собою додатковий спосіб підвищення стійкості апаратури перед випромінюванням.

У підсумку, встановлено, що застосування екранування системи, з використанням екрана товщиною не менше 1,6 мм зі сталі, дозволяє забезпечити стійке функціонування системи діагностичного комплексу для визначення місця пошкоджень в умовах впливу електромагнітного імпульсу.

ВИСНОВКИ

У магістерській роботі був проведений аналіз існуючих методів та засобів виявлення пошкоджень у розподільних мережах напругою 6-10 кВ. Метод для визначення відстані до місця однофазного замикання на землю був вдосконалений. Цей метод передбачає послідовний аналіз нормального та аварійного режимів роботи при постійному контролі активного опору ізоляції мережі відносно землі. При досягненні граничного значення опору можна визначити пошкоджену фазу, шляхом штучного короткочасного замикання непошкодженої фази та фіксації струму аварійного режиму разом із реактивною складовою напруги петлі подвійного замикання на землю. Результатом цих дій є розрахунок відстані до місця однофазного замикання, що дозволяє визначити точне місце пошкодження при замиканні через великий перехідний опір (спікання землі біля опори чи обрив проводу) та скоротити час пошуку пошкодження.

Крім того, розроблено методику, яка базується на пошуку пошкодженої ділянки шляхом послідовного ділення мережі. Цей метод використовує статичні та динамічні характеристики об'єкта і забезпечує вибір оптимальної стратегії пошуку для кожного виду пошкодження, методу пошуку та засобу контролю. Запропонована методика представляє собою систему оптимізованих алгоритмів, які розраховуються заздалегідь для кожної лінії з використанням електронно-обчислювальних засобів.

Результати роботи включають розробку діагностичного комплексу виявлення пошкоджень, що дозволяє дистанційно визначати відстань до місця пошкодження (міжфазного короткого замикання та однофазного замикання на землю) при використанні обраної елементарної бази, забезпечуючи при цьому похибку, яка не перевищує 6% від загальної довжини лінії електропередачі.

Очікуваний економічний ефект від впровадження дистанційного методу і засобів визначення місця пошкодження було отримано, становитиме 500 грн для однієї окремо взятої лінії на одне аварійне відключення. Ефект

збільшиться прямо пропорційно до кількості ліній, що відходять від шин підстанції.

Розділ охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях присвячений питанням безпеки експлуатації РЕМ 6-35 кВ.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. IEEE Std 142™-2007 IEEE Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems // Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2007. – 74p. DOI: 10.1109/IEEESTD.2007.4396963. Точка доступу: <https://ieeexplore.ieee.org/document/4396963>
2. Правила улаштування електроустановок. Видання офіційне. Міненерговугілля України. Х.: Форт, 2017. 760с.
3. Посібник з вивчення правил улаштування електроустановок. Розділ 1 загальні правила. Глава 1.7 Заземлення і захисні заходи електробезпеки / В.Г. Стафійчук, В.Г. Сантоцький, І.Я. Капець, А.О. Квіцинський. К.: «АСЕЛЕНЕРГО», 2008. 156с.
4. Kutin V. Workability conditions determination of network distribution with overhead lines power transmission with the 6-35 kV./ V Kutin, M Kutina, A Kovalov // Second International Conference on Sustainable Futures: Environmental, Technological, Social and Economic Matters (ICSF 2021) Kryvyi Rih, Ukraine, May 19-21, 2021. E3S Web of Conferences 280, 05008 (2021). DOI: <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202128005008/>
5. Кутіна М. В., Завальнюк О.В. Діагностичний комплекс визначення місця пошкоджень в розподільних мережах напругою 6-35 кВ. Матеріали ЛІІ науково-технічної конференції підрозділів Вінницького національного технічного університету (НТКП ВНТУ–2024). Збірник наукових праць [Електронний ресурс], Вінниця: ВНТУ, 2023-2024. Режим доступу: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/all-feeem/all-feeem-2024/paper/view/19642/16264>

6. Квицинський А.О., Шеліманова О.В. Розрахунок процесу термічного ураження залізобетонних опор струмами однофазного замикання на землю // Техніка та енергетика. 2016. №242. С.204-210. Режим доступу: <http://journals.nubip.edu.ua/index.php/Tekhnica/article/view/8017>

7. Квицинський А. О. Експериментальні дослідження процесу термічного ураження залізобетонних опор струмами однофазного замикання на землю / А.О. Квицинський, О.В. Шеліманова, В.Г. Сантоцький // Науковий вісник Національного університету біоресурсів і природокористування України. Серія : Техніка та енергетика АПК. 2017. Вип. 268. С.196-204. Режим доступу: http://nbuv.gov.ua/UJRN/nvnau_tech_2017_268_26.

8. ГКД 34.20.507-2003. Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила (у редакції наказу 2019р.). – Х.: Індустрія, 2019. – 592с.

9. John D. McDonald. Electric Power Substations Engineering. Third Edition. CRC Press, 2012. 536р.

10. Коваленко Л.Р., Коваленко О.І. Удосконалення методів визначення місць однофазних замикань на землю в мережах 10 та 35 кВ // Праці ТДАТУ. 2015. Вип.15, Т.2. С.223-229.

11. Пат. № 64352 А України, МКИ 7 G01R31/08, Фіксатор короткого замикання. Черемісін М. М., Зубко В. М., Коробка В. О., Сідоров Г. А., Пироженко А. А. №2003054513; Заявлено 20.05.2003; Опубл. 16.02.2004, Бюл. №2.

12. Зубко В.М. Ефективність моніторингу замикань в мережах з ізольованою нейтраллю / В.М. Зубко, В.О. Коробка, О.В. Мірошник та ін. // Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства ім. Петра Василенка. 2010. Вип. 102. С. 21-23.

13. A3 Group, “Kit of faulted circuit indicators,” OHL Fault Indicators Lodestar CL25. [Online]. URL: <https://www.a3.energy/products-bottom/ohl-fault-locator/lodestar-cl25-detail>. (дата звернення:10.11.2019)

14. LineTroll 111K Точка доступу:
<http://www.nortroll.no/products/linetroll/linetroll-111k>

15. Patent US 2014/077820 A1 GSM/GPRS based method, system and computer programs to determine and locate high impedance faults on medium voltage distribution networks in high resistivity
<https://patents.google.com/patent/US20140077820A1/en?q=US+2014%2f077820+A1>

16. Patent US 2007/059986 A1, Communicating faulted circuit indicator apparatus and method of use thereof
<https://patents.google.com/patent/US20070059986A1/en?q=US+2007%2f059986+A1>

17. Сопель М.Ф., Гребченко М.В., Максимчук В.Ф., Пилипенко Ю.В. Визначення місця однофазного замикання на землю в умовах електромагнітного впливу на повітряні лінії сигналізації, централізації та блокування залізниць // Технічна електродинаміка. 2019. №1. С.50-54. doi: 10.15407/techned2019.01.050

18. Стогній Б.С., Гребченко М.В., Максимчук В.Ф., Пилипенко Ю.В. Вдосконалення методу визначення місця однофазного замикання на лініях сигналізації, централізації та автоблокування залізниць // Технічна електродинаміка. 2020. №1. С.48-57. doi: 10.15407/techned2020.01.048

19. Баран П.М., Кідиба В.П., Пришляк Я.Д., Сабадаш І.О. Автоматичне повторне ввімкнення в електричній мережі з ізольованою нейтраллю за

однофазного замикання на землю // Електроенергетичні та електромеханічні системи. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2020. Том 2. №1. С.1-7. doi: 10.23939/sepes2020.01.001

20. Буйний Р.О., Діхтярук І.В., Калюжний Ю.О., Квицинський А.О. Застосування роз'єднувачів нового покоління у схемах автоматизованого секціонування розподільних мереж напругою 6-10 кВ // Енергетика та електрифікація. 2013. №4. С.34-40.

