

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ТАВРІЙСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ АГРОТЕХНОЛОГІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІМЕНІ ДМИТРА МОТОРНОГО
Факультет енергетики і комп'ютерних технологій

«На правах рукопису»
УДК 621.3

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри електроенергетики
та електротехнологій
к.т.н., доц. _____ Юлія Постол
« 14 » _____ 02 2025 року

Пояснювальна записка

до кваліфікаційної роботи
здобувача другого (магістерського) рівня вищої освіти

на тему: «Удосконалення системи визначення пошкоджень
в розподільних електричних мережах напругою 10 та 35 кВ»

21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ

Виконав: студент М2 курсу, 21 МБ ЕЕ групи
спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка
та електромеханіка
Освітня програма : Електроенергетика, електротехніка
та електромеханіка

_____ А. А. Фурдуй
(підпис)

Керівник, к.т.н, доцент _____ Л. Р. Коваленко
(підпис)

Консультант, к.е.н., доцент _____ С.Л. Плотніченко
(підпис)

Нормоконтролер, к.т.н., доц. _____
(підпис)

Рецензент _____ В. С. Маришкін
(підпис)

Запоріжжя, 2025 р.

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ТАВРІЙСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ АГРОТЕХНОЛОГІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІМЕНІ ДМИТРА МОТОРНОГО

Факультет енергетики і комп'ютерних технологій
Кафедра електроенергетики і електротехнологій
Рівень вищої освіти: другий (магістерський)
Спеціальність: 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри
електроенергетики і електротехнологій
к.т.н., доц. _____ Юлія Постол
« 27 » _____ грудня 2024 року

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧУ

Фурдуй Артему Андрійовичу

1. Тема роботи: Удосконалення системи визначення пошкоджень в розподільних електричних мережах напругою 10 та 35 кВ
керівник роботи: Коваленко Л. Р., к.т.н., доцент. затверджені наказом ректора університету від 23 вересня 2024 року № 441-С.
2. Строк подання здобувачем роботи: 12 лютого 2025 року.
3. Вихідні дані до роботи: статистичні дані району електропостачання, технічне завдання на кваліфікаційну роботу, матеріали виробничих та переддипломних практик, нормативні документи, науково-технічна література, електронні ресурси та ін.
4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити): Вступ. 1. Характеристика розподільних електричних мереж. 2. Аналіз пошкоджень в розподільних електричних мережах напругою 10 та 35 кВ. 3. Аналіз та обґрунтування методів і засобів визначення місць однофазних замикань на землю. 4. Система визначення місця однофазного замикання на землю в розподільних електричних мережах 10 та 35 кВ. 5. Техніко-економічна ефективність удосконалення системи для визначення пошкоджень в розподільних електричних мережах.
5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслеників):

1. Розподільні електричні мережі. Схема електрична розташування.
2. Розподільні електричні мережі. Обладнання підстанції 35/0 кВ «Кислиця».
Схема електрична принципова.
3. Розподільні електричні мережі. Пошкодження в розподільних мережах.
Плакат навчально-технічний.
4. Розподільні електричні мережі. Однофазні замикання на землю в мережах
ПАТ «Одесаобленерго». Плакат навчально-технічний.
5. Розподільні електричні мережі. Схеми сигналізації про ОЗНЗ. Схема електрична принципова.
6. Розподільні електричні мережі. Класифікація методів та приладів визначення ОЗНЗ. Плакат навчально-технічний.
7. Розподільні електричні мережі. Визначення місця ОЗНЗ. Метод стоячих хвиль.
Плакат навчально-технічний.
8. Розподільні електричні мережі. Алгоритм визначення відстані до місця ОЗНЗ.
Плакат навчально-технічний.
9. Розподільні електричні мережі. Економічна ефективність удосконалення системи для визначення пошкоджень в розподільних електричних мережах. Таблиця.

6. Консультанти розділів (підрозділів) роботи

Розділ (підрозділ)	П.І.Б, посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
4	Плотніченко С.Р., к.е.н., доцент	27.12.24	27.12.24

7. Дата видачі завдання: 27 грудня 2024 року.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1. Характеристика розподільних електричних мереж.	14.01.2025 р.	
2. Аналіз пошкоджень в розподільних електричних мережах напругою 10 та 35 кВ.	24.01.2025 р.	
3. Аналіз та обґрунтування методів і засобів визначення місць однофазних замикань на землю.	01.02.2025 р.	
4. Система визначення місця однофазного замикання на землю в розподільних електричних мережах 10 та 35 кВ.	09.02.2025 р.	
5. Техніко-економічна ефективність удосконалення системи для визначення пошкоджень в розподільних електричних мережах.	11.02.2025 р.	
6. Підпис керівником роботи.	12.02.2025 р.	
7. Підпис завідувачем кафедри.	14.02.2025 р.	

Здобувач вищої освіти _____ А. А. Фурдуй
(підпис)
Керівник роботи, к.т.н., доцент _____ Л. Р. Коваленко
(підпис)

№ рядка	Формат	Позначення			Найменування	Кільк. арк.	№ примір.	Примітка
1	A4	21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ			Удосконалення системи			
2					визначення пошкоджень в			
3					розподільних електричних			
4					мережах напругою 10 та 35 кВ.			
5					Пояснювальна записка.	115	–	
6	A1	21ЕЕД.11260390.02.25.110000Э7			Розподільні електричні			
7					мережі. Схема електрична			
8					розташунок.	1	–	
9	A1	21ЕЕД.11260390.02.25.120000Э3			Розподільні електричні			
10					мережі. Обладнання підстанції			
11					35/10 кВ «Кислиця».			
12					Схема електрична			
13					принципова.	1	–	
14	A1	21ЕЕД.11260390.02.25.210000УП			Розподільні електричні			
15					мережі. Пошкодження			
16					в розподільних мережах.			
17					Плакат навчально-технічний.	1	–	
18	A1	21ЕЕД.11260390.02.25.220000УП			Розподільні електричні			
19					мережі. Однофазні замикання			
20					на землю в мережах			
21					ПАТ «Одесаобленерго».			
22					Плакат навчально-технічний.	1	–	
23	A1	21ЕЕД.11260390.02.25.310000Э3			Розподільні електричні			
24					мережі. Схеми сигналізації про			
25					ОЗНЗ. Схема електрична			
					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ			
Зм.	Арк	№ докум.	Підп.	Дата				
Розроб.		Фурдуй А. А.		11.02.25	Відомість технічного проєкту	Літ.	Аркуш	Аркушів
Перев.		Коваленко Л.Р.		12.02.25			1	2
						ТДАТУ, 2025		
Н.контр.				12.02.25				
Затв.		Постол Ю.О.		14.02.25				

№ рядка	Формат	Позначення			Найменування	Кільк. арк.	№ примір.	Примітка
1					принципова.	1	–	
2	A1	21БЕД.11260390.02.25.320000УП			Розподільні електричні			
3					мережі. Класифікація методів			
4					та приладів визначення			
5					Плакати навчально-технічний.	1	–	
6	A2	21БЕД.11260390.02.25.410000УП			Розподільні електричні			
7					мережі. Визначення місця			
8					Метод стоячих хвиль.			
9					Плакати навчально-технічний.	1	–	
10	A2	21БЕД.11260390.02.25.420000УП			Розподільні електричні			
11					мережі. Алгоритм визначення			
12					відстані до місця ОЗНЗ.			
13					Плакати навчально-технічний.	1	–	
14	A1	21БЕД.11260390.02.25.510000ТБ			Розподільні електричні			
15					мережі. Економічна			
16					ефективність удосконалення			
17					системи для визначення			
18					пошкоджень в			
19					електричних мережах.			
20					Таблиця.	1	–	
21								
22								
23								
24								
25								
26								
27								
28								
					21БЕД.11260390.02.25.000000ПЗ			Арк.
								2
Зм.	Арк	№ докум.	Підп.	Дата				

РЕФЕРАТ

Фурдуй А. А. Удосконалення системи визначення пошкоджень в розподільних електричних мережах напругою 10 та 35 кВ : кваліфікаційна робота. Запоріжжя : ТДАТУ, 2025. 115 с.

Обсяг кваліфікаційної роботи – 115 аркушів, кількість рисунків – 34, кількість таблиць – 17.

У кваліфікаційній роботі виконано аналіз електричних розподільних мереж району електропостачання напругою 10 та 35 кВ та обладнання, що в них експлуатується.

Виконано аналіз пошкоджень елементів електричних мереж району електропостачання та основних причин їх виникнення. Відмічено, що основними пошкодженнями в таких мережах є однофазні замикання на землю. Розглянуто основні співвідношення, що характеризують однофазні замикання на землю.

Проаналізовано топографічні та дистанційні методи визначення місця однофазного замикання на землю в розподільних мережах. Розглянуто системи сигналізації про однофазні замикання на землю та переносні прилади для уточнення місця замикання на землю. Відмічено їх переваги та недоліки.

Обґрунтовано систему для ефективного визначення однофазних замикань на землю в розподільних мережах напругою 10 та 35 кВ. Система складається із сигналізації про замикання на землю на базі трансформаторів напруги типу НТМИ-10, мікропроцесорного пристрою визначення замикання на землю, що використовує метод стоячих хвиль та набору переносних пристроїв струмової та направленої дії для уточнення місця замикання на місцевості.

У кваліфікаційній роботі також проведено техніко-економічні розрахунки щодо ефективності удосконалення системи для визначення однофазних замикань на землю.

Ключові слова : РОЗПОДІЛЬНА ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, ПОВІТРЯНА ЛІНІЯ, ОДНОФАЗНЕ ЗАМИКАННЯ НА ЗЕМЛЮ, СИГНАЛІЗАЦІЯ, МЕТОД СТОЯЧИХ ХВИЛЬ.

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
						6
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ABSTRACT

Furdui A. A. Improvement of the Fault Detection System in 10 kV and 35 kV Distribution Electrical Networks : Qualification Thesis. Zaporizhzhia: TSATU, 2025. 115 pages.

The qualification thesis consists of 115 pages, includes 34 figures, and contains 17 tables.

The thesis analyzes the 10 kV and 35 kV distribution electrical networks within the power supply area, along with the equipment used in their operation.

An analysis of faults in electrical network components within the power supply area and the main causes of their occurrence has been conducted. It has been noted that the primary type of fault in such networks is single-phase ground faults. The main relationships characterizing single-phase ground faults have been examined.

Topographic and distance-based methods for determining the location of single-phase ground faults in distribution networks have been analyzed. Fault signaling systems for single-phase ground faults and portable devices for pinpointing the fault location have been considered, along with their advantages and disadvantages.

A system for effective single-phase ground fault detection in 10 kV and 35 kV distribution networks has been substantiated. The system comprises a ground fault signaling mechanism based on NTMI-10 voltage transformers, a microprocessor-based ground fault detection device utilizing the standing wave method, and a set of portable current- and direction-sensitive devices for precise fault localization in the field.

The thesis also includes a techno-economic analysis of the efficiency of the improved single-phase ground fault detection system.

Keywords: DISTRIBUTION ELECTRICAL NETWORK, OVERHEAD LINE, SINGLE-PHASE GROUND FAULT, SIGNALING, STANDING WAVE METHOD

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
						7
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ЗМІСТ

ВСТУП	10
1 ХАРАКТЕРИСТИКА РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ.....	13
1.1 Характеристика району електропостачання.....	13
1.2 Аналіз розподільних електричних мереж району електропостачання..	16
1.3 Стан проблеми	23
Висновки до розділу 1.....	27
2 АНАЛІЗ ПОШКОДЖЕНЬ В РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ НАПРУГОЮ 10 ТА 35 кВ	28
2.1 Види і характер пошкоджень електричних мереж	28
2.2 Основні співвідношення, що характеризують однофазні замикання на землю в мережах з ізольованою нейтраллю	35
2.3 Сталий режим однофазного замикання на землю.....	40
Висновки до розділу 2.....	52
3 АНАЛІЗ ТА ОБГРУНТУВАННЯ МЕТОДІВ І ЗАСОБІВ ВИЗНАЧЕННЯ МІСЦЬ ОДНОФАЗНИХ ЗАМИКАНЬ НА ЗЕМЛЮ	53
3.1 Способи виконання сигналізації і захисту від однофазних замикань на землю	53
3.2 Методи визначення однофазних замикань на землю	58
2.1 Топографічні методи	59
3.2.2 Дистанційні методи	60
3.3 Прилади для визначення місця однофазного замикання на землю..	69
3.3.1 Класифікація і призначення приладів.....	69
3.3.2 Прилад «Пошук-1».....	70
3.3.3 Прилад «Хвиля-М»	73
3.3.4 Прилад «Зонд»	75

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
						8
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3.3.5 Прилад «Квант»	77
Висновки до розділу 3.....	80
4 СИСТЕМА ВИЗНАЧЕННЯ МІСЦЯ ОДНОФАЗНОГО ЗАМИКАННЯ НА ЗЕМЛЮ В РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ 10 ТА 35 кВ...	82
4.1 Застосування методу стоячих хвиль для визначення місця однофазного замикання на землю	82
4.1.1 Метод стоячих хвиль	82
4.1.2 Вплив перехідного опору в місці однофазного замикання на землю на точність визначення місця пошкодження	87
4.1.3 Розробка алгоритму та методики дистанційного визначення місця пошкодження із застосуванням методу стоячих хвиль.....	89
4.1.4 Прилад для дистанційного визначення ОЗНЗ	92
4.2 Методика уточнення місця однофазного замикання на землю	93
4.3 Визначення струмів однофазного замикання на землю	100
Висновки до розділу 4.....	103
5 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ УДОСКОНАЛЕННЯ СИСТЕМИ ДЛЯ ВИЗНАЧЕННЯ ПОШКОДЖЕНЬ В РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ	104
Висновки до розділу 5	109
ВИСНОВКИ.....	110
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	112

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
						9
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВСТУП

Одним із головних завдань будь-якої енергосистеми є надійне електропостачання – безперебійне забезпечення споживачів усіх категорій якісною електричною енергією. На даний час транспортування електричної енергії до споживачів, а особливо до споживачів у сільських районах, здійснюється переважно повітряними лініями електропередавання різних класів напруги.

Основою такої системи електропостачання є розподільні електричні мережі напругою 6, 10 та 35 кВ. Вони складаються із багатьох структурних елементів (лінії, трансформаторні підстанції, розподільні пункти, пункти секціонування та ін.), мають значну довжину, розподілені на значній території з різним рельєфом і підлягають суттєвому впливу великої кількості факторів, в тому числі і кліматичних.

Актуальність теми. Досвід експлуатації систем електропостачання показує, що значна кількість перерв в подачі електроенергії до споживачів відбувається при аварійному відключенні ліній електропередавання розподільних мереж в результаті їх пошкодження.

Причинами пошкоджень повітряної лінії є впливи природних і технічних факторів. До природних факторів відносяться вітер, ожеледь, перепад температур, атмосферні перенапруги, падіння дерев та ін. До технічних – короткі замикання, внутрішні перенапруги, руйнування (пробій) ізоляції, порушення правил технічної експлуатації та ін.

Для проведення ремонтних робіт з відновлення системи електропостачання спочатку потрібно визначити характер і місце пошкодження на трасі повітряної лінії. Від якості і швидкості виконання цих операцій залежать термін введення лінії в експлуатацію і вартість проведення робіт.

Однією з першорядних задач, що стоїть перед експлуатаційним персоналом підприємств електричних мереж, є оперативний пошук та

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
						10
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

локалізація місць пошкодження повітряної лінії. Вирішити цю задачу можна за допомогою впровадження пристроїв та способів для визначення місць пошкодження на лінії, що дозволить значно підвищити надійність та швидкість їх роботи за рахунок оперативності діагностування та усунення пошкоджень.

Вплив багатьох факторів значно ускладнює процедуру пошуку місць пошкоджень, що збільшує час на проведення операцій та витрати на визначення місця пошкодження. Тому існує задача удосконалення методів і засобів, які дозволять врахувати неоднорідність та складну топологію розподільних мереж для підвищення рівня автоматизації та точності визначення місця пошкодження

Мета і задачі дослідження. Метою кваліфікаційної роботи є підвищення рівня надійності і ефективності роботи систем електропостачання з повітряними лініями електропередавання шляхом удосконалення системи визначення місць пошкоджень в розподільних електричних мережах напругою 10-35 кВ з використанням ефективних методів та засобів пошуку місць пошкоджень.

Для досягнення поставленої мети в роботі необхідно вирішити наступні задачі:

- проаналізувати види та причини пошкоджень електричних розподільних мереж напругою 10 та 35 кВ району електропостачання;
- виконати аналіз методів та засобів, що існують на даний час, для визначення місць пошкоджень в мережі напругою 10 та 35 кВ;
- розробити алгоритм та методику дистанційного визначення місця пошкодження;
- обґрунтувати комбінований варіант пошуку місця пошкодження із використанням ефективних методів та засобів пошуку;
- виконати розрахунки техніко-економічної ефективності удосконалення системи для визначення пошкоджень в розподільних електричних мережах.

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
						11
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Об'єкт дослідження – розподільні електричні мережі району електропостачання та їх пошкодження.

Предмет дослідження – аварійних режими роботи електричних мереж та методи і прилади для визначення місця пошкодження мереж.

Методи досліджень. При виконанні роботи використовувалось теоретичні і експериментальні методи, зокрема, методи аналізу аварійних режимів роботи систем електропостачання напругою 10-35 кВ; теорія дистанційних, топографічних методів та структурний аналіз електропостачання для побудови алгоритму пошуку місць пошкоджень. Використані методи розрахунку струму замикання на землю та оцінка техніко-економічної ефективності прийнятих технічних рішень.