21. Діхтярук І. В. Підвищення надійності електропостачання споживачів в повітряних розподільних мережах напругою 10кВ за рахунок секціонування автоматичними роз'єднувачами [Електронний ресурс] : автореф. дис. канд. техн. наук : спец. 05.14.02 : галузь знань 141 / Ігор Віталійович Діхтярук ; [наук. керівник Буйний Р. О.] ; Нац. техн. ун-т "Харків. політехн. ін-т". Харків, 2018. 20 с. Бібліогр.: с. 17-18.

22. Плешков П.Г. Розробка методу пошуку місця пошкодження при однофазному замиканні на землю. / П.Г. Плешков, М.В. Кубкін, О.С. Шепель // Матеріали всеукраїнської науково-практичної інтернет-конференції «Перспективні напрямки інформаційних і комп'ютерних систем та мереж, комп'ютерно-інтегровані технології у промисловості, телекомунікаціях, енергетиці та транспорті». – Кропивницький, 2019. С. 136-138. Режим доступу: <http://www.kntu.kr.ua/doc/science/zahody/zdob/2019/26.pdf#page=137>

23. Кутіна М. В. Захист від аварійних режимів розподільних мереж зі складною топологією / М. В. Кутіна // Вісник Кременчуцького державного політехнічного університету імені Остроградського. 2007. №3(44) С. 129-131.

24. Кутіна М. В. Метод виявлення обриву лінії в повітряних розподільних мережах напругою 6-35 кВ / М. В. Кутіна, М. О. Ілюхін // Вісник

Кременчуцького державного політехнічного університету імені Остроградського. 2009. №4 (57), Ч.1. С. 166-167. ISSN 1995 – 0519.

25. О. Ю. Егорова, О. Б. Егоров, Т. А. Карова. Порівняльний аналіз методів визначення місця пошкодження ПЛЕП. Харків, УПА. 2009, № 2. С. 141-144

26. Пат. на винахід №121486 України. МПК (2020) С2 13 Спосіб визначення місця пошкодження розгалуженої лінії електропередачі з декількома джерелами живлення / О.В. Андреев, П.П. Мартинчук, І.І. Полещук, М.Ф. Хоменко ; заявник і патентовласник Житомирський державний технологічний університет. № а 2017 05212 ; заяв. 10.11.2017; опубл. 10.06.2020, Бюл. № 21. 5 с

27. Кутіна М. В. Система захисту від обриву проводу та пошук місця пошкодження в розподільних мережах напругою 6-35 кВ / М. В. Кутіна // Теоретична електродинаміка. 2012. №2. С. 46-48. ISSN 1997 – 9266.

28. Матвієнко С. В. Моніторинг технічного стану електричних мереж з ізолюваною нейтраллю на основі розподіленої системи RC-фільтрів з обмежувачами перенапруг та телеметрією напруг / С.В. Матвієнко, В.П. Янович, О.О. Рубаненко, В.В. Явдик // Збірник наукових праць ВНАУ: Серія техніка, енергетика, транспорт АПК. 2018. № 2. С. 48 – 53.

29. Матвієнко С. В. Моніторинг технічного стану електричних мереж з ізолюваною нейтраллю на основі розподіленої системи RC-фільтрів з обмежувачами перенапруг та телеметрією напруг / С.В. Матвієнко, В.П. Янович, О.О. Рубаненко, В.В. Явдик // Збірник наукових праць ВНАУ: Серія техніка, енергетика, транспорт АПК. 2018. № 2. С. 48 – 53.

30. Тарифи на електроенергію для споживачів ПАТ "Вінницяобленерго" .
- URL: http://www.hoe.com.ua/index_21.html

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

32. 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->.

33. ДБН А.3.2-2-2009. ССБП. Охорона праці і промислова безпека у будівництві. Основні положення. URL: https://dbn.co.ua/load/normativy/dbn/dbn_a322_2009/1-1-0-945.

34. ДСТУ Б В.2.5-82:2016. Електробезпека в будівлях і спорудах. Вимоги до захисних заходів від ураження електричним струмом. К. : ДП «УкрНДНЦ», 2016. 109 с.

35. НПАОП 40.1-1.32-01 (ДНАОП 0.00-1.32-01) Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок (Правила устройства электроустановок. Электрооборудование специальных установок). URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0272203-01#Text>.

36. ДСН 3.3.6.042-99 Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. URL: <http://mozdocs.kiev.ua/view.php?id=1972>.

37. ДБН В.2.5-67:2013. Опалення, вентиляція та кондиціонування. К. : Мінрегіонбуд України, 2013. 149 с.

38. ДБН В.2.5-28:2018 Природне і штучне освітлення. URL: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=79885

39. ДСН 3.3.6.037-99 Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку. URL: <http://document.ua/sanitarni-normi-virobnichogo-shumu-ultrazvuku-ta-infrazvuku-nor4878.html>.

40. ДСН 3.3.6.039-99. Державні санітарні норми виробничої загальної та локальної вібрації. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/rada/show/va039282-99>.

41. Кодекс цивільного захисту України. К.: ВР України, 2012. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/5403-17>.

Додаток А (обов'язковий)

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

ДІАГНОСТИЧНИЙ КОМПЛЕКС ВИЗНАЧЕННЯ МІСЦЯ
ПОШКОДЖЕНЬ В РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ НАПРУГОЮ 6-
35 КВ

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ВІННИЦЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

ЗАТВЕРДЖЕНО
Зав. кафедри ЕСЕМ

д.т.н., проф. Бурбело М.Й.
“ ___ ” _____ 2023 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

до магістерської кваліфікаційної роботи
на тему:

«Діагностичний комплекс визначення місця пошкоджень в розподільних
мережах напругою 6-35 кВ»
08-22.МКР.001.01.23ТЗ

Науковий керівник:

к.т.н., доц. Кутіна М. В. _____
(підпис)

Виконавець: студент гр. ЕСЕ - 22м

Білоконь В. В. _____
(підпис)

Вінниця 2023 р.

1. ПІДСТАВА ДЛЯ ВИКОНАННЯ МАГІСТЕРСЬКОЇ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ (МКР)

Робота виконується на підставі наказу ВНТУ від 18. 09. 2023 року №__247__

Дата початку роботи ____16. 09. 2023_____р.

Дата закінчення роботи ____4. 12. 2023_____р.

2. МЕТА І ПРИЗНАЧЕННЯ МКР. ВИХІДНІ ДАНІ ДЛЯ РОЗРОБКИ МАГІСТЕРСЬКОЇ РОБОТИ

а) *мета* цього дослідження полягає в підвищенні рівня надійності, безпеки та ефективності експлуатації розподільних мереж напругою 6-10 кВ;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи;

в) вихідні дані для виконання МКР:

Відомості відносно конструктивного виконання та особливостей режимів роботи розподільних електричних мереж (РЕМ). Види пошкоджень РЕМ. Методи та засоби пошуку пошкоджень РЕМ. Засоби автоматизації процесу пошуку пошкоджень в РЕМ.