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
						12
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

1.1 Характеристика району електропостачання

У кваліфікаційній роботі розглядається Ізмаїльський район електричних мереж (РЕМ).

Ізмаїльський район розташований на півдні України в південно-західній частині Одеської області поряд із Румунським кордоном.

З півдня район обмежений Кілійським гирлом ріки Дунай. На заході район межує із Ренійським та Болградським районами, на півночі – із Арцизьким районом, а на сході район межує із Кілійським районом Одеської області [1].

На території району розташовано ряд природних озер – це озера Катлабуг, Китай, Ялпуг та Кугурлуй. Територія району розташована в зоні Причорноморської низовини.

Через територію Ізмаїльського району проходить ряд важливих автомагістралей: Ізмаїл – Одеса, Ізмаїл – Болград. Також територією району пролягає залізниця [1].

Клімат Ізмаїльського району, як і клімат всієї Одеської області, помірно континентальний із сухим і жарким літом та помірно теплою зимою з частими відлигами.

Середньорічна температура в районі становить +10 °С. Середня температура січня -2 °С, липня – +23 °С. Річна кількість опадів в районі становить 340 – 470 мм на рік. Більша частина опадів випадає в літній період. Вегетаційний період в районі становить від 168 до 210 суток [1].

Територія Ізмаїльського району в основному рівнинна із значною кількістю балок, озер, солончаків та заболочених територій.

Район відноситься до IV району за товщиною стінки ожеледі та до третього по швидкісним напорам вітру. В теплий період переважають

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
						13
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

південно-західний, в холодний період – південно-східний. Сила вітру переважно складає 12-18 м/с. середньому за рік 50 – 75 грозових годин.

На більшій частині території району переважають південні солончакові чорноземи. В долинах і балках поширені лучні чорноземи, солончакові ґрунти та солончаки.

Основними напрямками виробничої діяльності сільськогосподарських підприємств району є рослинництво (виращування зернових, овочевих та технічних культур), овочівництво, виноградарство, тваринництво (розведення великої рогатої худоби, свиней та овець) та рибальство. На території району електропостачання знаходяться ряд сільськогосподарських підприємств різних форм власності [1].

На багаторічних виноградних плантаціях впроваджуються новітні технології крапельного зрошування.

Район електропостачання, що розглядається в проекті розташований в південній частині Ізмаїльського району Одеської області.

Район електропостачання, що розглядається в кваліфікаційній роботі, охоплює село Кислиця та прилеглі до нього території.

Мережами Ізмаїльського РЕМ живляться наступні категорії споживачів, підприємства АПК, промислові споживачі, непромислові споживачі, садівничі товариства, побутові споживачі.

На території Ізмаїльського району розташовані такі споживачі електричної енергії: ПрАТ «Українське дунайське пароплавство», ДП «Ізмаїльський морський торговельний порт», ПП «Механічний цех ізмаїльського заводу РТО», ПП «Зварювальний цех ПП «Механічний цех ізмаїльського заводу РТО», ТОВ «ССМ Логістик», ПАТ «Ізмаїльський виноробний завод», ЗАТ «Ізмаїльський винзавод», ТОВ «Хлібопекарня Кам'янка», ТОВ «Златен клас», СПК «Прогрес-агро», ТОВ «Перша плодово-овочева компанія», СК «Вікторія», АРК «Придунайська Нива», ЗАТ Агрокомпанія «Свобода», СК «Мукомол», ТОВ «Агропрайм холдинг», АРК «Придунайська нива» [1].

Виробничі споживачі Ізмаїльськими РЕМ мають на своєму балансі трансформаторні підстанції напругою 10/0,4кВ, а деякі і підстанції 35/10 [1].

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
						14
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Ізмаїльський РЕМ здійснює експлуатаційно-ремонтне обслуговування електричних мереж 0,4-10 кВ, ТП 6-10/0,4 кВ та ПС 35/10 кВ, розташованих на території Ізмаїльського району Одеської області.

До складу Ізмаїльського РЕМ входять наступні структурні підрозділи [2]:

- перша лінійна експлуатаційна ділянка;
- друга лінійна експлуатаційна ділянка;
- третя лінійна експлуатаційна ділянка.

Крім того до складу Ізмаїльського РЕМ входять оперативно-диспетчерська група, експлуатаційно-технічна група, ділянка автотранспорту, служба енергозбуту, група ремонту та експлуатації.

Чисельність персоналу згідно штатного розкладу на січень 2022 року становила 154 чол.

Основне електротехнічне господарство Ізмаїльського РЕМ складається із наступного обладнання [2]:

- ПС 110 /10 кВ – 3 шт. потужністю 36,0 мВА;
- ПС 35/10 кВ – 17 шт. потужністю 115,5 мВА;
- ПЛ 10 кВ – 888,18 км;
- ПЛ 0,4 кВ – 9016,48 км;
- КЛ 10 кВ – 5,85 км;
- КЛ 0,4 кВ – 5,5 км;
- ПС 10/0,4 кВ – 401 шт.

Кількість фідерів розподільних мереж напругою 10 кВ – 81 шт.:

- протяжністю до 15 км – 70;
- протяжністю від 15 до 50 км – 11 шт.

Кількість фідерів, що мають резервне живлення від інших ТП – 19 шт.

Протяжність повітряних ліній електропередавання з ізолюваними проводами напругою 10 кВ – 2,1 км.

Протяжність повітряних ліній з ізолюваними проводами напругою 0,4 кВ – 33,7 км.

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
						15
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

У 2021 році відпуск електричної енергії споживачам різних форм власності склав 101,5 млн. кВт·год [2].

1.2 Аналіз розподільних електричних мереж району електропостачання

Район електропостачання, що розглядається в кваліфікаційній магістерській роботі живиться від районної трансформаторної підстанції 35/10 кВ «Кислиця» (рисунок 1.3). Районна трансформаторна підстанція здійснює приймання, перетворення та розподілення електричної енергії споживачам повітряними лініями розподільної мережі напругою 10 кВ.

Районна трансформаторна підстанція 35/10 кВ «Кислиця» розташована поряд із однойменним населеним пунктом. Побутові та виробничі споживачі району електропостачання отримують живлення від споживчих трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ. Живлення споживчих ТП 10/0,4 кВ забезпечується повітряними лініями напругою 10 кВ: 41, 42, 43, 44 та 46 .

Трансформаторна підстанція «Кислиця» отримує живлення повітряною лінією 35 кВ від підстанції 35/10 кВ «Першотравневе». Підстанція є тупиковою [2].

На даний час на підстанції 35/10 кВ «Кислиця» встановлено два силових трансформатори типу ТМН потужністю 2500 кВА кожен.

На підстанції зі сторони 35 кВ встановлені вимикачі типу С-35-630 із приводом ПП-67 та роз'єднувачі типу РЛНД-35. Зі сторони 10 кВ на підстанції встановлені високовольні вимикачі ВМГ-10 та роз'єднувачі типу РВЗ-10, трансформатори стуму ТПЛ-10. Релейний захист обладнання підстанції виконано на електромагнітних реле типу РСТ-80.

Схему розподільних мереж району електропостачання напругою 10 та 35 кВ наведено на рисунку 1.1.

Однолінійну схему трансформаторної підстанції «Кислиця» наведено на рисунку 1.2.

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
						16
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

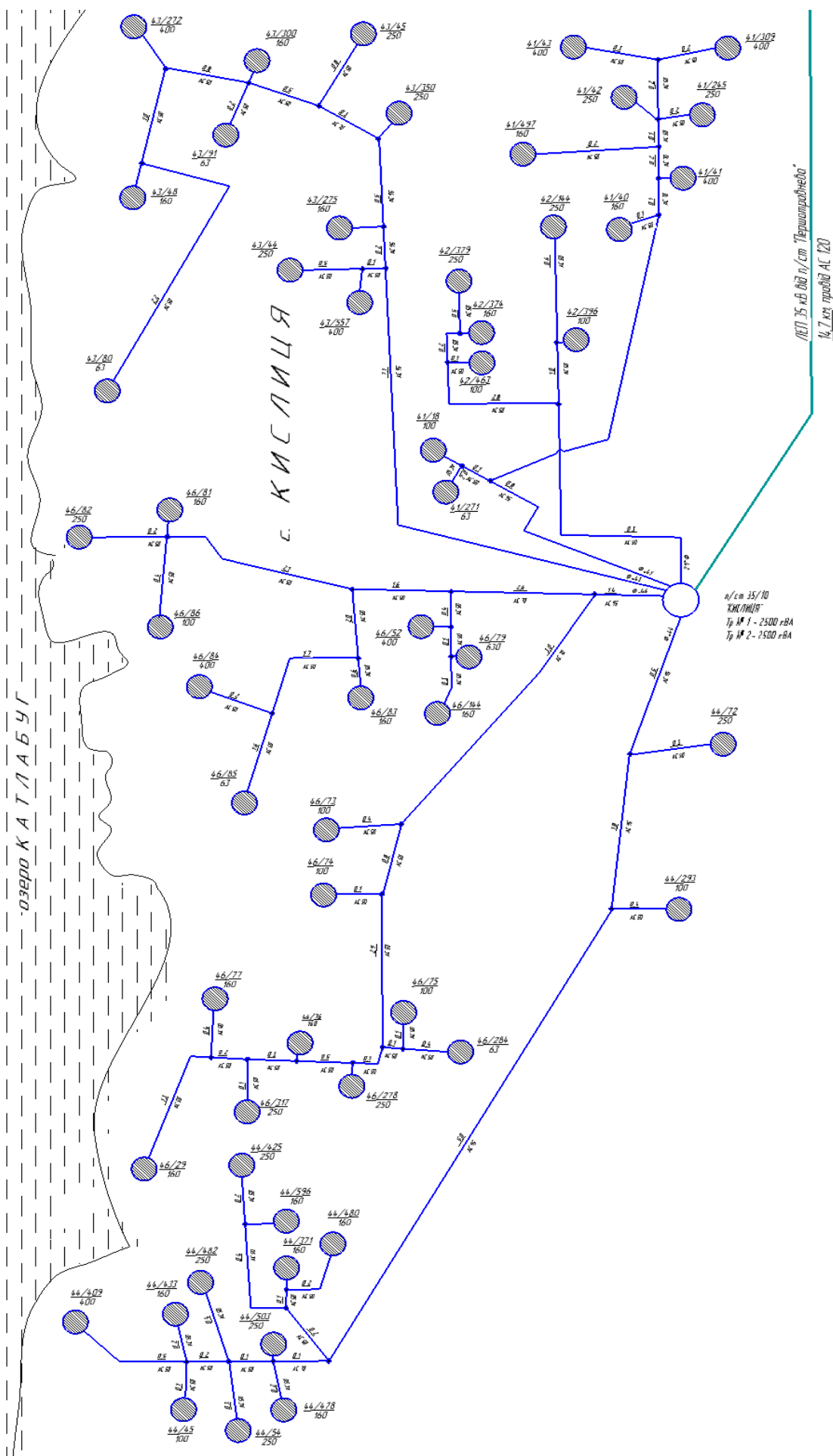


Рисунок 1.1 – Розподільні мережі району електропостачання

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		17

Повітряні лінії електропередавання напругою 10 кВ (Ф-41; Ф-42; Ф-43; Ф44 та Ф-46), що відходять від підстанції «Кислиця» мають одностороннє живлення, працюють в умовно замкненому режимі, тобто мають роз'єднувачі в кінці кожної лінії 10 кВ для кільцювання з фідерами 10 кВ сусідніх підстанцій. В нормальному режимі роботи мережі 10 кВ ці роз'єднувачі знаходяться в розімкненому положенні.

Лінії 10 кВ виконані на залізобетонних опорах типу: П10-1, П10-2, УП10-1, УП10-2, А10-1 та КА10-1. Проводи ліній 10 кВ виконані неізолюваними сталевалюмінієвими проводами марки АС 50, АС 70 та АС 95. Проводи ПЛ підвішені на штирових ізоляторах типу ШС-10Д, ШФ-10Г та ШФ-20Г [2].

Трансформаторна підстанція «Кислиця» складається з відкритого розподільного пристрою напругою 35 кВ – ВРП 35 кВ, двох силових трансформаторів ТМН потужністю 2500 кВА, комплектного розподільного пристрою напругою 10 кВ – КРП 10 кВ у вигляді сталевих шаф для зовнішнього встановлення.

ВРП 35 кВ укомплектований блоками апаратури напругою 35 кВ із металоконструкціями і відповідними блокуванням – як механічними, так і електричними.

Апаратура і прилади вторинних кіл ВРП 35 кВ розміщені у спеціальних металевих шафах типу РШ. Шафи релейного захисту, автоматики та керування пристроєм регулювання напруги в мережі (РПН) розташовані в спеціальній будівлі на території трансформаторної підстанції.

Живлення підстанція «Кислиця» по стороні 35 кВ здійснюється повітряною лінією 35 кВ від підстанції «Першотравнева» (рисунок 1.1). Резервне живлення підстанції по стороні 35 кВ не передбачено. Лінія 35 кВ заходить на портал підстанції через триполюсні роз'єднувачі РДЗ.2-35-Б/1000 із приводом ПРЗ-2. Параметри апаратів наведено в таблиці 1.1 [3].

Повітряна лінія 35 кВ, що має протяжність 14,7 км, та портал підстанції на стороні 35 кВ виконані сталевалюмінієвими проводами марки АС перерізом 120 мм².

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
						19
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.1– Параметри роз'єднувачів напругою 35 кВ

Параметр	Тип та параметри апаратів		Параметри мережі
	РДЗ.2-35-Б/1000УХЛ1	РДЗ.1-35-Б/1000УХЛ1	
Напруга, кВ	35	35	35
Номінальний струм, А	1000	1000	101,5
Граничний струм, кА	25	25	9,7
Тепловий імпульс, кА ² с	2500	2500	29.0
Тип приводу	ПР3/2	ПР3/2	–

Для комутації кіл силових трансформаторів в оперативних і в аварійних режимах на підстанції використовуються високовольтні вимикачі типу ВТ-35-630 із приводом ПП-61 (таблиця 1.2) [3]. В якості секційного вимикача використовується масляний вимикач С-35-630 із приводом ПП-67 (таблиця 1.3).

Таблиця 1.2 – Параметри вимикача напругою 35 кВ ВТ-35-630-12,5

Параметр	Тип та параметри апарату	Параметри мережі
	ВТ-35-630-12,5УХЛ1	
Напруга, кВ	35	35
Номінальний струм, А	630	110,7
Номінальний струм вимикання, кА	12,5	4,8
Граничний струм, кА	12,5	9,9
Тепловий імпульс, кА ² с	468,8	29,0
Тип приводу	ПП-61к	—

Таблиця 1.3 – Параметри вимикача напругою 35 кВ С-35-630-12,5

Параметр	Тип та параметри апарату	Параметри мережі
	ВТ-35-630-12,5УХЛ1	
Напруга, кВ	35	35
Номінальний струм, А	630	110,7
Номінальний струм вимикання, кА	10	4,8
Граничний струм, кА	25	9,9
Тепловий імпульс, кА ² с	490	29,0
Тип приводу	ПП-67	—

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		20

На стороні 10 кВ підстанції «Кислиця» встановлені роз'єднувачі (таблиця 1.4), масляні вимикачі (таблиця 1.5), трансформатори струму (таблиця 1.6 та 1.7) та трансформатори напруги (таблиця 1.8). Технічні характеристики апаратів наведені у вказаних вище таблицях [3].

Таблиця 1.4 – Параметри роз'єднувачів напругою 10 кВ

Параметр	Тип, параметри апаратів		Параметри мережі
	PB-10/400Y2	PB3-10/400Y2	
Напруга, кВ	10	10	10
Номінальний струм, А	400	400	229,0
Граничний струм, кА	41	41	9,0
Тепловий імпульс, кА ² с	1024	1024	59,9
Тип приводу	ПР2	ПР2	-

Таблиця 1.5 – Параметри високовольтних вимикачів напругою 10 кВ

Параметр	Тип, параметри апарату	Параметри мережі
	ВМГ-10-20/630Y3	
Напруга, кВ	10	10
Номінальний струм, А	630	229,0
Номінальний струм вимикання, кА	20	6,3
Граничний струм, кА	52	9,0
Тепловий імпульс, кА ² с	1200	59,9
Тип приводу	ПП67	-

Таблиця 1.6 – Параметри трансформаторів струму вводу 10 кВ

Параметр	Тип, параметри апарату	Параметри мережі
	ТПЛ 10Y3-300/5	
Напруга, кВ	10	10
Номінальний первинний струм, А	300	229,0
Номінальний вторинний струм, А	5	-
Клас точності	0,5/P	-
Коефіцієнт трансформації	60	-
Струм динамічної стійкості, кА	74,3	9,0
Тепловий імпульс, кА ² с	546,8	59,9

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		21

Таблиця 1.7 – Параметри трансформаторів струму ліній 10 кВ

Параметр	Тип, параметри апарату	Параметри мережі
	ТПЛ 10УЗ-150/5	
Напруга, кВ	10	10
Номінальний первинний струм, А	150	111,9
Номінальний вторинний струм, А	5	-
Клас точності	0,5/P	-
Коефіцієнт трансформації	60	-
Струм динамічної стійкості, кА	53,0	9,0
Тепловий імпульс, кА ² с	136,7	59,9

Для підключення кіл обліку, вимірювання та релейного захисту по напрузі на підстанції «Кислиця» використовуються два вимірювальні трансформатори напруги НТМИ-10, що встановлюється в шафах комплектних розподільних пристроїв підстанції КРП-10. Ці трансформатори також використовуються для сигналізації про однофазні замикання на землю в розподільній мережі 10 кВ. Технічні характеристики вимірювального трансформатора напруги (далі трансформатора напруги) НТМИ-10 наведені в таблиці 1.8 [3].