3. ДЖЕРЕЛА РОЗРОБКИ

3.1 Положення про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти / Уклад. А.О. Семенов, Л. П. Громова, Т.В. Макарова, О. В. Сердюк . Вінниця: ВНТУ, 2021. 122 с.

3.2 Правила улаштування електроустановок. - 5-те вид., переробл. й доповн. X .: Міненерговугілля України, 2014.

3.3 Кутін В.М. Визначення умов роботоздатності розподільчих мереж; монографія /В.М. Кутін, С.В. Матвієнко: Вінниц. нац.. тех. у.-нт.- Вінниця: ВНТУ, 2015. 148с.

3.4. Яндутьський О.С., Дмитренко О.О., Касьянов Г.П. Релейний захист електричних систем. Мікропроцесорні пристрої релейного захисту і автоматики електроенергетичних систем: навч. посіб., 2007 р. 72 с.

3.5 Кутін, В. М., Луцяк В. В. Методи та засоби пошуку пошкоджень в розподільних мережах з повітряними лініями електропередачі напругою

6–35 кВ: монографія. Вінниця, 2011. 160 с.

4. ЕТАПИ І ТЕРМІН ВИКОНАННЯ РОБОТИ

Зміст етапу	Термін виконання	
	початок	кінець
4.1 Збір інформації, яка необхідна для дослідження	18.09.2023р.	29.09.2023р.
4.2 Проведення дослідних розрахунків	2.10.2023р.	17.11.2023р.
4.3 Розробка робочих креслень	20.11.2023р.	4.12.2023р.
4.4 Написання розрахунково-пояснювальної записки і захист магістерської роботи	28. 11.2023р.	4.12.2023р.

5. МАТЕРІАЛИ, ЩО ПОДАЮТЬСЯ ДО ЗАХИСТУ МКР

Пояснювальна записка МКР, графічні і ілюстровані матеріали, анотація до МКР українською та іноземною мовою.

6. ПОРЯДОК КОНТРОЛЮ ВИКОНАННЯ ТА ЗАХИСТУ МКР

Робота приймається на проміжних контрольних перевірках, попередньому захисті та захисті в ДЕК.

7. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ

7.1 Дані про патентоспроможність

Не передбачається

8 ОЧІКУВАНИЙ ЕКОНОМІЧНИЙ ЕФЕКТ

Не передбачається

Додаток Б
(обов'язковий)

ГРАФІЧНИЙ МАТЕРІАЛ

ДІАГНОСТИЧНИЙ КОМПЛЕКС ВИЗНАЧЕННЯ МІСЦЯ
ПОШКОДЖЕНЬ В РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ НАПРУГОЮ 6-
35 КВ

Рисунок Б.1 – Принцип протікання фазних струмів при ОЗЗ в мережі з ізолюваною нейтраллю

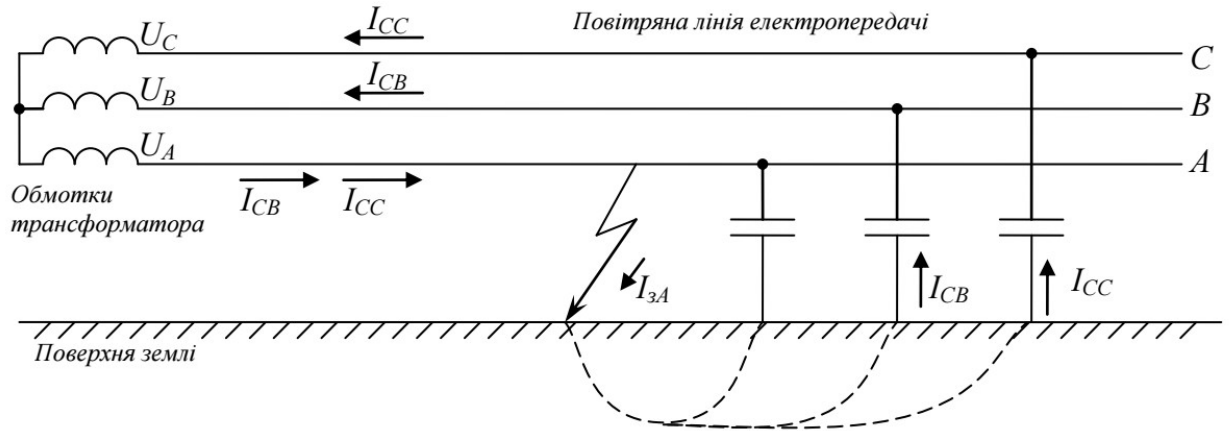


Рисунок Б.2 – Представлення векторних діаграм напруг при нормальному режимі роботи мережі, та при металічному замиканні фази А на землю