Таблиця 1.8 – Технічні характеристики трансформатора НТМИ-10

Характеристика	Значення	
Номінальна напруга ВН, В	10000	
Номінальна напруга НН, В	100	
Номінальна потужність, в класі точності, ВА	0,5	75
	1,0	150
	3,0	300
Максимальна потужність, ВА	640	
Маса, кг	59	

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		22

На підстанції 35/10 кВ «Кислиця» встановлено два понижуючих силових трансформатори ТМН-2500/35, що розраховані для експлуатації в зовнішніх або внутрішніх умовах в районах помірного і холодного клімату.

Силові трансформатори у своєму складі мають вмонтовані пристрої автоматичного регулювання напруги під навантаженням (РПН).

Основні технічні характеристики силових трансформаторів ТМН-2500/35 наведені в таблиці 1.9 [3].

Таблиця 1.9 – Технічні характеристики трансформатора ТМН-2500/35

Характеристики		Значення
Номінальна потужність, S_N , кВА		2500
Номінальна напруга, U_N , кВ	ВН	35
	НН	11,0
Втрати потужності, кВт	ΔP_{xx}	4,1
	$\Delta P_{кз}$	23,5
Струм холостого ходу, I_{hx} , %		1,0
Напруга короткого замикання, $U_{кз}$, %		6,5
Пристрій регулювання напруги		РПН
Тип охолодження		Масляне, природної циркуляції

Обладнання підстанції «Кислиця» знаходиться в задовільному стані.

1.3 Стан проблеми

У повітряних лініях електропередавання розподільних мереж напругою 10 кВ Ізмаїльського району досить часто виникають пошкодження. До основних пошкоджень можна віднести:

- трифазні короткі замикання;
- двофазні короткі замикання;

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		23

- однофазні замикання на землю (ОЗНЗ);
- двофазні замикання через землю;
- обрив проводів тощо.

Ушкодження в більшості випадків супроводжуються збільшенням сили струму й зниженням напруги в елементах енергосистеми. Підвищення струму, в свою чергу, супроводжується виділенням великої кількості тепла, що викликає руйнування обладнання в місці ушкодження, а також небезпечне нагрівання неушкоджених ділянок ліній, через котрі цей струм проходить. Також можлива електродинамічна дія струму короткого замикання на елементи обладнання, що призводить до механічних пошкоджень та деформації вузлів обладнання. Зниження напруги порушує нормальну роботу споживачів електроенергії й стійкість паралельної роботи генераторів і енергосистеми в цілому. Ненормальні режими звичайно призводять до відхилення значень напруги, струму й частоти від номінальних значень. При зниженні частоти й напруги створюється небезпека порушення нормальної роботи споживачів і стійкості енергосистеми, а підвищення напруги й струму загрожує ушкодженням обладнання та ліній електропередачі [4].

При замиканні на землю, якщо перехідний опір в місці замикання проводу на землю дорівнює нулю («металеве замикання на землю»), фазна напруга пошкодженої фази відносно землі дорівнює нулю, а фазна напруга в непошкоджених фазах збільшується у $\sqrt{3}$ рази і дорівнює міжфазній (лінійній) напрузі. Проводи повітряних ліній володіють ємністю по відношенні до землі і ними протікають відповідні ємнісні струми. Через провід, що замикає на землю протікає ємнісний струм замикання на землю [4].

Перевагою мереж напругою 10 та 35 кВ з ізольованою (компенсованою) нейтраллю є можливість продовження роботи мережі при однофазному замиканні на землю, коли струм замикання на землю не значний.

Сила струму замикання на землю зазвичай незначна, вона становить одиниці або десятки ампер. Але за певних умов струм замикання на землю може викликати негативні наслідки.

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		24

При замиканні однієї фази на землю струм замикання на землю в $\sqrt{3}$ разів більший від ємнісних струмів непошкоджених фаз, які в свою чергу більші в $\sqrt{3}$ разів, ніж ємнісні струми нормального режиму [4].

При однофазних замиканнях на землю в мережі з ізольованою нейтраллю трикутник лінійних напруг не спотворюється, тому споживачі, що ввімкнені на лінійну напругу, продовжують працювати нормально.

Внаслідок того, що при замиканні на землю напруга непошкоджених фаз збільшується в $\sqrt{3}$ разів – ізоляція в таких мережах розраховується на міжфазну напругу. Ця обставина обмежує застосування такого типу мереж лише до напруги 35 кВ, де вартість ізоляції не є визначальною, а її збільшення компенсується безперебійним електропостачанням при замиканнях на землю які становлять 65 % від загальної кількості замикань [4].

В електричних мережах напругою 6...20 кВ на залізобетонних або сталевих опорах, а також в мережах 35 кВ на опорах будь-якого типу, сила струму замикання на землю не повинна перевищувати 10 А.

Якщо лінії виконані на дерев'яних опорах тоді сила струму замикання на землю не повинна перевищувати: 30 А для ПЛ 6 кВ; 20 А для ПЛ 10 кВ.

Якщо сила струму не перевищує вказаних значень, то при замиканні фази на землю немає необхідності в негайному відключенні лінії, вона може знаходитися в роботі до визначення і ремонту пошкодженого елемента (до 2 годин).

Якщо струм замикання на землю перевищує вказані значення, то може виникнути електрична дуга що перемежовується. Це в свою чергу веде до виникнення перенапруги, яка представляє небезпеку для ізоляції, особливо в мережах напругою 35 кВ.

Для зменшення струму замикання на землю, який має ємнісний характер, між нейтраллю трансформатора та землею встановлюють дугогасильну індуктивну котушку (реактор). Такі мережі називаються

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
						25
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

компенсованими. Для повітряних ліній це мережі напругою 35 кВ, а для кабельних ліній – 6...35 кВ [4]- [6].

Якщо сила струму замикання на землю перевищує 50 А рекомендується встановлювати не менше двох дугогасильних реакторів.

Через виникнення тривалого в часі однофазного замикання на землю в лінії напругою 10 та 35 кВ можуть розвиватися інші пошкодження. Виникнення пошкоджень може призвести до виникнення поля розтікання струму, яке становить небезпеку для життя людей та тварин, які опинилися поблизу пошкодженого провідника. Крім того, неповнофазний режим роботи є небезпечним для електрообладнання та інколи виникають перерви в електропостачанні [4]- [6].

На даний час в розподільних мережах Ізмаїльського РЕМ пошук пошкоджень при однофазних замиканнях на землю (ОЗНЗ) здійснюється топографічним методом, а саме – обхід лінії персоналом оперативно-ремонтної бригади. Враховуючи велику довжину розподільчих мереж напругою 10 та 35 кВ, важку доступність значної кількості ділянок мережі, що розташовані в зоні відсутності під'їзних шляхів, тривалий час на проведення процесу пошуку пошкоджень та великі затрати праці, ремонтна служба РЕМ витрачає багато часу та ресурсів на пошуки місця пошкодження. Все це веде до зниження надійності електропостачання споживачів.

Як відмічалось вище, провода ПЛ 10 кВ підвішені на ізолятори ШС (скляні) та ШФ (фарфорові). При пробі скляного ізолятора він руйнується. При пробі керамічного (фарфорового) ізолятора утворюється струмопровідний канал, а сам ізолятор ззовні являється неушкодженим. Ця обставина також ускладнює процес визначення ОЗНЗ в розподільній електричній мережі.

З метою підвищення надійності електропостачання споживачів якісною електроенергією необхідно підвищити ефективність та швидкість визначення місця замикання на землю та скоротити час на пошуки пошкоджень в електричних розподільних мережах напругою 10 та 35 кВ.

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
						26
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Висновки до розділу 1

Наведені вище недоліки системи електропостачання району призводять до зниження якості електроенергії у споживачів, збільшення кількості і тривалості перерв в електропостачанні, що в свою чергу веде до простою виробничого обладнання, порушення ряду технологічних процесів сільськогосподарського виробництва, псуванню продукції та до незручностей побутових споживачів.

Процес визначення ряду пошкоджень електричної мережі напругою 10 кВ ускладнюється тим, що мережі розташовані в районах із бездоріжжям (поля, луки, лісосмуги), відсутністю сучасного обладнання для визначення однофазних замикань на землю та відсутністю ефективних методик для застосування такого обладнання.

Для підвищення надійності системи електропостачання району електропостачання необхідно обґрунтувати та розробити методи та засоби для ефективного пошуку місць пошкодження повітряних ліній напругою 10 та 35 кВ, а також проаналізувати доцільність їх використання.

Для досягнення поставленої задачі, необхідно виконати наступне:

- проаналізувати види пошкоджень мереж напругою 10 та 35 кВ;
- виконати аналіз методів та засобів, що існують на даний час, для визначення місця ОЗНЗ в мережі напругою 10 та 35 кВ;
- розробити алгоритм та методику дистанційного визначення місця пошкодження в розподільній мережі;
- провести розрахунок струмів навантаження та замикання на землю в електричній мережі району електропостачання;
- виконати техніко-економічні розрахунки для підтвердження доцільності прийнятих технічних рішень.

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
						27
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2 АНАЛІЗ ПОШКОДЖЕНЬ В РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ НАПРУГОЮ 10 ТА 35 кВ

2.1 Види і характер пошкоджень електричних мереж

Основними причинами пошкодження повітряної лінії електропередавання є: ожеледяно-вітрові навантаження, перекриття ізоляції внаслідок грозових розрядів, пошкодження опор і проводів автотранспортом та іншими механізмами, дефекти виготовлення опор, проводів, ізоляторів, перекриття ізоляції через птахів, невідповідність опор, проводів, ізоляторів, порушення технології монтажу, не дотримання правил та технології ремонту і заміни обладнання [4]-[6].

Атмосферні перенапруги на повітряних лініях розподільних мереж виникають через грозові явища. Більшу частину перенапруг складають наведені атмосферні перенапруги або комутаційні перенапруги. За таких короточасних перенапруг часто виникають пробої ізоляційних проміжків і зокрема перекриття ізоляції, а іноді і її повне руйнування. Перекриття ізоляції зазвичай супроводжується виникненням електричної дуги, яка підтримується і після перенапруги. Електрична дуга є наслідком короткого замикання, тому місце пошкодження треба автоматично відключати [3].

Комутаційні (внутрішні) перенапруги виникають при включенні і відключенні вимикачів. Дія їх на ізоляцію мережевих пристроїв аналогічно дії атмосферних перенапруг. Місце перекриття теж треба відключати автоматично.

Зниження температури повітря збільшує допустиму по нагріванню температуру і струм проводу. Одночасно з цим, при зниженні температури зменшується довжина проводу, що при фіксованих точках закріплення підвищує механічні навантаження на ізолятори [3, 5].

Підвищення температури проводів призводить до їх відпалу та зниження механічної міцності, подовження проводу та збільшення стріли провисання. В результаті можуть бути порушені габарити повітряної лінії та ізоляційні відстані, тобто знижені надійність і безпека роботи повітряної лінії електропередавання.

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
						28
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Дія потоків повітря (вітру) на провід призводить до появи додаткової горизонтальної сили, отже, до додаткового механічного навантаження на провід, троси і опори [7, 8].

Ожеледь призводить до появи значного механічного навантаження на проводи, троси, ізолятори і опори у вигляді додаткових вертикальних сил. Це знижує запас міцності перелічених елементів. На окремих прольотах змінюються стріли провисання проводів, вони зближуються, скорочуються ізоляційні відстані. В результаті ожеледяних утворень виникають обриви проводів і поломки ізоляторів або опор, зближення проводів з перекриттям ізоляційних проміжків [7, 8].

Вібрація – це коливання проводів з високою частотою (5-50 Гц), малою довжиною хвилі (2-10 м) і незначною амплітудою (2-3 діаметра проводу). Ці коливання відбуваються майже постійно і викликаються слабким вітром, через що з'являються завихрення потоку, що обтікає поверхню струмопровідного дроту повітрям. Через вібрації настає «втома» матеріалу проводів і відбуваються розриви окремих з'єднань біля місць закріплення проводу поблизу затискачів, опор. Це призводить до ослаблення перерізу проводів, а іноді і до їх обривання.

Небезпечно для роботи повітряних ліній електропередачі є забруднення повітря, викликане присутністю частинок золи, цементного пилу, хімічних сполук. Осадження цих частинок на вологій поверхні ізоляції лінії та електротехнічного обладнання призводить до появи провідних каналів і до ослаблення ізоляції з можливістю її перекриття не тільки при перенапругах, але і при нормальній робочій напрузі. Забруднення через велику наявність солей у повітрі на узбережжі моря може призвести до активного окислення проводів [8].

Обрив повітряної лінії електропостачання – це пошкодження ділянки електромережі, внаслідок порушення цілісності одного чи декількох проводів.

Коротке замикання – не передбачене нормальними умовами роботи електричне з'єднання точок електричного кола з різними потенціалами через малий опір. Воно виникає внаслідок порушення ізоляції і з'єднання

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
						29
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

струмопровідних частин електроустановок один з одним або із заземленими поверхнями безпосередньо або через струмопровідний матеріал.

У трифазних системах розрізняють однофазне (фази на землю), двофазне (2 фази між собою), двофазне на землю (2 фази між собою і одночасно на землю), трифазне (3 фази між собою). При з'єднанні таких проводів відбувається маленький вибух. Пояснюється це різким стрибком сили струму, що досягає неприйнятної значення та приводить до перегріву проводів і отримання електричної дуги між ними, температура якої може досягати 1000 С° [8].

Важливо пам'ятати, що при обриві лінії електропередавання через коротке замикання, може трапитися вибух з електромагнітним ударом. Тому у жодному випадку не можна підходити до місця обриву лінії.

Найбільш ненадійні елементи систем електропостачання – повітряні лінії електропередавання (ЛЕП). Так, у міських електромережах близько 80 % відключень доводиться на частку ПЛ, у сільських ця цифра досягає 90–95 %.

Основні причини пошкоджень повітряних ЛЕП: грозові перебиття ізоляції; ожеледь та іній; навантаження від вітру; вібрація й танок проводів; загоряння дерев'яних опор; ослаблення механічної міцності деталей опор; ушкодження опор і проводів автотранспортом і механізмами.

Кабельні лінії, в основному, пошкоджуються через порушення їх механічної міцності будівельними машинами й механізмами під час земляних робіт. Через цю причину в міських електромережах відбувається близько 60–70 % всіх пошкоджень кабельних ліній. Іншими причинами є старіння міжфазної і поясної ізоляції, інтенсивна корозія покриття, перевантаження кабелю, зволоження кабелю, порушення ізоляції гризунами [5].

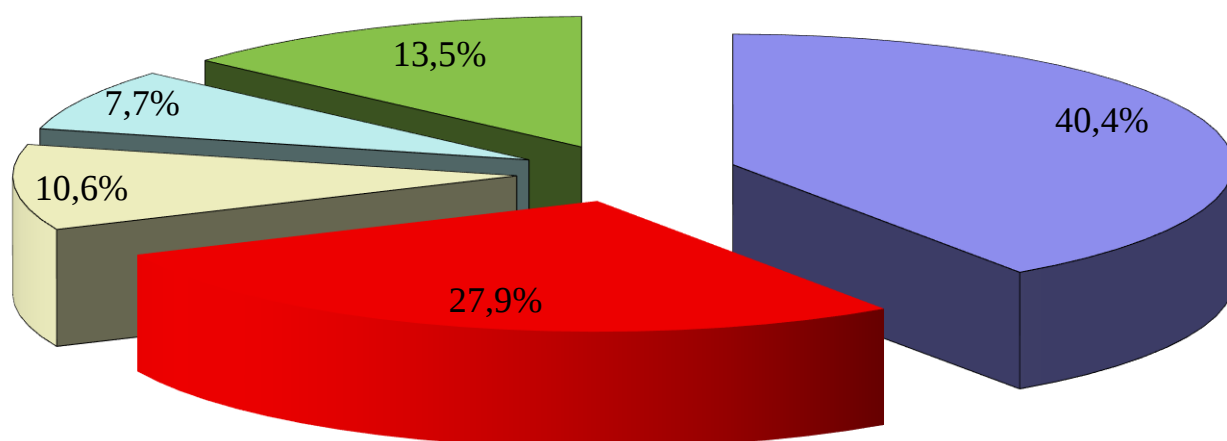
Для одержання кількісної характеристики пошкоджень була проаналізована пошкоджуваність (за даними РЕМ) у повітряних розподільних електричних мережах напругою 10 кВ частини Ізмаїльського РЕМ ПАТ «Одесаобленерго», що розглядається в роботі (мережі підстанції «Кислиця»), за десять останніх років. Середня кількість пошкоджень за рік складає 104 (100%).

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
						30
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Розподіл пошкоджень в розподільних мережах за видами пошкоджень наведено в таблиці 2.1 та на рисунку 2.1.

Таблиця 2.1 – Види пошкоджень в розподільних електричних мережах 10 кВ

Види пошкоджень:	Кількість пошкоджень	Відсоток від загальної кількості, %
– пробій ізоляторів ПЛ	42	40,4
– обрив провідників	29	27,9
– пробій і пошкодження розрядників	11	10,6
– обрив в'язок проводів до ізоляторів	8	7,7
– інші причини	14	13,4
Разом	104	100



- – пробій ізоляторів ПЛ;
 ■ – обрив провідників;
 ■ – пробій і пошкодження розрядників;
 ■ – обрив в'язок проводів до ізоляторів;
 ■ – інші причини

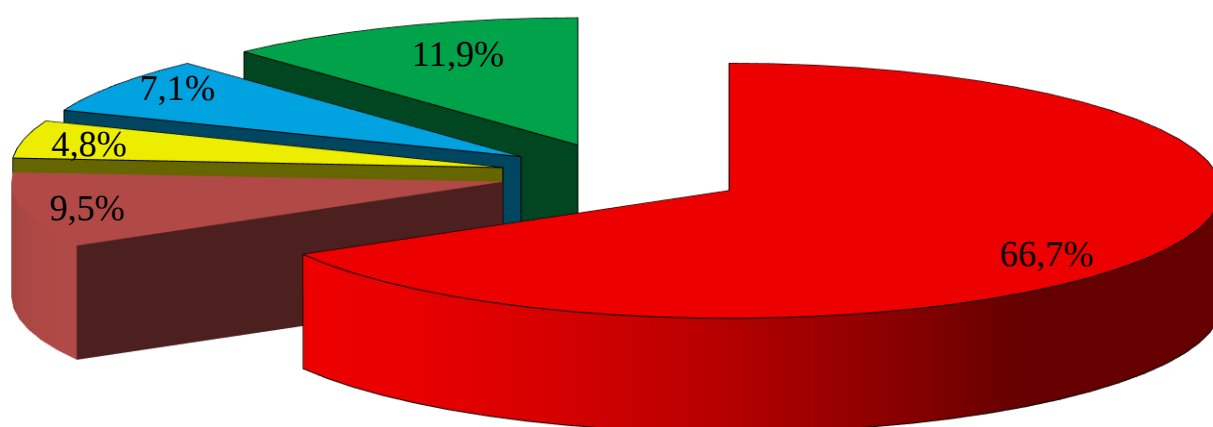
Рисунок 2.1 – Види пошкоджень в мережах 10 та 35 кВ

Кількість та види пошкоджень в результаті пробою ізоляторів ПЛ, що супроводжується стійкими однофазними замиканнями на землю (ОЗНЗ), міжфазних коротких замикань, подвійних замикань на землю, обриву проводу та інших наведені в таблиці 2.2 та на рисунку 2.2.

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		31

Таблиця 2.2 – Види пошкоджень, що виникають в результаті пробою ізоляторів повітряних ліній

Види пошкоджень:	Кількість пошкоджень	Відсоток від загальної кількості, %
– однофазне замикання на землю	28	66,5
– міжфазне коротке замикання	4	9,5
– подвійне замикання на землю	2	5,0
– обрив проводу	3	7,0
– інші	5	12,0
Разом	42	100



- – однофазне замикання на землю; ■ – міжфазне коротке замикання;
- – подвійне замикання на землю; ■ – обрив проводу;
- – інші

Рисунок 2.2 – Види пошкоджень в результаті пробою ізоляторів

Замикання на землю в мережі нерідко призводять до великих аварій, що супроводжуються значними збитками. З’являються перенапруги близько в розмірі 2,4-3,5 разів більші в порівнянні з фазним, що може привести до

пробою ізоляції непошкоджених фаз і переходу ОЗНЗ в двофазне коротке замикання або подвійне замикання на землю (через землю) за своїми характеристиками близьке до двофазного короткого замикання [3, 5, 8].

На повітряних лініях ОЗНЗ часто відбувається при обриві проводу і падіння його на землю. При цьому виникає небезпека ураження людей і тварин електричним струмом. Особливо велика така небезпека, якщо лінія електропередавання (ЛЕП) проходить по густонаселених районах [3, 5, 8].

Перекриття фазної ізоляції на арматуру залізобетонної опори, якщо ЛЕП довго не відключається, може призвести до руйнування бетону опори в місці його контакту із землею. У результаті опора втрачає свою міцність і «лягає» на землю.

У результаті тривалого протікання струму ОЗНЗ ґрунт біля опори висихає, зростає його опір, в результаті чого збільшується небезпека ураження людей напругою кроку або напругою дотику. Якщо ОЗНЗ довго не відключається, істотно підвищується ймовірність виникнення пожеж, наприклад в шафах розподільних пунктів, через виникнення високотемпературної дуги в місці ОЗНЗ [5, 7].

У таблиці 2.3 наведена статистка кількості ОЗНЗ по окремих районах ПАТ «Одесаобленерго» за період 2020 – 2023 роки. Відзначається тенденція до зростання такого виду пошкоджень (рисунок 2.3 та рисунок 2.4).

Таблиця 2.3 – Кількість однофазних замикань на землю в районах ПАТ «Одесаобленерго»

	2020		2021		2022		2023	
Район	10 кВ	35 кВ	10 кВ	35 кВ	10 кВ	35 кВ	10кВ	35 кВ
Ізмаїльський	506	2	527	3	559	2	705	3
Кілійський	627	2	643	2	640	2	728	2
Болградський	659	1	640	2	692	1	705	2
Ренійський	791	0	755	2	754	2	827	3
Всього	2583	5	2565	9	2645	7	2965	10

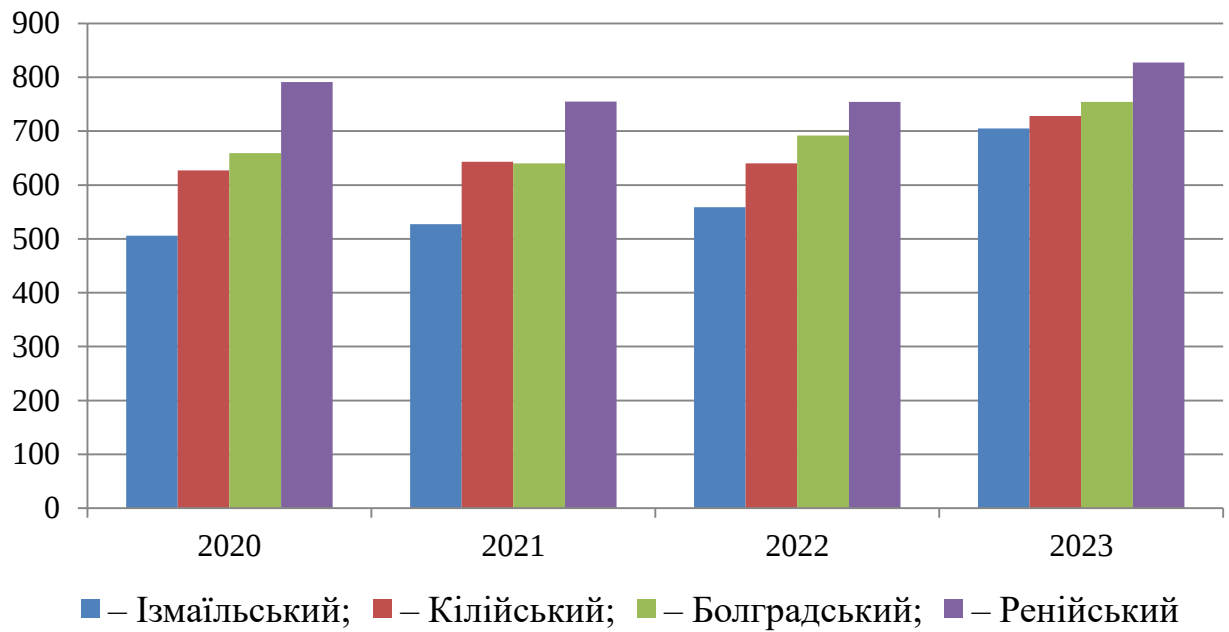


Рисунок 2.3 – Статистика замикань на землю в мережах 10 кВ

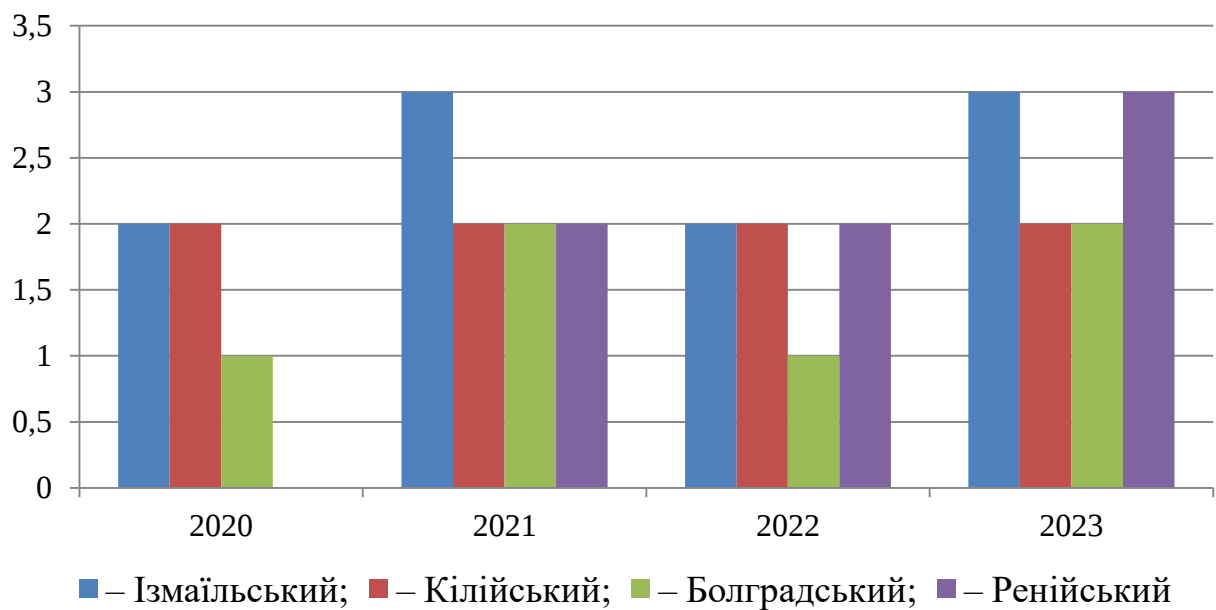


Рисунок 2.4 – Статистика замикань на землю в мережах 35 кВ

Отримані результати говорять про те, що більшість однофазних замикань на землю припадає на мережі 10 кВ, і їх виникнення частіше за все пов'язано з пошкодженням повітряної лінії.

2.2 Основні співвідношення, що характеризують однофазні замикання на землю в мережах з ізольованою нейтраллю

Оскільки замикання на землю є несиметричним пошкодженням [3, 4, 10], то процеси, що протікають при цьому, прийнято розглядати методом симетричних складових. Струми і напруга нульової послідовності, що з'являються при замиканні на землю, повністю характеризують цей процес.

Як випливає з методу симетричних складових, струм нульової послідовності при однофазних замиканнях в трифазній системі [3, 4, 10]:

$$I_0 = \frac{U_\phi}{(Z_{1\varepsilon} + Z_{2\varepsilon} + Z_{0\varepsilon} + 3R)}, \quad (2.1)$$

де $Z_{1\varepsilon}, Z_{2\varepsilon}, Z_{0\varepsilon}$ – сумарні опори схем, відповідно, прямої, зворотної та нульової послідовності системи;

U_ϕ – фазна напруга;

R – перехідний опір в місці замикання.

Напруга нульової послідовності:

$$U_0 = -I_0 Z_0, \quad (2.2)$$

а струм замикання на землю:

$$I_3 = 3I_0. \quad (2.3)$$

У мережах з ізольованою нейтраллю при визначенні струму і напруги нульової послідовності основної частоти цілком допустимо нехтувати значеннями опору прямої і зворотної послідовності в порівнянні з опором нульової [4, 10]. При цьому

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
						35
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$I_{01} = \frac{U_{\phi 1}}{(X_{01\epsilon} + 3R)}, \quad (2.4)$$

$$U_{01} = -I_{01}X_{01}, \quad (2.5)$$

де X_{01} – опір ємності фази мережі щодо землі.

Тут індекс 1 означає, що це струм і напруга основної частоти;

Часткові струми нульової послідовності, що протікають по різних ділянках мережі, визначаються напругою нульової послідовності і опором ємності фази даної ділянки мережі до місця вимірювання [4, 9, 10].

Важливим параметром, що характеризує однофазні замикання на землю, є повнота замикання b , яка визначається перехідним опором в місці замикання:

$$b = \frac{1}{\sqrt{1 + \frac{9 \cdot R^2}{X_{01}^2}}}, \quad (2.6)$$

При неповному замиканні пропорційно повноті зменшуються струми і напруга нульової послідовності основної частоти. На практиці для визначення струму повного замикання на землю при $R = 0$ в повітряних мережах з ізолюваною нейтраллю часто користуються формулою:

$$I_3 = \frac{UI}{350}, \quad (2.7)$$

де U – лінійна напруга мережі, кВ;

l – довжина ліній мережі, км.

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
						36
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Останнім часом було розроблено досить велику кількість пристроїв захисту і пошуку місць однофазних замикань на землю, що реагують на струми і напругу вищих гармонійних складових [4, 9, 10].

Використання гармонік обумовлено тим, що в струмах замикання на землю їх рівень значно більший, ніж в струмах навантаження. Це є важливою відмінною ознакою струмів однофазних замикань і пояснюється наступним. У напрузі мережі завжди є гармоніки. Викликаються вони, в основному, наявністю в мережі нелінійних опорів і, перш за все, в сільських розподільних мережах – опорів кіл намагнічування споживчих трансформаторів 10/0,4 кВ.

Струм холостого ходу трансформатора, що визначається опором його кіл намагнічування, містить великий відсоток гармонійних складових. У зв'язку з цим коло намагнічування трансформатора можна розглядати як генератор струму гармонік. Струми цих генераторів течуть по лініях розподільних мереж, трансформуються силовими трансформаторами 35/10 кВ в мережі вищої напруги і замикаються через опір що живить системи [4, 10].

Якщо врахувати, що встановлена потужність споживчих трансформаторів 10/0,4 кВ в середньому в два рази більш ніж потужність трансформаторів підстанцій 35/10 кВ і що опір мережі напругою 10 кВ, силових трансформаторів і системи на частотах гармонік носить в основному індуктивний характер і збільшується пропорційно частоті, тобто номеру гармоніки, то стає ясным, що навіть при строго синусоїдальній формі напруги, що генерується, в напрузі мережі завжди будуть гармоніки, що досягають часток і навіть одиниць відсотків напруги основної частоти [5, 9].

Магнітна система споживчих трансформаторів несиметрична, тому по фазах генеруються струми гармонік різних рівнів. Проте якщо врахувати, що в мережі встановлено велике число трансформаторів, то падіння напруги на елементах мережі, що викликаються струмами гармонік, які генеруються цими трансформаторами, частково симетруються. У зв'язку з цим можна говорити про наявність в мережі трифазної системи напруг гармонік.

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
						37
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

При виникненні замикання на землю аналогічно тому, як це відбувається в трифазній системі за наявності напруги живлення основної частоти, виникають струми і напруга нульової послідовності вищих гармонік. Оскільки струми замикання на землю в мережі з ізольованою нейтраллю обумовлюються витоком ємності на землю з проводів непошкоджених фаз, то для струмів нульової послідовності вищих гармонік забезпечуються сприятливіші умови протікання, ніж для струмів основної частоти, оскільки опір ємності зменшується пропорційно частоті. Саме цим пояснюється той факт, що в струмах замикання на землю значно більше гармонійних складових, а ніж в струмах навантаження [9, 10].

Струми і напруга нульової послідовності вищих гармонік розраховують методом симетричних складових, проте при цьому необхідно враховувати те, що лінія з розподіленими параметрами має індуктивні опори і, звичайно, не можна нехтувати опорами прямої і зворотної послідовностей мережі, які також потрібно визначати з урахуванням розподілених параметрів ліній.

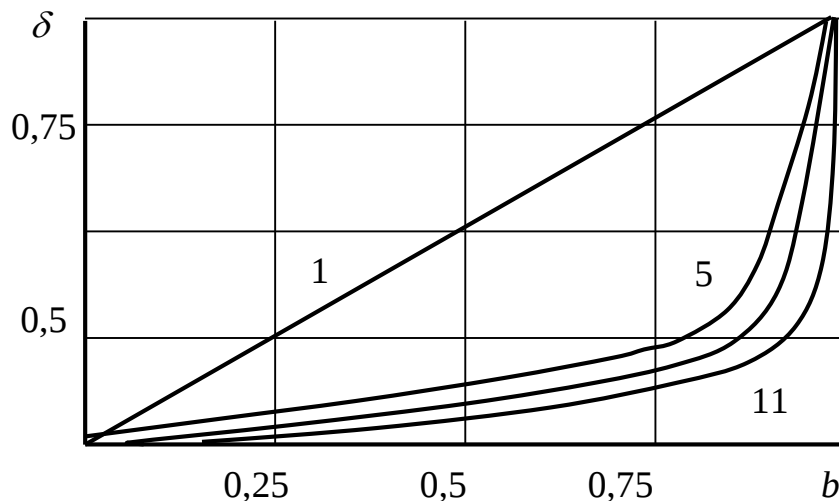
Якщо струми і напруга нульової послідовності основної частоти зменшуються лінійно із зменшенням повноти замикання b , то залежність струмів і напруги нульової послідовності вищих гармонік δ від повноти b носить істотно нелінійний характер:

$$\delta = \frac{1}{\sqrt{1 + (1 - b^2) \frac{n^2}{b^2}}}, \quad (2.8)$$

де n – номер гармоніки.