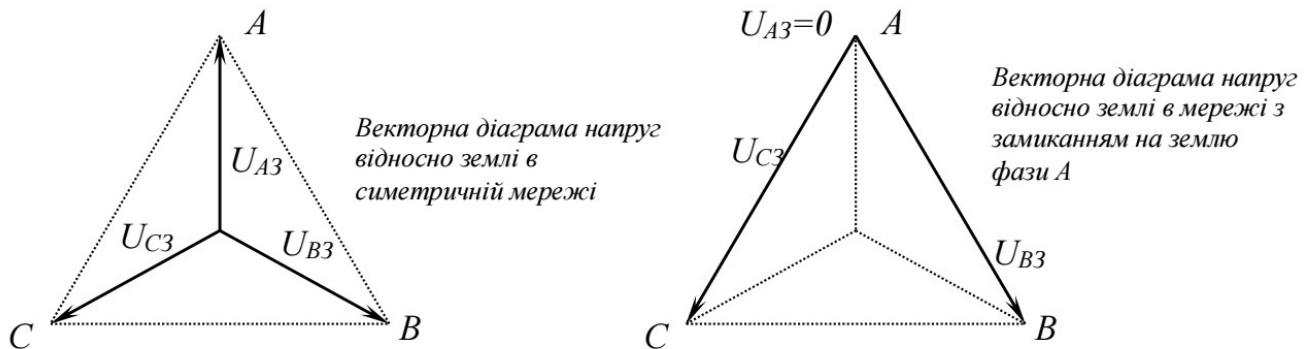


Рисунок Б.3 – Типова схема приєднання ДГР

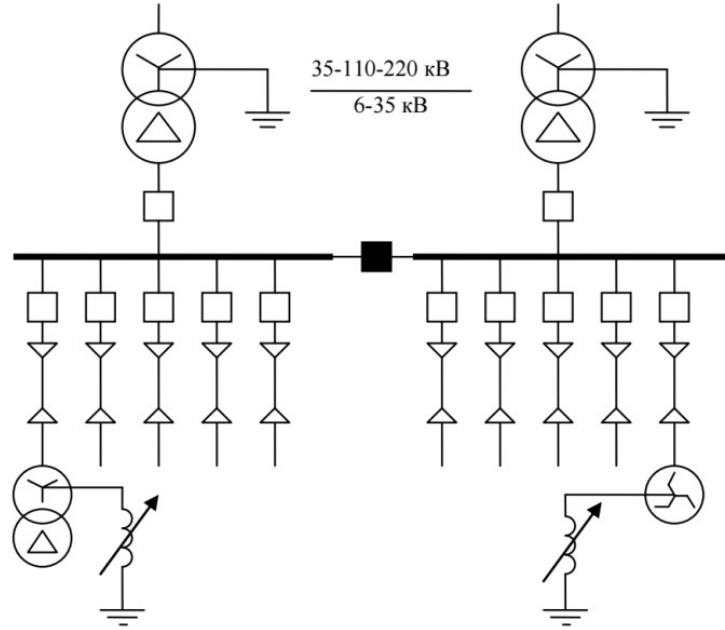


Рисунок Б.4 – Схема підключення вимірювальних пристроїв до секції шин

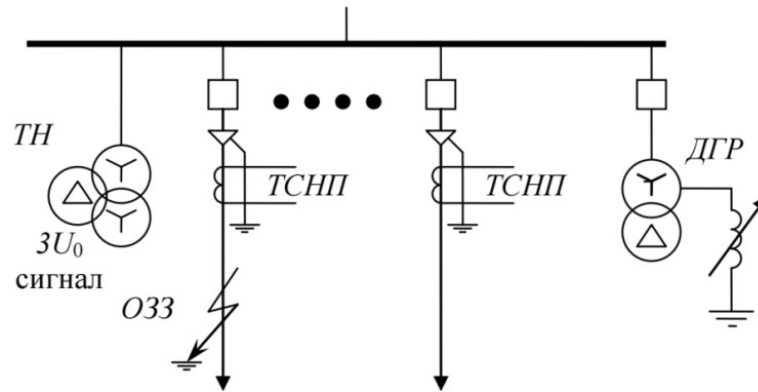


Рисунок Б.5 – Схема підключення пристроїв контролю ізоляції до трансформатора напруги

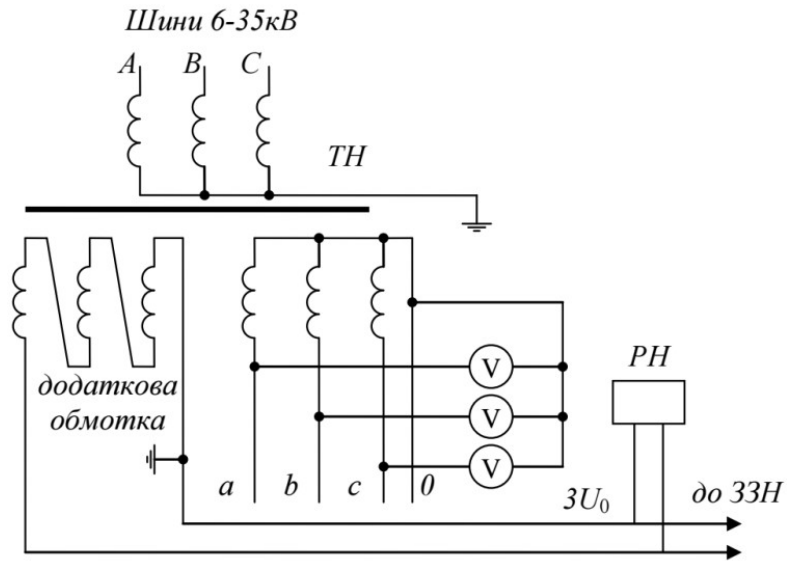


Рисунок Б.6 – Заступна схема РМ а) однолінійна; б) функціональна модель РМ

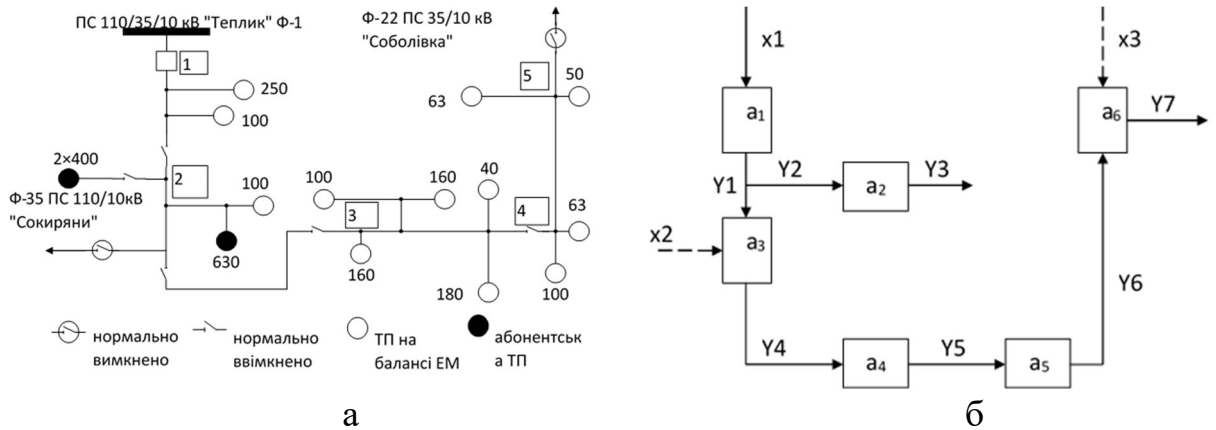


Рисунок Б.7 –Послідовність операцій пошуку міжфазного к. з.у вигляді діаграми

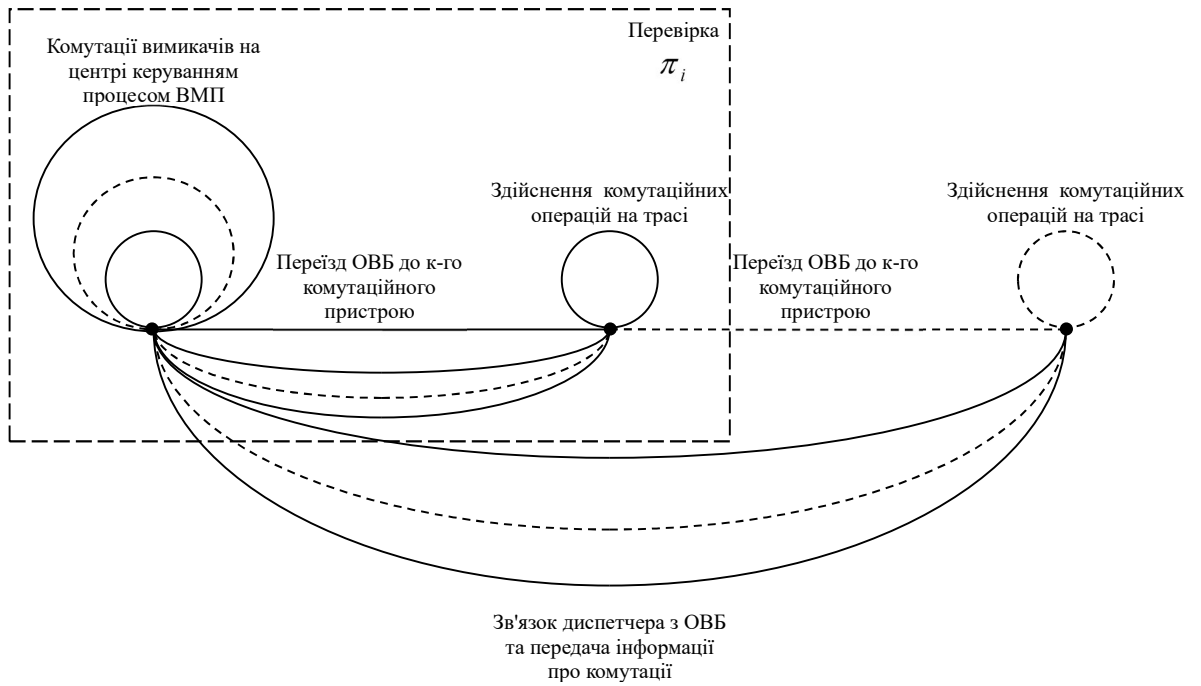


Рисунок Б.8 – Послідовність операцій процесу пошуку пошкодженої ділянки: а) – при однофазному замиканні на землю; б) – при міжфазному к. з.

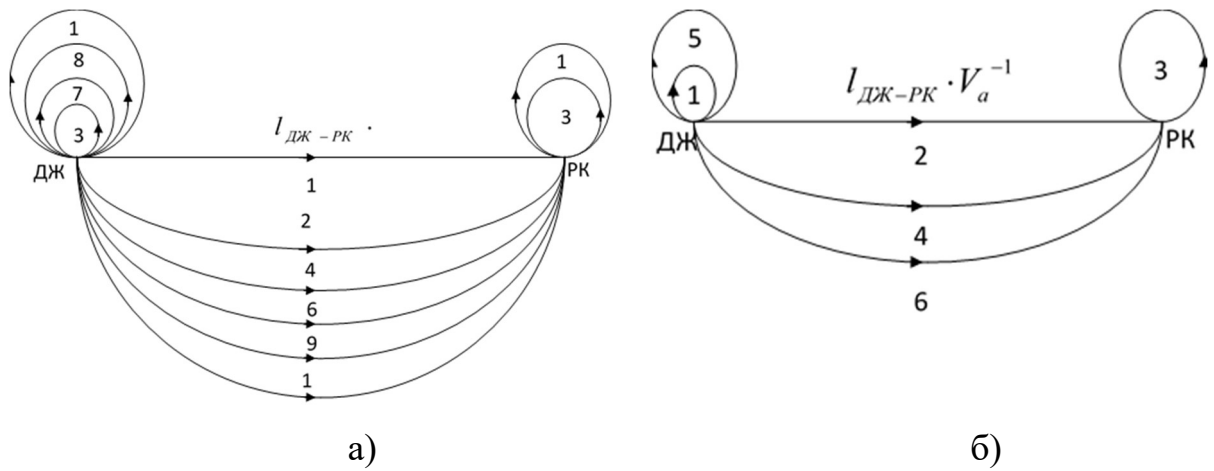


Рисунок Б.9 – Розрахункова схема мережі: а) схема мережі; б) залежність $x^D = F(l)$

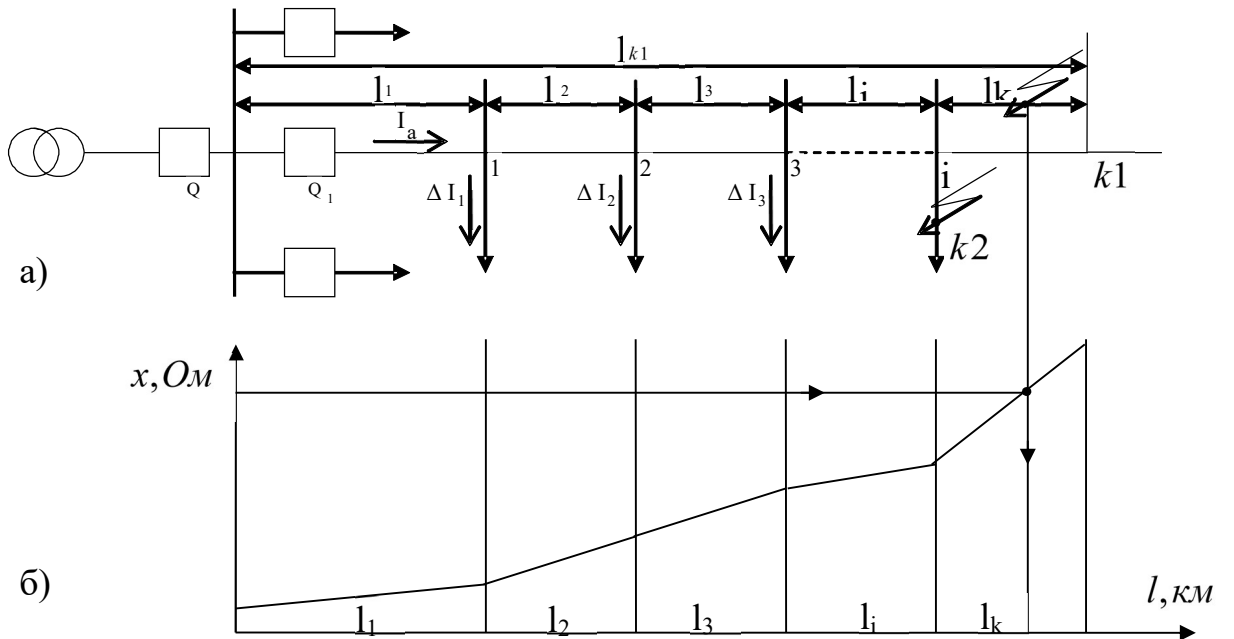


Рисунок Б.10 – Схема розрахунку струму подвійного замикання на ЗЕМЛЮ

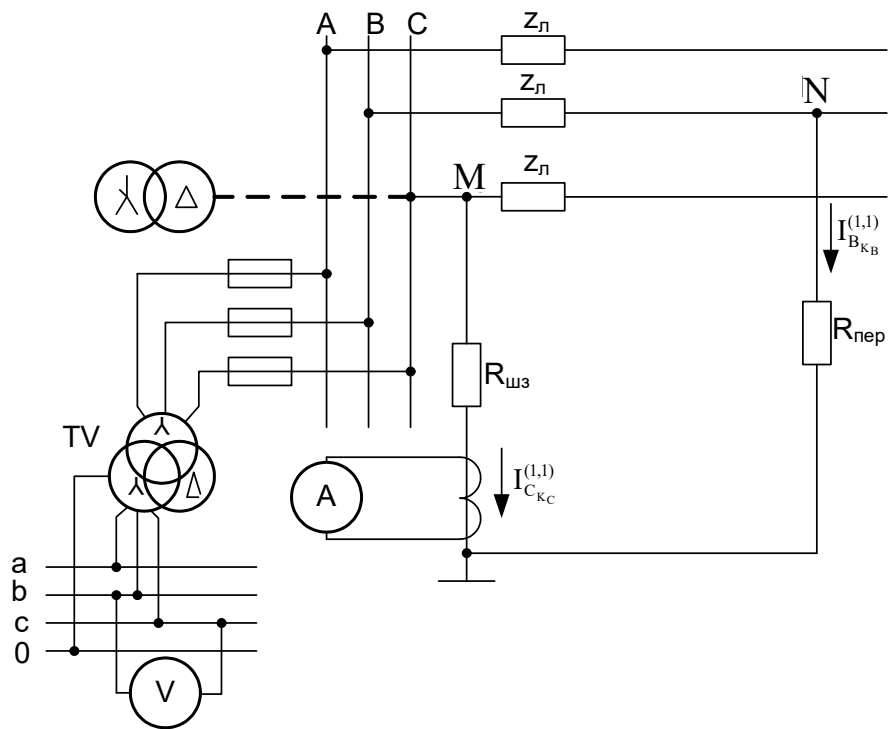
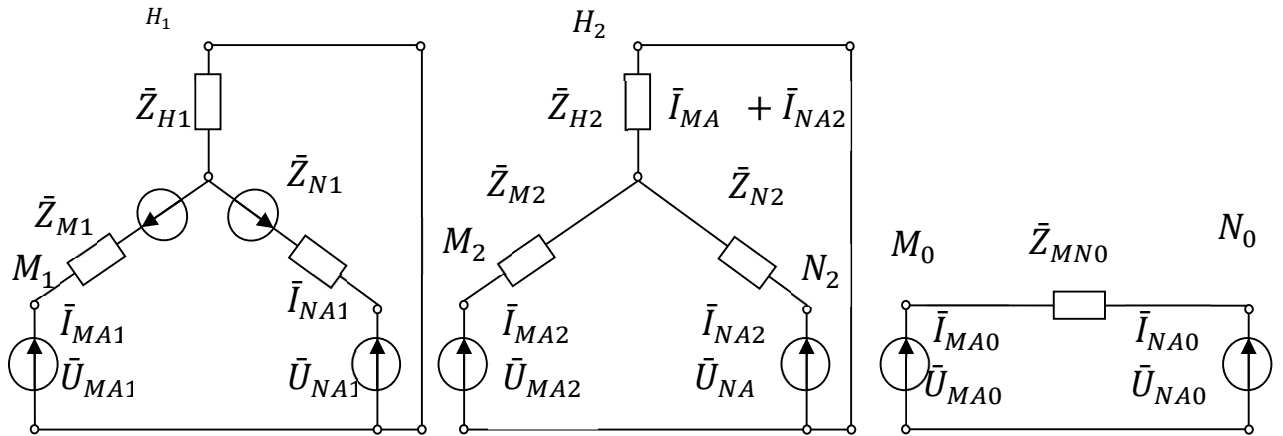