Звідси ясно, що при замиканні через перехідний опір, рівні струмів і напруги нульової послідовності вищих гармонік різко зменшуються (рисунк 2.5). Пояснюється це тим, що відносне значення активного перехідного опору в порівнянні з опором нульової послідовності мережі для вищих гармонік значно більше в порівнянні з опором нульової послідовності основної частоти [11].

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		38



1, 5, 7, 11 – номери гармонік

Рисунок 2. 5 – Залежність відносного змінення струмів та напруг нульової послідовності гармонік від повноти замикання

Необхідно звернути увагу на зміщення по фазі між напругою і струмом нульової послідовності основної частоти, що завжди носить ємнісний характер. Для вищих гармонік внаслідок впливу розподіленої індуктивності мережі при певних довжинах ліній опір нульової послідовності може бути індуктивним. Тоді і зміщення по фазі між струмом і напругою буде індуктивним [11].

При певних довжинах ліній мережі для різних гармонік може виникати резонанс, коли розподілений індуктивний опір ліній компенсує опір ємності мережі по відношенню до землі. В цьому випадку при замиканні на землю значно зростає струм нульової послідовності даної гармоніки. Близький до цього ефект спостерігається в мережах напругою 10 кВ сумарною довжиною близько 100-200 км в залежності від місця замикання для одинадцятої і тринадцятої гармонік.

Таким чином, процес однофазного замикання на землю характеризується виникаючими при цьому складовими U_0 і I_0 . Для виділення цих складових застосовують фільтри напруги нульової послідовності (ФННП) і струму нульової послідовності (ФСНП), які використовують практично у всіх пристроях захисту, сигналізації і пошуку місць замикань на землю [7].

2.3 Сталий режим однофазного замикання на землю

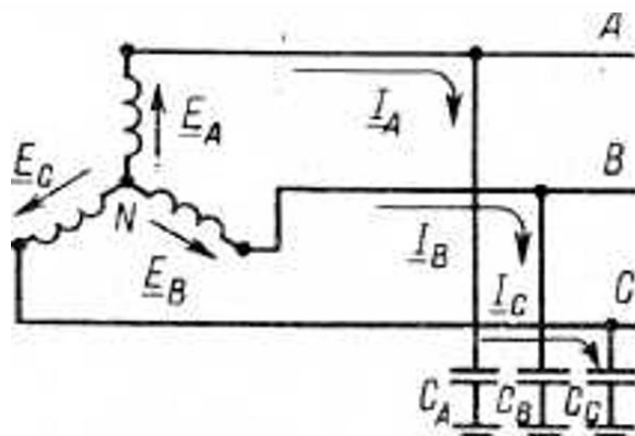
Сталі струми замикання на землю визначаються режимом роботи нейтралі електричних систем. У мережах з ізольованою нейтраллю сталі значення струмів в точці пошкодження при однофазних замиканнях звичайно не перевищують декількох десятків ампер. Якщо нейтраль заземлити через дугогасний реактор, то струм замикання на землю при відповідній настройці реактора можна значно зменшити.

У зв'язку з цим виконання струмового захисту від однофазних замикань на землю в таких мережах, який реагує на сталі струми замикання, викликає певні труднощі. Це приводить до необхідності створення захистів, які діють в залежності від струмів перехідних процесів при замиканнях на землю, а також пристроїв, що реагують на вищі гармонійні складові, що містяться в струмі замикання на землю; використовуються також струмові направлені та інші захисти [3, 4, 10].

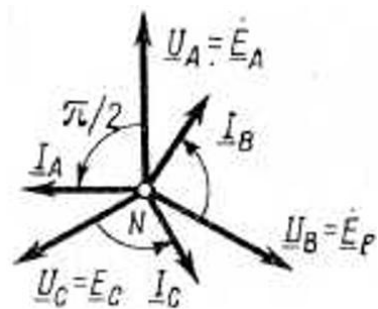
У мережах змінного струму при нормальній роботі разом з робочими струмами навантаження по фазах проходять струми, обумовлені рівномірно розподіленими по довжині проводів ємностями фаз щодо землі. Якщо не враховувати струми навантаження, то напругу в усіх точках мережі можна вважати однаковою, оскільки струми ємностей малі і падінням напруги в проводах від цих струмів можна нехтувати. При цьому напруги фаз по відношенню до землі рівні відповідним фазним напругам U_A , U_B , U_C відносно нейтралі системи, а розподілені ємності фаз в еквівалентній схемі можна замінити конденсаторами C_A , C_B , C_C (рисунк 2.6, а) [3, 4, 10].

Місце приєднання конденсаторів на струми ємності практично не впливає, оскільки індуктивний і активний опори лінії дуже малі в порівнянні з опором ємності фази до землі. У симетричній трифазній мережі $C_A = C_B = C_C = C$. У зв'язку з відсутністю падіння напруги в проводах напруги U_A , U_B , U_C рівні відповідним ЕРС джерела живлення, а їх вектори утворюють симетричну зірку фазної напруги (рисунк 2.6, б) [3, 4, 10].

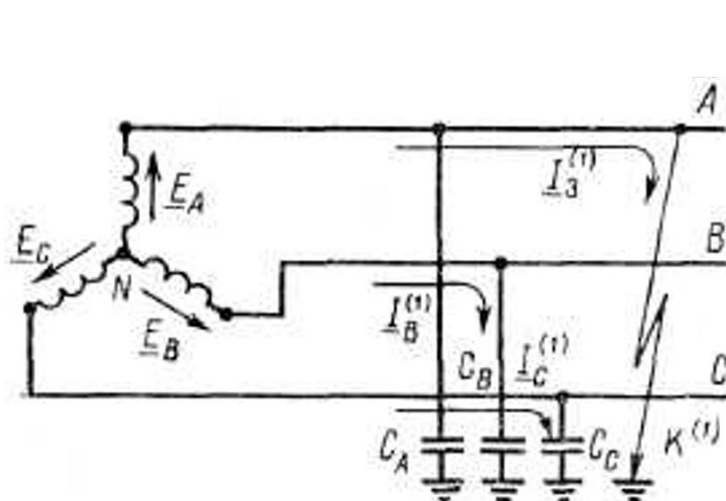
					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
						40
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



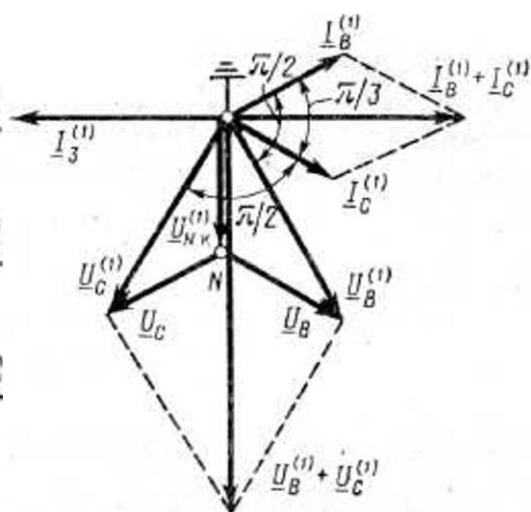
а



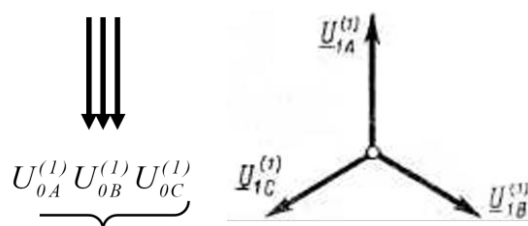
б



в



г



д

а – схема мережі без замикання на землю; б – векторна діаграма струмів і напруг при відсутньому ОЗНЗ; в – схема мережі при замиканні на землю фази А; г – векторна діаграма струмів і напруг при ОЗНЗ фази А; д – – вектори прямої та нульової послідовності напруги

Рисунок 2.6 – Режимы мережі із ізольованою нейтраллю та векторні діаграми струмів та напруг

В результаті напруга нейтралі системи N відносно землі дорівнює нулю, а через зосереджені ємності проходять рівні струми, що випереджають по фазі відповідну напругу на кути $\pi/2$ і які створюють симетричну систему струмів:

$$I_A = \frac{jU_A}{X_C} = j\omega CU_A; \quad I_B = j\omega CU_B; \quad I_C = j\omega CU_C. \quad (2.9)$$

При замиканні якої-небудь фази на землю в мережах з ізольованою нейтраллю напруги фаз відносно землі змінюються, залишаючись незмінними відносно нейтралі системи N .

Так, при металевому замиканні на землю, наприклад, фази A (рисунок 2.6, в) вона одержує потенціал землі ($U_A^{(1)} = 0$). У зв'язку з цим напруги двох інших фаз і нейтралі N відносно землі стають напругами відносно замкнутої на землю фази A (рисунок 2.6, з):

$$U_{AB} = U_B^{(1)}; U_{CA} = U_C^{(1)}; U_{NA} = U_{N\kappa}^{(1)} = -U_A. \quad (2.10)$$

Так як міжфазні напруги залишаються при цьому незмінними, то напруги непошкоджених фаз відносно землі підвищуються в $\sqrt{3}$ разів.

Систему двох векторів $U_B^{(1)}$ та $U_C^{(1)}$ можна розкласти на складові прямої $U_1^{(1)}$ та нульової $U_0^{(1)}$ послідовностей (рисунок 2.6, д).

При «металічному» замиканні на землю в мережі з'являється напруга нульової послідовності $U_{0\kappa}^{(1)}$, яка, як і напруга зсуву нейтралі $U_{N\kappa}^{(1)}$, рівна за абсолютним значенням і протилежна по фазі напрузі, яку має пошкоджена фаза відносно землі при нормальній роботі (напрузі відносно нейтралі системи).

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
						42
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Напруга прямої послідовності рівна напрузі фаз відносно землі при нормальній роботі. Внаслідок цього зміну напруги фаз при замиканні на землю можна розглядати як результат накладення напруги нульової послідовності $U_{0\kappa}^{(1)}$ на напругу фаз мережі при її нормальній роботі [3, 4, 10].

Замикання на землю звичайно відбуваються через перехідні активні опори. При цьому напруга пошкодженої фази відносно землі не знижується до нуля, а напруга непошкоджених фаз відносно землі стає більше фазної, але менше міжфазної в залежності від значення перехідного опору. У зв'язку з цим напруга зміщення нейтралі і напруга нульової послідовності одержуються меншими фазної напруги. Це зменшення характеризується коефіцієнтом повноти замикання на землю:

$$b = \frac{U_{0\kappa}^{(1)}}{U_{\phi}} \leq 1 \quad (2.11)$$

Зміну фазної напруги і появу напруги нульової послідовності можна використовувати для виконання захисту від замикання на землю та для виявлення ОЗНЗ в мережі. Одночасно із зміною фазної напруги змінюються і повні фазні струми. Струми непошкоджених фаз замикаються через точку $K^{(1)}$ і пошкоджену фазу, утворюючи струм $I_3^{(1)}$ (рисунок 2.4, в та 2.4 з) [3, 4, 10].

При замиканні на землю фази С також змінюються і всі ємнісні струми (рисунок 2.4, з). Оскільки фазні напруги непошкоджених фаз А і В збільшуються в $\sqrt{3}$ разів, ємнісні струми цих фаз також збільшується в $\sqrt{3}$ разів. При цьому струм $I_A^{(1)} = 0$. У двох інших фазах ємнісні струми $I_B^{(1)}$ та $I_C^{(1)}$ визначають як геометричну суму ємнісних струмів I_B та I_C до замикання із струмом I_A .

Абсолютне значення ємнісного струму у фазі С у цьому випадку визначається за виразом

$$I_C^{(1)} = \sqrt{I_A^2 + I_A I_C + I_C^2} = \sqrt{3} I_A, \quad (2.12)$$

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
						43
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

а у фазі В

$$I_B^{(1)} = \sqrt{I_A^2 + I_A I_B + I_B^2} = \sqrt{3} I_A. \quad (2.13)$$

Ємнісний струм пошкодженої фази буде дорівнювати нулю. Струм пошкодженої фази буде дорівнювати струму замикання на землю який проходить через точку замикання:

$$I_3 = -(I_C^{(1)} + I_B^{(1)}). \quad (2.14)$$

Отже при замиканні однієї фази на землю струм замикання на землю в $\sqrt{3}$ разів більший від ємнісних струмів непошкоджених фаз, які в свою чергу більші в $\sqrt{3}$ разів, ніж ємнісні струми нормального режиму.

Із векторної діаграми (рисунок 2.4, з), при умові, що $I_A^{(1)} = 0$, слідує:

$$I_3 = \sqrt{(I_C^{(1)})^2 + I_C^{(1)} I_B^{(1)} + (I_B^{(1)})^2}; \quad (2.150)$$

$$I_3 = \sqrt{(\sqrt{3} I_A)^2 + \sqrt{3} I_A \sqrt{3} I_A + (\sqrt{3} I_A)^2} = 3 I_A; \quad (2.16)$$

$$I_3 = 3 I_{A \text{ ном}}. \quad (2.17)$$

Тобто, у системі з ізольованою нейтраллю струм ОЗНЗ при «металевому» замиканні в 3 рази більший, ніж фазний ємнісний струм нормального режиму [3, 4]:

$$I_3 = 3 U_\phi \omega C_A, \quad \text{або} \quad I_3 = 3 U_\phi \omega C, \quad (2.18)$$

де U_ϕ – номінальна фазна напруга мережі, В;

ω – кутова частота, с^{-1} ;

C – ємність фази (C_C, C_A, C_B), що залежить від конструкції і довжини лінії, Ф.

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
						44
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$C = C_0 l_n, \quad (2.19)$$

- для повітряних ліній $C_{0пл} = 5,4 \cdot 10^{-3}$ мкФ/км;
- для кабельних ліній $C_{0кл} = 190 \dots 220 \cdot 10^{-3}$ мкФ/км.

В практичних розрахунках для визначення струму ОЗНЗ користуються спрощеним наближеним виразом [3, 4]:

$$I_z \cong \frac{U_n \cdot l_n}{\mu}, \quad (2.20)$$

де U_n – номінальна напруга мережі (лінійна), кВ;

l_n – довжина електрично зв'язаних ліній даного класу напруги, км;

μ – коефіцієнт.

Для повітряних ліній $\mu = 350$, а для кабельних – $\mu = 10 \dots 12$.

При однофазних замиканнях на землю в мережі з ізолюваною нейтраллю трикутник лінійних напруг не спотворюється, тому споживачі, що ввімкнені на лінійну напругу, продовжують працювати нормально.

Внаслідок того, що при замиканні на землю напруга непошкоджених фаз збільшується в $\sqrt{3}$ разів – ізоляція в таких мережах розраховується на міжфазну напругу. Ця обставина обмежує застосування такого типу мереж лише до напруги 35 кВ, де вартість ізоляції не є визначальною, а її збільшення компенсується безперебійним електропостачанням при замиканнях на землю які становлять 65 % від загальної кількості замикань [3, 4].

В електричних мережах напругою 6...20 кВ на залізобетонних або сталевих опорах, а також в мережах 35 кВ на опорах будь-якого типу, сила струму замикання на землю не повинна перевищувати 10 А.

Якщо лінії виконані на дерев'яних опорах тоді сила струму замикання на землю не повинна перевищувати: 30 А для ПЛ 6 кВ; 20 А для ПЛ 10 кВ.

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
						45
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Якщо сила струму не перевищує вказаних значень, то при замиканні фази на землю немає необхідності в негайному відключенні лінії, вона може знаходитися в роботі до визначення і ремонту пошкодженого елемента (до 2 годин).

Якщо струм замикання на землю перевищує вказані значення, то може виникнути електрична дуга що перемежовується. Це в свою чергу веде до виникнення перенапруги, яка представляє небезпеку для ізоляції, особливо в мережах напругою 35 кВ.

Для зменшення струму замикання на землю, який має ємнісний характер, між нейтраллю трансформатора та землею встановлюють дугогасильну індуктивну котушку (реактор). Такі мережі називаються компенсованими. Для повітряних ліній це мережі напругою 35 кВ, а для кабельних ліній – 6...35 кВ.

Якщо сила струму замикання на землю перевищує 50 А рекомендується встановлювати не менше двох дугогасильних реакторів.

Дугова перенапруга виникає при горінні дуги, при замиканні на землю однієї фази, в установках з ізолюваною нейтраллю (переміжної дуги). В цьому випадку можливе виникнення масових перекриттів ізоляції на непошкоджених фазах.

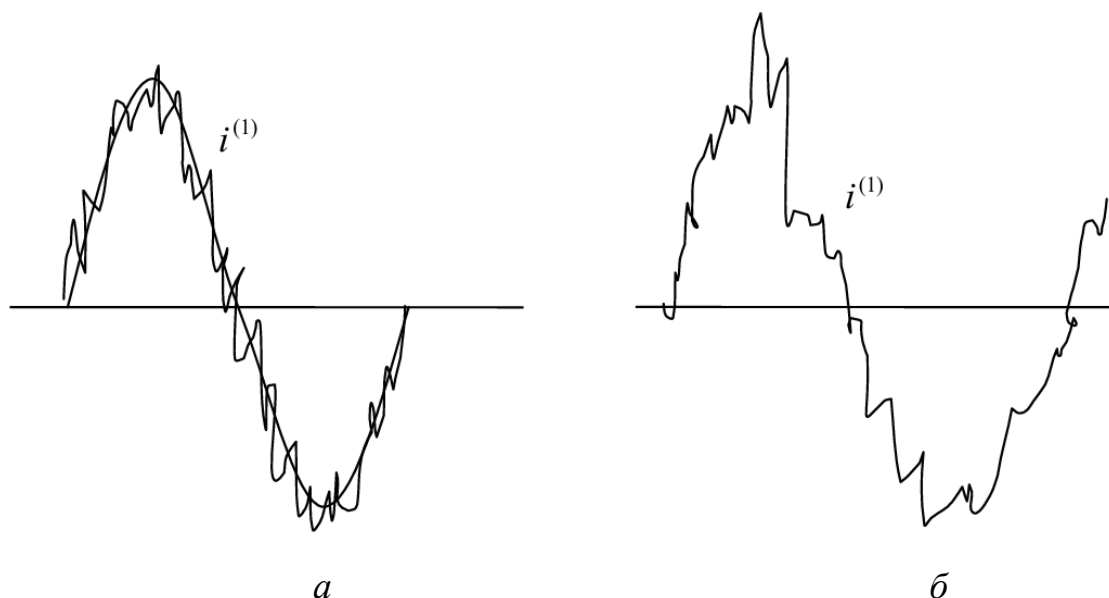
Максимальне значення амплітуди дугової перенапруги знаходиться в межах $3,1 \dots 3,7 U_{ф.мер}$. Дугова перенапруга шкідлива не лише своєю амплітудою, а і значною тривалістю існування, так як при ОЗНЗ лінія може залишатися під напругою тривалий час.

Для розподільних мереж напругою 6–35 кВ характерна складна деревоподібна конфігурація, вони часто секціонуються роз'єднувачами і вимикачами навантаження, окремі ділянки мережі виконані проводами різної марки та перерізу, використовують різні режими роботи нейтралі (ізолювана, компенсована) є інформаційно невизначеними, не чутливими до короткого замикання в кінці лінії, струм і напруга нульової послідовності залежать не від місця замикання, а від перехідного опору в місці замикання.

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
						46
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

В елементах системи електропостачання виникають як стійкі, так і нестійкі пошкодження ізоляції й струмопровідних частин. Нестійкі пошкодження можуть самоусуватися, залишатися нестійкими або переходити за певних умов у стійкі. Для визначення місця пошкодження важливо знати фізику процесів, параметри як стійких, так і нестійких пошкоджень. Оскільки на частку однофазних замикань на землю припадає 60–85 % всіх пошкоджень, то важливо зупинитися на цьому виді пошкоджень [5].

При металевих ОЗНЗ на основну гармоніку струму 50 Гц накладаються високочастотний струм власної частоти контуру замикання й вищих гармонік джерел напруги. Наявність у колі замикання активного опору різко знижує вплив струму власної частоти на основну гармоніку струму (рисунк 2.7).



a – бездугове металеве ОЗНЗ; *б* – ОЗНЗ через активний опір

Рисунок 2.7 – Форма струму однофазного замикання на землю

Дугове замикання спостерігається при пробоях і перекриттях фазної ізоляції. Якщо дуга горить у великому обсязі повітря (перекриття ізолятора, обриви провідників і їх падіння на землю), то її називають відкритою. Дуги, що виникають при пробії ізоляції безпосередньо в кабелях, обмотках трансформаторів, називають закритими.

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		47

У відкритих дугах при значній ємності провідників мережі щодо землі форма дуги стробаста. Таку дугу називають перекидною. Гасіння дуги відбувається, як правило, при переході через нуль струму власних коливань. Збурення дуги відбувається внаслідок пробою проміжку провідника під час відновлення напруги на ньому до першого максимуму. В залежності від величини струму основної частоти й інших факторів може відбутися самозагасання дуги, тобто ОЗНЗ «самоусувається», або тривале горіння дуги.

Функціональні залежності електричних величин при ОЗНЗ від параметрів електроустановки досить докладно викладені в інших літературних джерелах [5, 9].

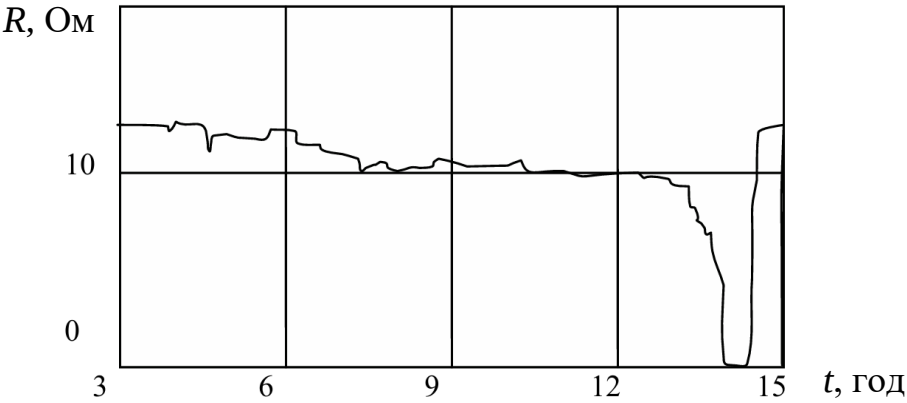
Точно математично описати ОЗНЗ, що супроводжуються електричною дугою, складно, тому що електричний опір стійкої дуги, що горить, є нелінійною функцією струму, що протікає через неї. У цьому випадку перехідні процеси розраховують методом шматково-лінійної апроксимації, заснованому на заміні реальної вольт-амперної характеристики дуги відрізками прямих ліній струму в дузі i_0 в функції часу $i_0 = f(t)$. на окремих ділянках. На жаль, цей метод не може забезпечити необхідну точність, оскільки не можна одержати для розрахунку вольт-амперну характеристику дуги із прийнятною точністю.

Для визначення екстремальних даних параметрів однофазних зами кань на землю проводилися дослідження динаміки зміни активного опору ізоляції фаз мережі щодо землі на підстанції 110/35/6 кВ з боку напруги 6 кВ. Від підстанції відходило дев'ять ліній (шість повітряних і три кабель них), що живлять промислових і сільських споживачів. Для безперервного контролю активного опору ізоляції фаз мережі використовувався вимірювальний пристрій, на виході якого був установлений самописний прилад типу НЗ49, що дозволило простежити динаміку зміни активного опору ізоляції фаз мережі щодо землі [5].

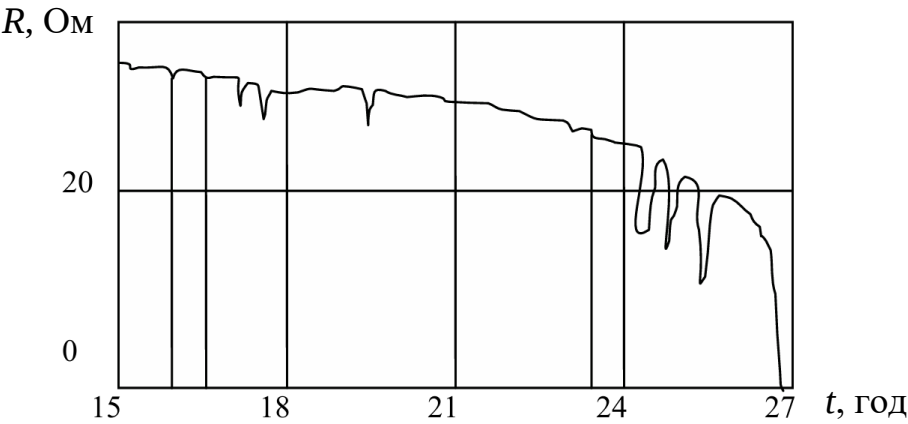
Дослідження проводилися в умовах нормального експлуатаційного режиму роботи мережі протягом року. Усього було зареєстровано 53 випадки

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
						48
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

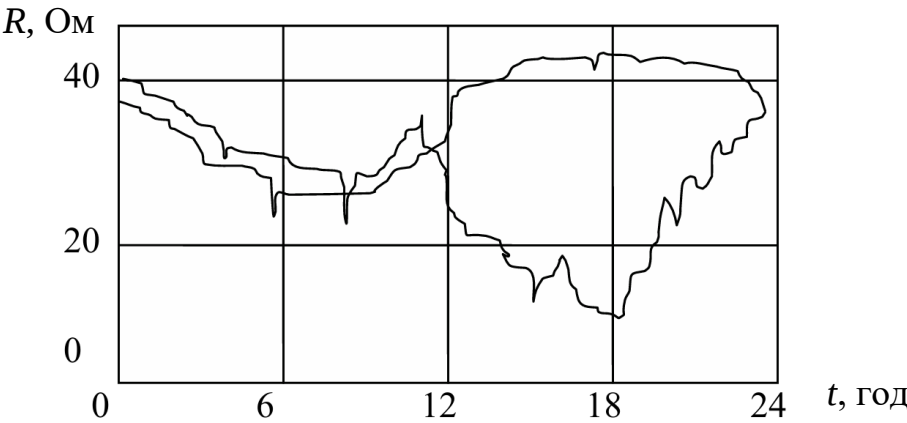
замикань на землю. В 21 випадку (39,6 %) замиканню на землю передувала повільна зміна опору ізоляції (рисунок 2.8 *а*), що дозволяло за 1,5-2 години прогнозувати виникнення замикання [5].



а



б



в

а – повільна зміна опору; *б* – швидка зміна опору (раптове ОЗНЗ);
в – зміна опору під впливом атмосферних явищ

Рисунок 2.8 – Динаміка зміни активного опору відносно землі при ОЗНЗ

В інших 32 випадках (60,4 %) замикання носило раптовий характер. Після вмикання лінії засобами автоматики повторного вмикання (АПВ) опір ізоляції відновлювався (рисунок 2.8 б), однак починав знижуватись протягом деякого часу (від декількох годин до доби), і, в остаточному підсумку, виникало стійке замикання на землю [5].

Високі рівні опору ізоляції спостерігались в літній і зимовий періоди, а найбільш низький – в осінній. Симетричне зниження опору ізоляції зумовлено, в основному, зміною рівня вологи повітря навколишнього середовища. Плавне зменшення опору ізоляції регулярно спостерігається в нічний час доби (рисунок. 2.8 в), різке – під час дощу.

Режим роботи підключених електричних установок при виконанні технологічних операцій майже не впливає на динаміку зміни опору ізоляції. Стійке замикання на землю виникало при зниженні активного опору ізоляції фаз мережі щодо землі до рівня 3-5 кОм. Замикання на землю, що самоусуваються, характерні для літнього періоду й, в основному, зумовлені комутаційними перенапругами в мережі.

Вимірювання активного опору здійснювалось також у місці пошкодження. Результати вимірювань показали, що на повітряних лініях перехідний опір R_{Π} перебував у межах 0,25-4 кОм, а на кабельних лініях – 0,15-2,8 кОм.

Аналогічні результати були отримані й іншими авторами. Інтегральний розподіл опорів у місці замикання в мережах залізничних кар'єрів який показав, що ймовірність виникнення замикань через різні опори неоднакова, і що в 75 % R_{Π} замикань не перевищувало 1 кОм. Разом з тим можливі значення $R_{\Pi} = 6,0-8,0$ кОм [5].

У переважній більшості сільських розподільних мереж захист від замикань на землю діє на сигнал. У процесі пошуку місця пошкодження струм замикання на землю може протікати протягом значного часу. У результаті просихання, спікання ґрунту біля залізобетонних опор, перегорання відводів до заземлювачів відбувається різка зміна перехідного опору від кількох сотень

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
						50
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Ом до декількох десятків кОм і створюється помилкове враження про зникнення замикання на землю.

Наведені дані ще раз підтверджують поступовий розвиток пошкоджень як у повітряних, так і в кабельних мережах, а також можливість своєчасного виявлення дефекту й усунення за рахунок профілактичних заходів.

При замиканнях між фазами перехідні опори часто визначаються тільки опорами дуг. Вольт-амперна характеристика дуги нелінійна. Протягом кожного напівперіоду опір дуги значно змінюється, при цьому форма струму в ній звичайно близька до синусоїдального, тому що струм, в основному, визначається опорами елементів системи.

При розгляді методів визначення ОЗНЗ часто використовують поняття «еквівалентний опір дуги», при цьому потрібно мати на увазі, що дуга є потужним «генератором» вищих гармонік. Експериментальні дослідження відкритих дуг показали, що при діючих значеннях струму I_d в сотні амперів і більше, опір дуги, що є практично активним, може в загальному випадку визначатися виразу

$$R_d = \frac{U'_m \cdot l_d}{I_d^k}, \quad (2.21)$$

де U'_m – градієнт напруги на дузі, В/м;

l_d – довжина дуги, м.

Градієнт напруги на дузі як такий, що мало залежить від струму, при більших його значеннях приймається постійним і рівним 1400-1500 В/м, а показник степеня $k = 1$. Тоді R_d , Ом, розраховується за амплітудним значенням:

$$R_d = \frac{U'_m \cdot l_d}{I_m} = \frac{U'_m \cdot l_d}{1,4 I_d} \approx \frac{1050 \cdot l_d}{I_d}. \quad (2.22)$$

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
						51
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Дуга має найменший опір у перші періоди часу виникнення ушкодження, коли струм має максимальне значення, а довжина – мінімальне. Далі, під впливом вітру, конвекції повітря й електродинамічних зусиль дуга подовжується і її опір починає швидко зростати.

Наявність перехідних опорів R_{Π} як при міжфазних к.з. так і при однофазних замиканнях на землю може істотно впливати на точність методів визначення пошкоджень [5].

Висновки до розділу 2

В розділі проаналізовано види пошкоджень, які можуть виникнути в розподільних електричних мережах напругою 10 та 35 кВ. Аналіз статистики кількості пошкоджень електричної мережі напругою 10 та 35 кВ в районі електропостачання показав, що значна кількість пошкоджень припадає однофазні замикання на землю (ОЗНЗ) в лінії – до 67 % від усіх видів пошкоджень.

Встановлено, що при замиканні однієї із фаз на землю виникає дугова перенапруга досить високого рівня – $3,1 \dots 3,7 U_{\text{ф.мер}}$. Це може привести до пошкодження електрообладнання, виникнення аварії, і говорить про те, що тривала присутність ОЗНЗ в мережі не допустима.

Для зменшення негативних наслідків необхідно проаналізувати способи виконання сигналізації та обґрунтувати ефективні методи та засоби для швидкого пошуку місця пошкодження в розподільних електричних мережах.

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
						52
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3 АНАЛІЗ ТА ОБГРУНТУВАННЯ МЕТОДІВ І ЗАСОБІВ ВИЗНАЧЕННЯ МІСЦЬ ОДНОФАЗНИХ ЗАМИКАНЬ НА ЗЕМЛЮ

3.1 Способи виконання сигналізації і захисту від однофазних замикань на землю

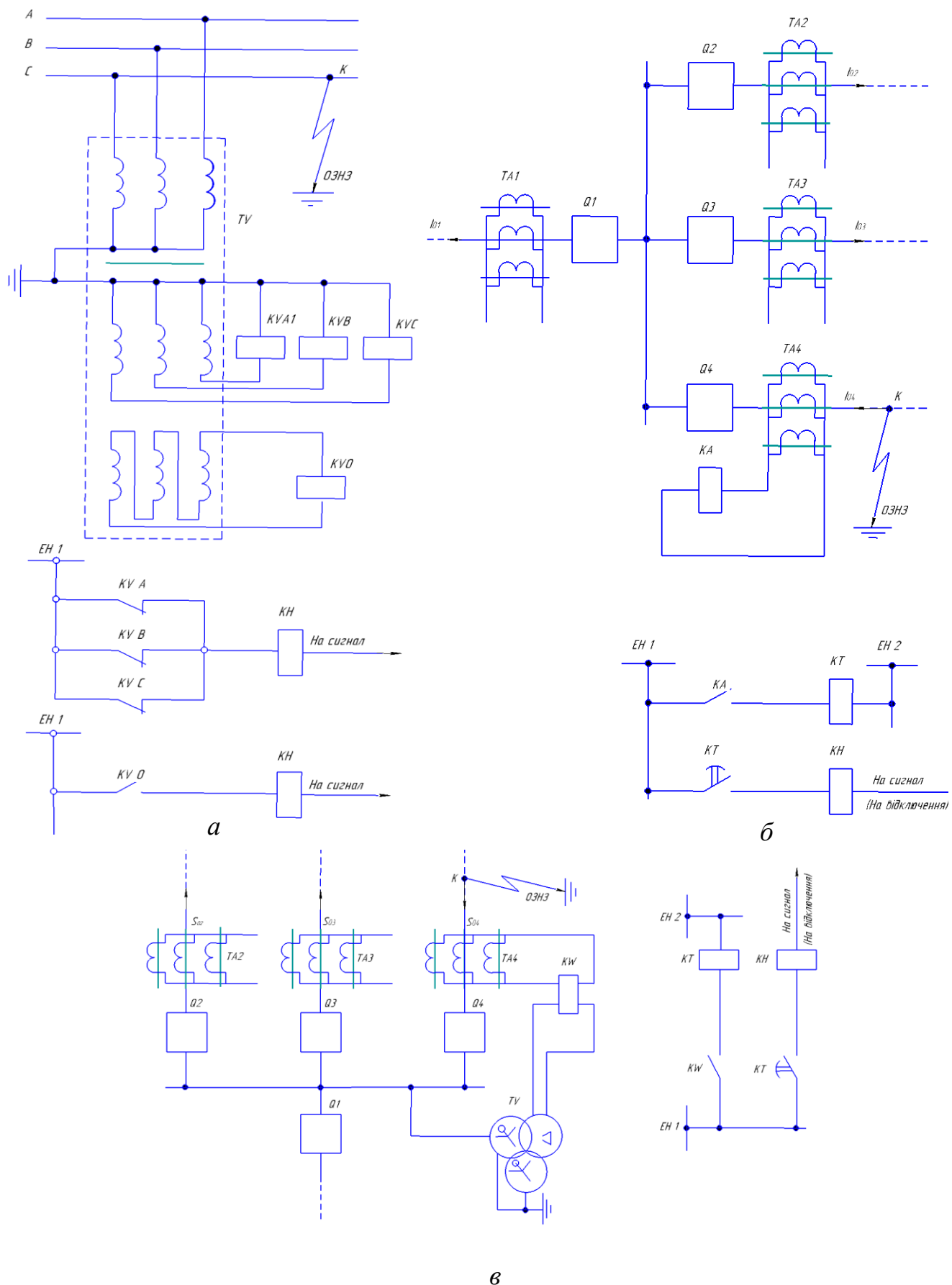
Замикання на землю в мережах 10 та 35 кВ, що живлять сільськогосподарські об'єкти, не змінюють систему лінійних напруг, не супроводжуються великими струмами пошкодження і не порушують електропостачання споживачів [4, 9, 10]. Швидкодіюче відключення при однофазних замиканнях на землю (ОЗНЗ) застосовується лише в мережах, де робота з пошкодженням ізоляції неприпустима за умовами електробезпеки. У всіх інших випадках правила улаштування електроустановок допускають експлуатацію електричних мереж 10 та 35 кВ при виникненні ОЗНЗ. При цьому на підстанціях 35/10 кВ замість відключення фідерів із ОЗНЗ використовується тільки неселективна сигналізація замикань на землю (рисунки 3.1 а), без визначення пошкодженого приєднання [4, 5, 9].