Рисунок Б.11 – Розрахункові схеми всіх трьох послідовностей



Додаток В
(обов'язковий)

**ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ)
РОБОТИ**

ДІАГНОСТИЧНИЙ КОМПЛЕКС ВИЗНАЧЕННЯ МІСЦЯ
ПОШКОДЖЕНЬ В РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ НАПРУГОЮ 6-
35 КВ

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

Назва роботи: Діагностичний комплекс визначення місця пошкоджень в розподільних мережах напругою 6-35 кВ.

Тип роботи: магістерська дипломна робота
(БДР, МКР)

Підрозділ: кафедра електротехнічних систем електроспоживання та енергетичного менеджменту

факультет електроенергетики, електротехніки та електромеханіки
(кафедра, факультет)

Показники звіту подібності Unicheck

Оригінальність 81,5% Схожість 18,5%

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

1. Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак плагіату.
2. Виявлені у роботі запозичення не мають ознак плагіату, але їх надмірна кількість викликає сумніви щодо цінності роботи і відсутності самостійності її виконання автором. Роботу направити на розгляд експертної комісії кафедри.
3. 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 _____ Лобода Ю.В.
(підпис) (прізвище, ініціали)

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

Автор роботи _____ Білоконь В. В.
(підпис) (прізвище, ініціали)

Керівник роботи _____ Кутіна М. В.
(підпис) (прізвище, ініціали)

Додаток Г (обов'язковий)

ІЛЮСТРАТИВНИЙ МАТЕРІАЛ

ДІАГНОСТИЧНИЙ КОМПЛЕКС ВИЗНАЧЕННЯ МІСЦЯ
ПОШКОДЖЕНЬ В РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ НАПРУГОЮ 6-
35 КВ

Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електротехнічних систем електроспоживання та енергетичного менеджменту

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему: «Діагностичний комплекс визначення місця пошкоджень в розподільних мережах напругою 6-35 кВ»

Виконав: студент 2-го курсу, групи ЕСЕ-23м
спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Білоконь В.В.

(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСЕЕМ

Кутіна М. В.

(прізвище та ініціали)

Вінниця – 2023

ВСТУП

Актуальність теми. Забезпечення сталого електропостачання споживачів, відповідно до заданих норм надійності, визначається як ключова мета на всіх етапах створення і експлуатації систем електропостачання (СЕР) - від проектування до будівництва. Надійність мережі оцінюється за допомогою різноманітних показників, що базуються на статистичних методах. Ці показники включають в себе відмови, пошкодження, середні часи відновлення роботи ліній електропередач і інші [1].

Рівень надійності СЕР визначається чотирма взаємозалежними факторами: схемою мережі, надійністю її елементів, рівнем оснащення засобами керування та системами ремонту. Зокрема, для підвищення надійності вжито різні заходи, такі як зміцнення механічної міцності елементів ліній електропередач, вдосконалення комутаційного обладнання та інші [2,3].

Незважаючи на те, що технічний стан РМ 6-35 кВ відповідає вимогам, надійність їх роботи і надалі залишається об'єктом уваги. Більшість перерв у електропостачанні припадають на РМ, особливо мережі 6-10 кВ, які характеризуються меншою надійністю порівняно з високовольтними мережами. Визначення місць пошкодження в таких мережах виявляється складним завданням через їх ізольовану чи компенсовану нейтралі, складну конфігурацію та особливості замикань на землю, які утруднюють застосування традиційних методів визначення місць пошкодження [4].

Отже, питання підвищення надійності РМ залишається актуальним, особливо у контексті пошуку ефективних методів автоматизованого виявлення пошкоджень.

Мета і завдання дослідження. Метою роботи підвищення надійності РМ, шляхом зменшення часу пошуку пошкоджень в повітряних розподільних мережах напругою 6-35 кВ.

Об'єктом дослідження є процеси, що виникають в умовах аварійного функціонування РМ напругою 6-35 кВ.

Предметом дослідження є методи та засоби виявлення пошкодження та пошуку місця його виникнення в РЕМ 6-35 кВ.

Для досягнення визначеної мети в роботі вирішені такі завдання:

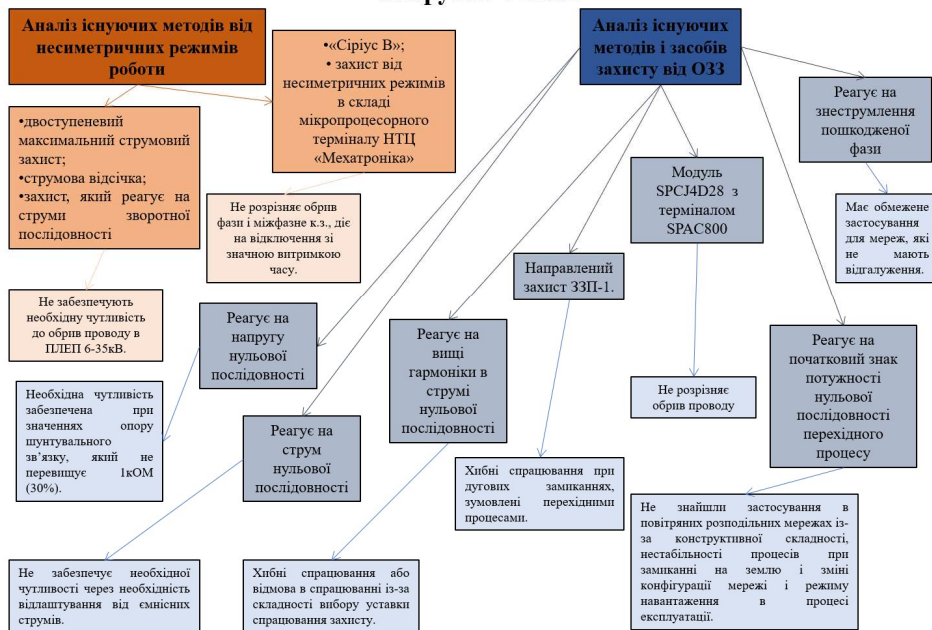
- проведений аналіз об'єкта дослідження;
- проведений аналіз наявних інструментів і методів для визначення місця пошкодження в електричних мережах напругою 6-35 кВ;
- розробка діагностичного комплексу для визначення місця пошкодження в електричних мережах напругою 6-35кВ.