Черговий персонал, який отримав сигнал про появу ОЗНЗ – горить світлове табло «Земля на лінії», вживає заходів щодо визначення пошкодженого приєднання і пошуку місця цього пошкодження. При цьому система визначення місця пошкодження (ВМП) ЛЕП в загальному випадку включає в себе наступні п'ять послідовних операцій [5, 7]:

- реєстрація факту замикання на землю (неселективним сигналізацією);
- визначення номеру пошкодженого приєднання (лінії);
- визначення пошкодженої ділянки лінії (дистанційне ВМП);
- визначення місця пошкодження на місцевості (топографічне ВМП).

За допомогою пристроїв неселективної сигналізації (трансформаторів напруги з контролем ізоляції) реєструють факт ОЗНЗ незалежно від місця пошкодження в електричній мережі і використовують загальні ознаки появи замикання на землю (рисунки 3.1 а).

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
						53
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



а – неселективна сигналізація; *б* – селективна сигналізація; селективна
направлена сигналізація

Рисунок 3.1 – Схеми сигналізації про однофазні замикання на землю

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		54

Такими ознаками є: зниження опору ізоляції; зниження фазної напруги пошкодженої фази відносно землі; поява напруги нульової послідовності (напруги зсуву нейтралі).

Визначення пошкодженого приєднання проводиться шляхом почергового відключення приєднань (фідерів) на підстанції. Пошкодженим є приєднання, при відключенні якого зникає напруга нульової послідовності (або відновлюється фазна напруга щодо землі) [5, 7].

Пошук пошкодженого приєднання шляхом почергового відключення має такі недоліки:

- відключення приєднань супроводжуються перервами електропостачання споживачів електричної енергії;
- з часом збільшується ймовірність переходу однофазного замикання на землю в багатофазне внаслідок комутаційних перенапруг, що його супроводжують;
- значна тривалість пошуку ОЗНЗ на місцевості і великі витрати праці.

Перераховані вище недоліки відсутні у селективних сигналізаціях і захистах від ОЗНЗ.

Всі пристрої селективної сигналізації, що застосовуються на даний час, можна поділити на наступні групи:

- пристрої сигналізації, що реагують на складові нульової послідовності промислової частоти (реле РТЗ–50, захист типу ЗЗП–1м та ін.);
- пристрої сигналізації, що реагують на вищі гармонійні складові сталого режиму (пристрої типу УСЗ–2/2, «Спектр» та ін.);
- пристрої сигналізації, що реагують на вільні складові перехідного процесу замикання на землю (імпульсний захист ІЗС, ІЗС–М (УЗС–01), ПЗЗМ–1, «Імпульс», «Спектр», сигналізація типу УЦСЗ та ін.) [5].

Всі способи селективного захисту від однофазних замикань можна розділити на [5, 11, 12]:

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
						55
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

а) способи, які використовують природні складові струму і напруги нульової послідовності:

– ті, що реагують на сталі значення струму і напруги нульової послідовності;

– ті, що реагують на струми і напругу перехідного процесу замикання на землю [5, 11, 12];

б) способи з накладенням на струм замикання струмів з частотами, відмінними від промислової частоти.

Одним із найпростіших захистів від однофазних замикань є струмовий захист. Він реагує на струм нульової послідовності основної частоти та ефективно використовується на підстанціях з великим числом приєднань. Але в сільських розподільних мережах напругою 10 кВ не застосовується.

Різновидом струмового захисту від замикань на землю є груповий захист, що виділяє лінію з максимальним струмом I_0 . Але він не завжди ефективний на сільських підстанціях, від яких відходить невелике число ліній різної довжини [11, 12].

Останніми роками все частіше з'являються розробки захистів від замикань на землю, що реагують на накладені струми нульової послідовності з частотою, відмінною від промислової – 100 Гц, 25 Гц, 300 Гц та ін.

Використання струмів нижчих частот є бажанішим, оскільки в цьому випадку непошкоджені приєднання надають меншого шунтуючого впливу на протікання струму, що накладається, при замиканні через перехідний опір [6, 12].

Щоб усунути цей вплив на роботу захисту, вони виконуються направленими (рисунок 3.1 в), захист надійно працює при різних видах пошкоджень, у тому числі і при великих перехідних опорах. Його реалізація в сільських мережах ускладнена через накладення струмів. Мережі напругою 10 кВ оснащують трансформаторами напруги типу НТМИ або НАМИ, які дають можливість накладати струми більше декількох десятків міліампер. При таких струмах на роботу захисту впливають перешкоди, що викликаються включенням і відключенням навантаження [11, 12].

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
						56
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Є досить велика кількість розробок пристроїв захисту, що реагують на струми нульової послідовності перехідного процесу замикання на землю. Основною перевагою є можливість їх використання з фільтрами струму нульової послідовності (ФСНП) з великими струмами небалансу.

Для сільських повітряних розподільних мереж такі захисти не прийнятні, тому що реагують на усталені значення струму. Співвідношення між струмами перехідного процесу, визначається частковими ємностями ділянок. Крім того, на силу струму великий вплив мають момент пробою ізоляції (фаза напруги) і опір в місці пошкодження.

Прикладами виконання направлених захистів, що реагують на струми і напруги основної частоти, є прилади РЗН-3 і ЗЗП-1. Недоліком виконання захисту цим способом є необхідність ФСНП з малим струмом небалансу, оскільки інакше можливо помилкове спрацювання пристрою, встановленого на непошкодженому приєднанні, при малому частковому струмі замикання на землю цього приєднання [11, 12].

Цей недолік усувається введенням в схему захисту додаткового порогового органу, що дозволяє роботу пристрою лише при величині виходу з ФСНП, що перевищує його максимальний вихід, обумовлений небалансом.

Пристрої, що реагують на напрям потужності нульової послідовності вищих гармонік, менш критичні до якості ФСНП. Цей спосіб доцільно використовувати, коли немає можливості виконати ФСНП з високою роздільною здатністю, що має місце, наприклад, в приладах для відшукування місць замикань на землю.

Недоліками пристроїв такого типу є вплив на роботу повноти замикання на землю, оскільки при неповному замиканні різко зменшується рівень гармонік в струмі і напрузі нульової послідовності. Та навіть при цьому пристрої залишаються працездатними при достатньо якісному ФСНП. Направлені захисти можуть виконуватися і груповими [11, 12].

Виходячи з викладеного і враховуючи можливість виконання ФСНП на лініях з повітряними виводами з розподільних пристроїв з досить малими

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
						57
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

небалансами, можна зробити висновок, що найбільш перспективними для застосування в сільських розподільних мережах є направлені захисти, що реагують на струм і напругу нульової послідовності основної частоти.

Практично всі пристрої захисту і сигналізації замикань на землю, що на даний час експлуатуються в мережах, у тому числі і неселективні, реагують на замикання на землю з повнотою $b = 0,3 \dots 0,4$. З урахуванням цього чутливість захисту за струмом повинна складати $0,26 \dots 0,34$ А.

Захист повинен спрацьовувати з витримкою часу близько декількох секунд. Доцільно задіяти пристрій захисту на відключення лінії з подальшим АПВ, причому в більшості випадків повітряну лінію можна не відключати, якщо замикання на землю не усунулося при спрацьовуванні АПВ, що відповідає практиці експлуатації, що склалася. Відключення ліній необхідне тільки в особливих випадках, якщо є ймовірність поразки електричним струмом людей і тварин, що знаходяться в зоні проходження електричної розподільної мережі [11]-[15].

3.2 Методи визначення однофазних замикань на землю

Методи і засоби визначення місць пошкодження в розподільній електричній мережі розділяють на дистанційні та топографічні. Дистанційні засоби визначення місця пошкодження (ВМП) встановлюються на підстанції і дозволяють визначати відстань від підстанції до місця пошкодження (МП). Топографічні або трасові прилади пошуку місця однофазного замикання на землю (ОЗНЗ) є переносними і призначені для точного визначення МП на місцевості, на трасі лінії [5, 11, 12].

Схематичний розподіл методів визначення ОЗНЗ за принципом дії приведено на рисунку 3.2.

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
						58
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

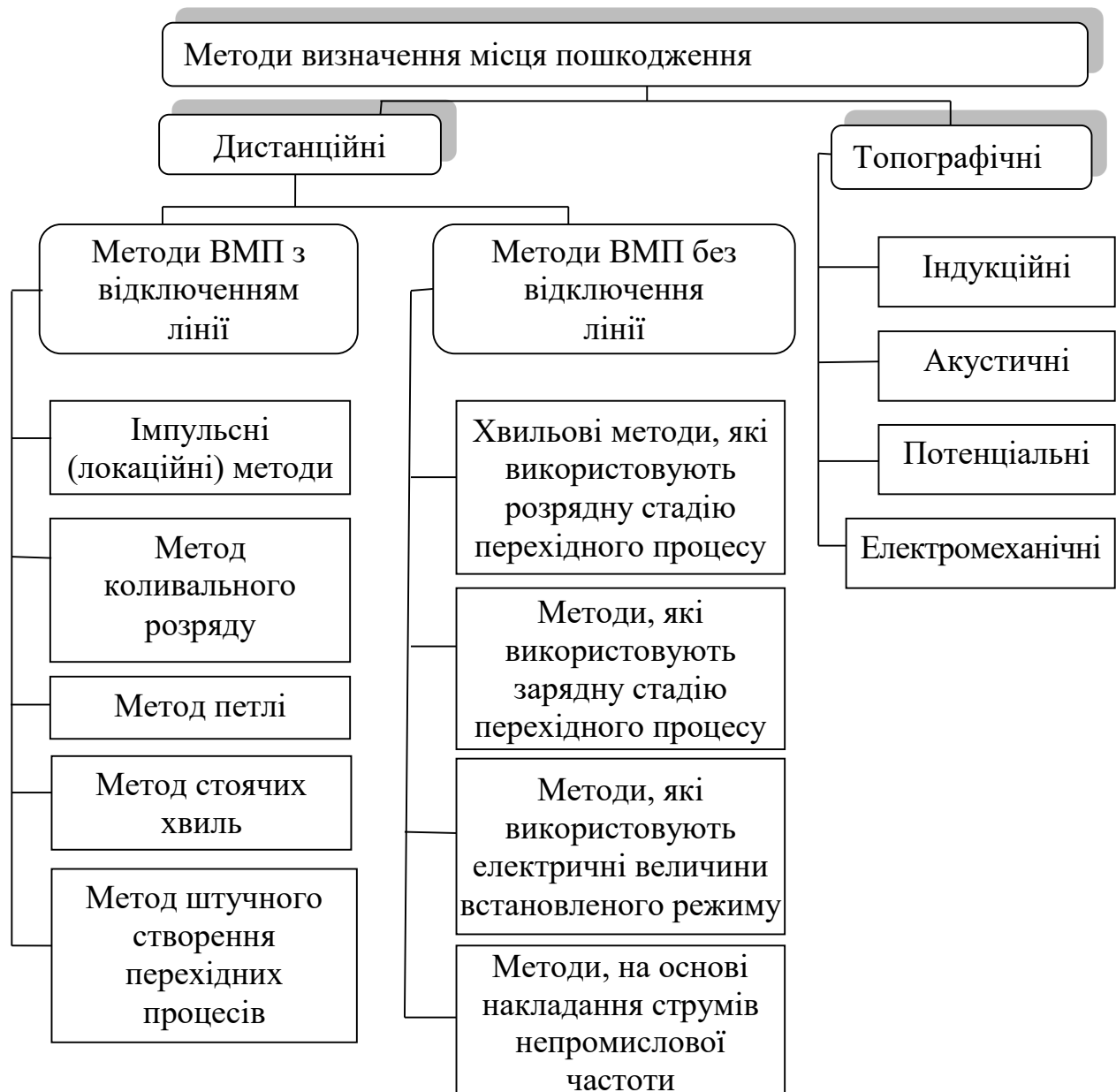


Рисунок 3.2 – Класифікація методів визначення місця пошкодження в розподільних електричних мережах напругою 10 та 35 кВ

3.2.1 Топографічні методи

Індукційний метод.

Метод заснований на тому, що пошукова бригада, рухаючись вздовж траси повітряної або кабельної лінії, встановлює спеціальними приладами характер зміни магнітного й електричного поля, які протікають по лінії зі

струмом. Струм виробляється спеціальним генератором, що підключається на підстанції до вже відключеною лінії [5, 12].

Акустичний метод.

Метод заснований на відшукуванні на трасі акустичних (механічних) коливань, що виникають на лінії. Оператор з акустичним датчиком і підсилювачем переміщається в зоні 40 метрів, знайденої іншим методом, і визначає місце максимального рівня прийому за індикатором. Іскровий розряд створюється за допомогою спеціальних пристроїв, що підключаються на кінці лінії після її відключення [5].

Потенціальний метод.

Метод заснований на фіксації вздовж траси електричних потенціалів, які утворюються при протіканні струму по оболонці лінії. У місці пошкодження вказаний потенціал має найбільше значення [5, 12].

Електро механічний метод.

Метод заснований на фіксації механічних зусиль, створених за рахунок струму короткого замикання. Електро механічні покажчики встановлюються стаціонарно на опорах повітряних ліній. При протіканні струму короткого замикання у покажчика випадає блінкер. Блінкер перевіряють після аварії при обході лінії. Метод використовується в основному в мережах 10 кВ сільськогосподарського призначення [5, 12].

3.2.2 Дистанційні методи

Методи ВМП (рисунок 3.2) діляться на методи ВМП з відключенням та ВМП без відключення лінії.

Методи ВМП з відключенням лінії з пошкодженням застосовуються для пошуку місця ОЗНЗ на повітряній лінії. Методи другої групи в мережах напругою 10 та 35 кВ в даний час практично не застосовуються. Вони знаходяться або в стадії розробки, або у дослідній експлуатації [5, 12-20].

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
						60
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Дистанційні засоби і методи ВМП через існування похибки вимірювань не дозволяють точно визначити відстань до місця пошкодження. За їх показниками можна визначити тільки передбачувану відстань, де відбулося пошкодження. Окрім того визначення місця пошкодження не можливе із-за розгалуженої деревоподібної системи сільських електричних мереж напругою 6 та 10 кВ.

У межах зазначеної наближеної зони місця ОЗНЗ додатково використовуються топографічні методи.

Відсутність замкнутого контуру при ОЗНЗ в мережах 10 (6) та 35 кВ, мала величина струмів пошкодження та слабка залежність аварійних струмів і напруг і їх симетричних складових від місця пошкодження, ускладнюють застосування методів визначення відстані до МП.

Нижче детально розглянуті методи дистанційного ВМП, які застосовуються на практиці в мережах 10 та 35 кВ.

Імпульсний метод ВМП.

Імпульсні (локаційні) методи ВМП засновані на вимірюванні часу між моментом посилення в лінію зондуєчого електричного імпульсу і моментом повернення до початку лінії імпульсу, відбитого від місця пошкодження (МП) [15, 17-19]. Принцип вимірювання (визначення) відстані до МП імпульсним методом зображено на рисунку 3.3

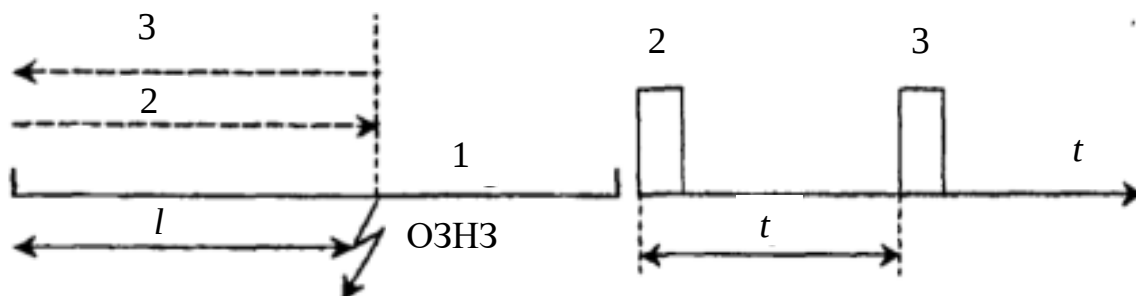


Рисунок 3.3 – Імпульсний метод ОМП

В лінію 1 надсилається зондуєчий імпульс 2 і вимірюється час подвійного пробігу зондуєчого імпульсу 3 до місця пошкодження і назад.