Наукова новизна одержаних результатів. Вдоскопалено метод визначення відстані до місця однофазного замикання на землю на базі штучного утворення подвійного замикання на землю в різних ділянках мережі та виконанні аналізу нормального і аварійного режимів роботи. Також в методі враховано розподіл навантаження вздовж магістралі лінії, неоднорідність мережі та складність її структури, це дає змогу підвищити точність визначення місця пошкодження викликаного однофазним замиканням на землю.

Запропоновано вдосконалення методу послідовного ділення мережі при визначенні місця пошкодження в РЕМ що передбачає в якості початкового кроку розрахунок оптимальної послідовності перевірок при використанні статичних характеристик, дуального критерію мінімізації недовідпуску електроенергії і часу пошуку.

Апробація результатів магістерської кваліфікаційної роботи. Отримані в ході дослідження результати представлені на конференції факультету електроенергетики та електромеханіки у 2023 році. Опубліковані тези доповідей.

Аналіз існуючих методів і засобів захисту розподільних повітряних мереж напругою 6-35кВ



Класифікація та аналіз методів визначення місця пошкодження в РЕМ



Зовнішній вигляд пристроїв що використовуються для ВМП в РМ

Пристрої для «традиційного» пошуку ОЗЗ

Комплект приладу РЕЙС-105Р



Зовнішній вигляд індикатор короткого

Фіксатор короткого замикання

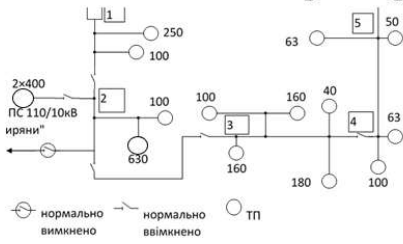


LineTroll 111K

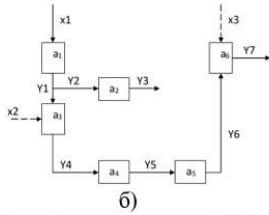
LineTroll 3100K



Вдосконалення методу послідовного ділення мережі при пошуку пошкодження в повітряних розподільних мережах 6-10 кВ



а) Заступна схема РМ однолінійна



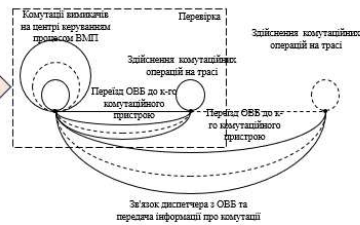
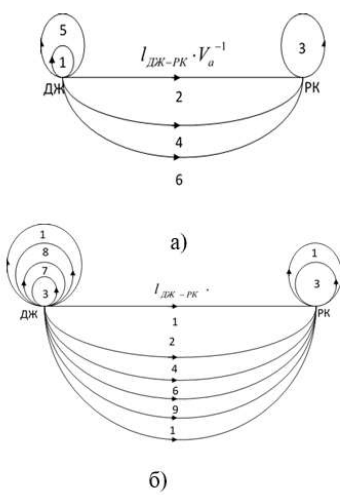
б) Функціональна модель РМ

Критерії оптимальності

$$W = \sum_{j=1}^n W_j = \sum_{j=1}^n t P_{omj} \rightarrow \min$$

$$t = \sum_{j=1}^n t_j \rightarrow \min$$

Діаграма послідовності операцій при пошуку пошкодженої ділянки: а) – при міжфазному к. з.; б) – при однофазному замиканні на землю



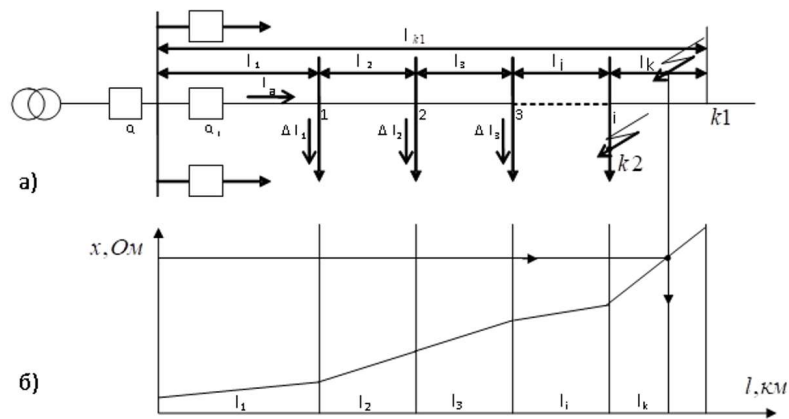
Недовідпуск електроенергії

$$W_j = t_{ПДij} \cdot \sum_{i=1}^n P_{om i}$$

$$t_{ПДij} = (l_{ДЖ-P_j} / V_a + k_{on} t_{on} + k_c t_c)$$

де k_{on}, k_c – відповідно кількість в здійснених комутаційних операцій та операцій зв'язку ОВБ з черговим диспетчером.

ВДОСКОНАЛЕННЯ ДИСТАНЦІЙНИХ МЕТОДІВ ВИЗНАЧЕННЯ МІСЦЯ ПОШКОДЖЕННЯ В МЕРЕЖАХ 6-35 кВ

Розрахункова схема мережі: а) схема мережі; б) залежність $x^{\mathcal{L}} = F(l)$

9

Використаємо наступний алгоритм з метою визначення місця пошкодження:

1. Здійснюється попередній розрахунок параметрів ЛЕП з урахуванням конструктивної неоднорідності та з розрахунком навантажень для ТП 6-10/0,4 кВ ΔI_i ;

2. Розраховується індуктивний опір до місця виникнення пошкодження з фіксацією параметрів нормального та аварійного режимів, відповідно до (слайд 8)

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

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. Визначаємо дійсне значення для опору до місця виникнення пошкодження $x^{\mathcal{L}}$ за співвідношенням

$$x^{\mathcal{L}} = x^B + \frac{\sum_{i=1}^n \Delta I_i^* \cdot x_{ki}}{I_a} = x_{n1} \cdot l_1 + x_{n2} \cdot l_2 + \dots + x_{ni} \cdot l_i + x_{nk} \cdot l_k. \quad (2)$$

у відповідності до слайду 8, з врахуванням виміряного значення та розрахункового.

4. Виходячи з раніше визначеної залежності $x^{\mathcal{L}} = F(l)$ (слайд 8), що враховує конструктивну неоднорідність **остаточно визначають** відстань до місця к.з..

10

Порівняльний аналіз дистанційних методів визначення відстані до місця міжфазного короткого

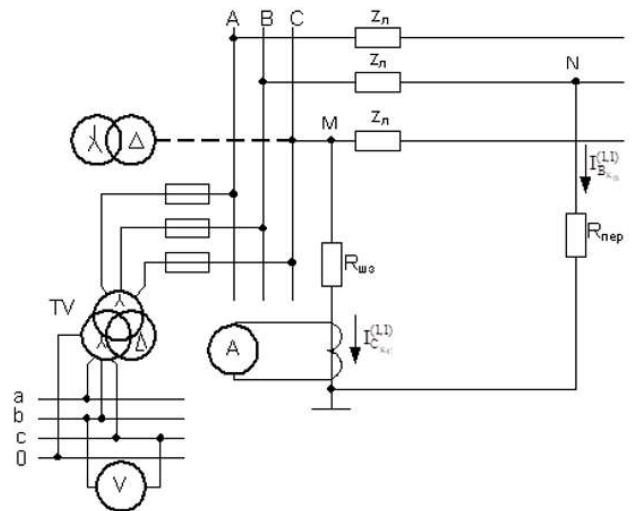
Ділянка	L, км	U _p , В	I _p , А	L, км за методом 1	L, км за методом 2
100_1	0,23	192,2	1176,98	0,556	0,556
1_2	0,75	308,39	1149,98	0,912	0,864
2_8	0,98	400,37	1126,62	1,179	1,046
8_9	1,385	559,17	1104,42	1,668	1,502
9_11	1,625	652,03	1089,9	1,954	1,733
11_12	2,137	844,56	1059,27	2,549	2,348
12_14	2,357	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

Методична похибка

$$\zeta \cdot I_{II} = \sqrt{\left(\frac{\partial x}{\partial a^B} \cdot \frac{d a^B}{x}\right)^2 + \left(\frac{\partial x}{\partial \Delta V^*} \cdot \frac{d \Delta V^*}{x}\right)^2 + \left(\frac{\partial x}{\partial a^*} \cdot \frac{d a^*}{x}\right)^2 + \left(\frac{\partial x}{\partial a} \cdot \frac{d a}{x}\right)^2} = \sqrt{\zeta_x^2 + \zeta_{\Delta V^*}^2 + \zeta_{a^*}^2 + \zeta_a^2}$$

11

Розрахункова схема для визначення струму подвійного замикання на землю



12

$$\text{Напряга петлі прямого замикання на землю } \dot{U}_{\text{BC}}^{(1,1)} = (Z_{\text{Л0}} + R_{\text{пер}}) \dot{I}_{\text{В0}}^{(1,1)} + (Z_{\text{Л1}} + R_{\text{пер}}) 2 \dot{I}_{\text{В0}}^{(1,1)} - 3 R_{\text{ш.з}} \dot{I}_{\text{0кС}}^{(1,1)}, \quad (1)$$

де $Z_{\text{Л0}}, Z_{\text{Л1}}$ – опори мереж до місця ОЗЗ відповідно струму нульової і прямої послідовності; $R_{\text{пер}}$ – перехідний опір в місці замикання на землю; $R_{\text{ш.з}}$ – опір в місці шунтувального замикання на землю.

Тоді

$$\dot{I}_{\text{0кВ}}^{(1,1)} = -\dot{I}_{\text{СкС}}^{(1,1)} = \frac{\dot{U}_{\text{BC}}^{(1,1)}}{Z_{\text{Л0}} + 2Z_{\text{Л1}} + 3(R_{\text{пер}} + R_{\text{ш.з}})}.$$

$$\text{Повний опір до місця однофазного замикання на землю } Z_{\text{3кВ}}^{(1)} = \frac{\dot{U}_{\text{BC}}^{(1,1)}}{\dot{I}_{\text{0кС}}^{(1,1)}} = Z_{\text{Л0}} + 2Z_{\text{Л1}} + 3(R_{\text{пер}} + R_{\text{ш.з}}),$$

$$\text{його реактивна складова } x_{\text{3кВ}}^{(1)} = 2x_{\text{Л1}} + x_0.$$

$$\text{При середніх значеннях параметрів мережі без тросів } x_0 = 3,5x_1; x_L = 1,83x_1. \quad (2)$$

З урахуванням того, що $x_L = x_{\text{Л3}}^{(1)}$ і співвідношення (2) можна визначити відстань до місця ОЗЗ як $l_{\text{3кВ}}^{(1)} = 0,332 \frac{x_{\text{3кВ}}^{(1)}}{x_{\text{Л}}}$.

Опори смності фаз мережі відносно землі і дугогасникових реакторів на декілька порядків більші від опору дроту мережі, тому для визначення струму подвійного замикання не враховуються.

Для визначення граничної відносної похибки $\epsilon_{\text{Л3}}^{(1)}$, рівняння (7.21) представимо в загальному вигляді

$$l_{\text{3}}^{(1)} = k_p \frac{U_p^{(1,1)}}{I_{\text{В}}^{(1,1)} x_{\text{Л}}},$$

де $k_p = 0,332$; $U_p^{(1,1)}$ – виміряна реактивна напруга петлі подвійного замикання на землю; $I_{\text{В}}^{(1,1)}$ – виміряна величина струму в резисторі $R_{\text{ш.з}}$.

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

Ділянка	L , км	U_p , В	I_p , А	L , км за відомим методом [5,6]	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

ВИСНОВКИ

У магістерській роботі був проведений аналіз існуючих методів та засобів виявлення пошкоджень у розподільних мережах напругою 6-10 кВ. Метод для визначення відстані до місця однофазного замикання на землю був вдосконалений. Цей метод передбачає послідовний аналіз нормального та аварійного режимів роботи при постійному контролі активного опору ізоляції мережі відносно землі. При досягненні граничного значення опору можна визначити пошкоджену фазу, шляхом штучного короткочасного замикання непошкодженої фази та фіксації струму аварійного режиму разом із реактивною складовою напруги петлі подвійного замикання на землю. Результатом цих дій є розрахунок відстані до місця однофазного замикання, що дозволяє визначити точне місце пошкодження при замиканні через великий перехідний опір (спікання землі біля опори чи обрив проводу) та скоротити час пошуку пошкодження.

Крім того, розроблено методіку, яка базується на пошуку пошкодженої ділянки шляхом послідовного ділення мережі. Цей метод використовує статичні та динамічні характеристики об'єкта і забезпечує вибір оптимальної стратегії пошуку для кожного виду пошкодження, методу пошуку та засобу контролю. Запропонована методика представляє собою систему оптимізованих алгоритмів, які розраховуються заздалегідь для кожної лінії з використанням електронно-обчислювальних засобів.

Результати роботи включають розробку діагностичного комплексу виявлення пошкоджень, що дозволяє дистанційно визначити відстань до місця пошкодження (міжфазного короткого замикання та однофазного замикання на землю) при використанні обраної елементарної бази, забезпечуючи при цьому похибку, яка не перевищує 6% від загальної довжини лінії електропередачі.

Очікуваний економічний ефект від впровадження дистанційного методу і засобів визначення місця пошкодження було отримано, становитиме 5000 грн для ста ліній на одне аварійне відключення. Ефект збільшиться прямо пропорційно до кількості ліній, що відходять від шин підстанції.

Розділ охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях присвячений питанням безпеки експлуатації РЕМ 6-35 кВ.