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
						61
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Основні проблеми локаційного методу пов'язані з отриманням відбитого імпульсу заданої форми, тривалості і амплітуди. Це завдання вирішується підбором форми і тривалості зондуючих імпульсів і опрацюванням сигналів, що приходять з лінії від МП, які підбираються так, щоб основна частина амплітудного спектра відбитого імпульсу була розташована в тому ж діапазоні частот, що і спектр зондуючого імпульсу [12, 20].

Значне підвищення роздільної здатності дозволяє застосування зведеного імпульсу, що складається з двох прямокутних імпульсів різної полярності. Другий імпульс має регульовану амплітуду. Ставлення амплітуди другого імпульсу до амплітуди першого називають коефіцієнтом корекції. Вперше двополярний імпульс з регулюванням амплітуди був застосований в неавтоматичних пристроях пошуку ОЗНЗ типу Р5-10 [12, 20].

Для визначення відстані до місць ОЗНЗ автоматичні шукачі не використовуються, через складність апаратури і велике число відгалужень в розподільних електричних мережах 10 та 35 кВ сільських районів.

Метод стоячих хвиль.

Метод стоячих хвиль передбачає вимірювання повного вхідного опору пошкодженої лінії в широкому діапазоні частот. Відомо, що відстань між резонансними частотами (максимумами і мінімумами вхідного опору) залежить від відстані до ОЗНЗ або обриву.

Суть методу стоячих хвиль полягає в тому, що до відключеної пошкодженої лінії приєднують джерело періодичного (синусоїдального) сигналу високої частоти. При досить високих частотах лінію електропередачі слід розглядати як довгу лінію, тобто як лінію з розподіленими параметрами. Напруга і струм у довгій лінії є функціями двох незалежних змінних: часу t і просторової координати x , яка визначає місце на лінії, в якому розглядається струм і (або) напруга [12, 20].

При синусоїдальній напрузі джерела живлення напругу в будь-якій точці довгої лінії можна представити у вигляді суми двох доданків:

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
						62
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$U = U_m^+ e^{j\omega t - \gamma x} + U_m^- e^{j\omega t + \gamma x}, \quad (3.1)$$

де U_m^+ – комплексна амплітуда прямої хвилі напруги;
 U_m^- – комплексна амплітуда зворотної хвилі напруги;
 γ – постійна розповсюдження.

Хвиля, яка описується другим доданком в (3.1), називається зворотною чи відображеною. Якщо падаюча синусоїдальна хвиля затухає (зменшується по амплітуді) при русі від початку лінії до кінця (рисунок 3.4, *а*), то відбита хвиля затухає при переміщенні від кінця лінії до початку (рисунок 3.4, *б*).

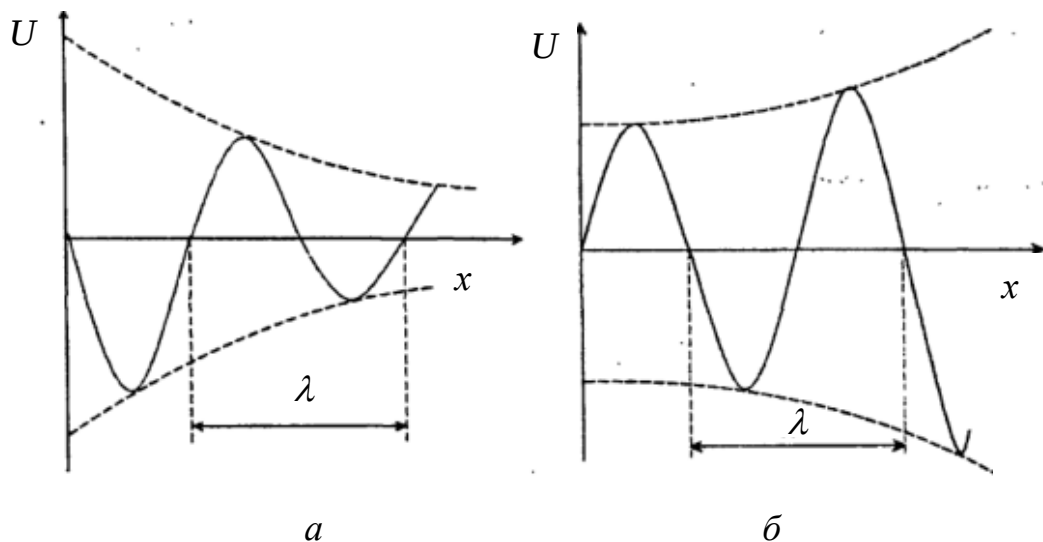


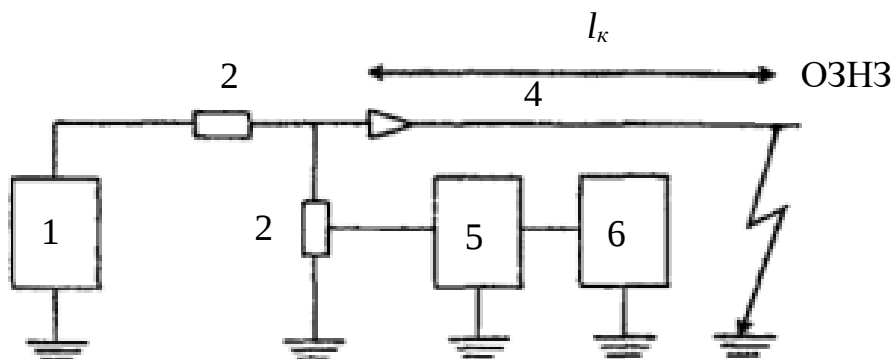
Рисунок 3.4 – Пряма (*а*) і відображена (*б*) хвилі при фіксованому моменті часу

Метод коливального розряду.

Метод коливального розряду ґрунтується на вимірюванні напівперіоду коливань, що виникають при пробі в ізоляції кабелю, зарядженого постійною напругою [12, 14, 20]. Принцип дії методу показаний на рисунку 3.5 на прикладі однопровідної відключеної від мережі лінії. При повільному підйомі величини постійної напруги на виході випробувального пристрою 1 в деякій точці *K* кабельної лінії з пошкодженою ізоляцією в момент часу $t = t_0$ відбувається пробій

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		63

ізоляції кабелю. Через місце пробою і ділянку напруги 3 починається процес розряду ємності кабелю відносно землі. Ємність кабелю розподілена рівномірно по довжині, тому процес розряду має хвильовий характер.



1 – високовольтний випробувальний пристрій; 2 – опір; 3 – ділянка;
4 – кабель, що випробовується; 5 – формувач керуючих імпульсів;
6 – вимірювальний пристрій

Рисунок 3.5 – Структурна схема методу коливального розряду

При застосуванні методу коливального розряду відстань до місця пошкодження визначається за тимчасовою затримкою між приходом до початку кабелю імпульсів напруги або імпульсів струму, відбитих від місця ушкодження. Імпульси напруги по тривалості займають половину відстані до місця пошкодження, а ударні імпульси струму мають досить великі тривалості [12, 14].

Важливою перевагою методу коливального розряду є можливість визначити відстань до місця «запливаючого пробою» який самоліквідується після згасання дуги в місці пошкодження внаслідок заповнення («запливання») пошкодженого місця продуктами випаровування і розкладання електричної ізоляції. При цьому ізоляційна міцність може після згасання дуги повністю відновитися, але відстань до нього буде зафіксованою.

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		64

Метод петлі.

Метод петлі заснований на вимірюванні опору постійному струму пошкодженій фазі ЛЕП. Вимірювання опору пошкодженій фазі проводять за допомогою моста постійного струму (рисунок 3.6).

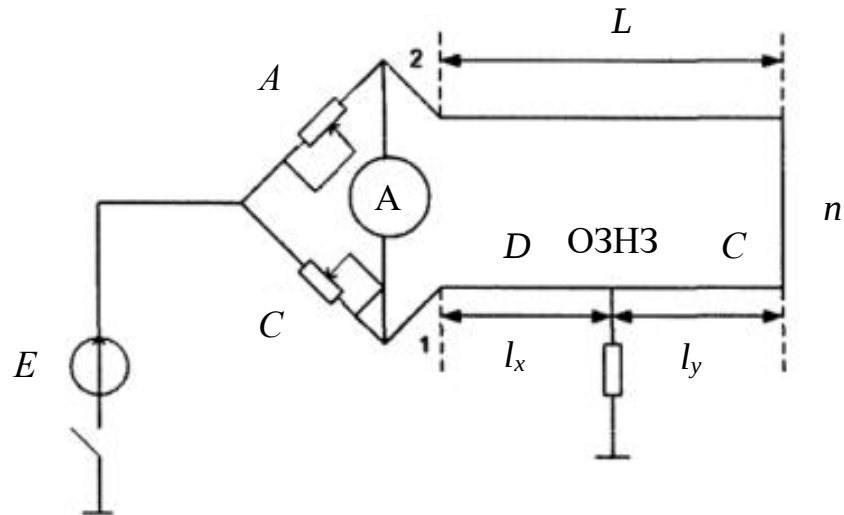


Рисунок 3.6 – Схема визначення відстані до місця пошкодження методом петлі

Для визначення відстані до МП потрібно за допомогою реостатів A і C врівноважити міст, тобто домогтися нульового положення нуль-індикатора A .

Перевагою методу петлі є незалежність розрахункової формули від перехідного опору R_n (рисунок 3.6) в місці пошкодження. Однак метод петлі не отримав широкого розповсюдження через вплив на точність вимірювань опорів з'єднувальних проводів і контактів, а також похибок, що пов'язані з неточним знанням траси і довжини кабельної лінії [12, 14, 17].

Крім того, при великих перехідних опорах знижуються струми в плечах вимірювального моста і знижується точність урівноваження. Через це необхідно мати регульоване джерело живлення, а при великих перехідних опорах необхідно застосовувати високовольтні реохордні мости.

Резонансні методи визначення місця пошкодження при накладанні струмів непромислової частоти.

Для пошуку траси і топографічного визначення МП відключених від мережі кабельних ліній широко застосовуються накладені струми звукового

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
						65
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

(тонального) діапазону частот. Для цього до відключеної від мережі кабельної лінії підключають спеціальний генератор підвищеної частоти. Діапазон частот цього генератора становить від 0,4 до 12 кГц. Пошук МП проводиться шляхом вимірювання параметрів магнітного поля за допомогою спеціальних датчиків. Такі методи пошуку називають індукційними [12, 17].

Так як генератори звукового діапазону частот для індукційних методів широко використовуються на практиці трасового пошуку місця пошкодження, то представляє певний інтерес застосування їх і для дистанційного ВМП. Припустимо, що співвідношення резонансної частоти і довжини лінії дозволяє представити схему заміщення ділянки лінії до МП (ОЗНЗ) зосередженими параметрами L_K і R_K (рисунок 3.7).

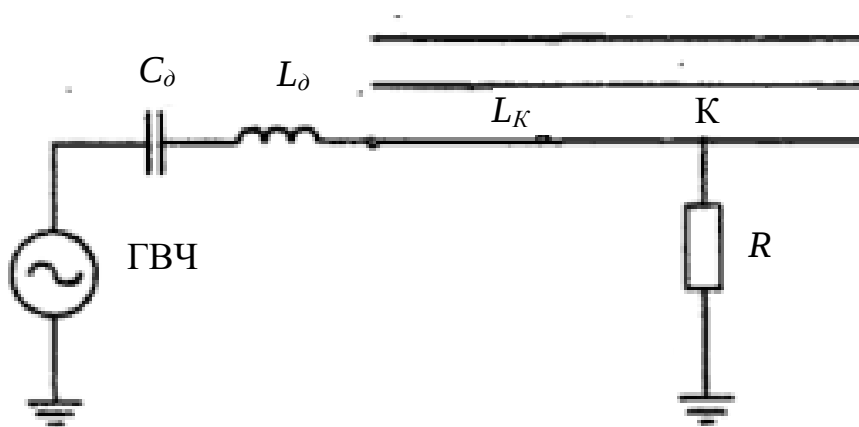


Рисунок 3.7 – Схема заміщення ділянки лінії до МП

У загальному випадку генератор високої частоти може бути підключений до пошкодженої фази через додаткові ємність C_0 і індуктивність L_0 . Вони мають бути регульованими. Шляхом зміни регульованого параметра в електричному колі встановлюють резонанс напруг [5, 12].

Метод попередньо заряджених конденсаторів.

Метод заснований на визначенні власної частоти коливального контуру, утвореного пошкодженою фазою, перехідним опором і зовнішнім конденсатором, підключеним між пошкодженою фазою попередньо

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		66

відключеної лінії і землею [5, 12]. Спрощена схема такого контуру, коли пошкоджена фаза показана зосередженим активним опором R_K та індуктивністю L_K наведено на рисунку 3.8.

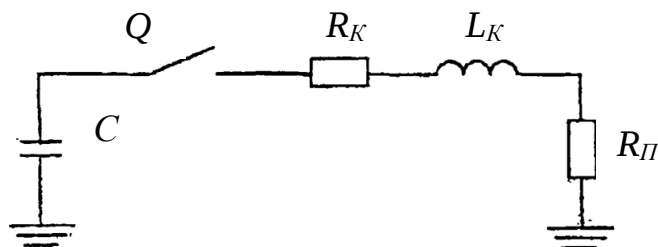


Рисунок 3.8 – Схема заміщення пошкодженої фази

Величина ємності C зовнішнього конденсатора вибирається на порядок більше ємності фази лінії щодо землі, можна знехтувати впливом власної ємності лінії і враховувати тільки поздовжні активні та індуктивні опори.

Для визначення відстані до МП ємність C попередньо заряджається, а потім за допомогою вимикача Q підключається до пошкодженої фази відключеної від мережі лінії.

Недоліком методу є похибка від неврахування перехідних опорів в місці пошкодження, яка при великих значеннях перехідних опорів може бути істотною [12, 21].

Інший недолік – при близьких замиканнях індуктивність контуру L_K може бути дуже малою. При цьому власна частота коливань може бути дуже великою. Для обмеження власної частоти рекомендується послідовно з додатковою ємністю встановлювати додаткову (баластову) індуктивність.

Додаткові ємності й індуктивності слід вибрати так, щоб пошкоджену лінію можна було розглядати як лінію з зосередженими параметрами. Для цього частота власних коливань контуру повинна бути на порядок менше власної частоти лінії, як лінії з розподіленими параметрами [12, 22].

Для зручності порівняння та обґрунтування, основні переваги і недоліки існуючих методів дистанційного ВМП представлені в таблиці 3.1

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
						67
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 3.1 – Дистанційні методи ВМП

Метод ВМП	Переваги методу	Недоліки методу
1	2	3
Імпульсний метод	– можливість автоматичної та неавтоматичної локації; – достатня точність при визначенні місця пошкодження; – наявність спеціальної апаратури.	– складність в отриманні необхідного імпульсу; – метод застосовується лише на відключених лініях; – складність при використанні метода в мережах 10 кВ через розгалуженість мереж.
Метод стоячих хвиль	– висока точність визначення місця пошкодження; – метод застосовується для повітряних та кабельних ліній; – вплив перехідного опору лише на амплітуду напруги (струму). Основні співвідношення при цьому виконуються.	– залежність параметрів лінії і хвильового опору від частоти; – метод застосовується лише на відключених ділянках мережі.
Метод коливального розряду	– можливість фіксації відстані до «запливаючого» пробоею ізоляції; – можливість застосування методу при випробуваннях ізоляції; – висока точність при визначення місця пробоею ізоляції.	– метод застосовується лише при відключеній лінії; – необхідно застосовувати високу напругу.
Метод петлі	– метод застосовується для кабельної та повітряної лінії; – перехідний опір у місці пошкодження не впливає на розрахункову формулу.	– необхідне відключення лінії з обох сторін; – вплив опору приєднувальних проводів та контактів; – метод застосовується лише при стійких ОЗНЗ.
Резонансні методи ВМП при накладанні струмів непромислової частоти	– можливість застосування методу без відключення лінії; – метод широко використовується для трасового ВМП.	– вплив перехідного опору і власної ємності лінії на точність результатів ВМП; – необхідність застосування додаткової ємності та індуктивності для налагоджування в резонанс.

Продовження таблиці 3.1

1	2	3
Метод попередньо заряджених конденсаторів	– можливість нехтування власною ємністю лінії	– похибка через неврахування перехідного опору в місці пошкодження; – незначна величина індуктивності лінії при близьких замиканнях на землю.

3.3 Прилади для визначення місця однофазного замикання на землю

3.3.1 Класифікація і призначення приладів

Відомі методи і прилади для пошуку місця ОЗНЗ в повітряних розподільних мережах засновані на використанні процесів і явищ, що відбуваються в мережі при цьому виді пошкодження [5, 11, 12, 22-28].

Контроль струму нульової послідовності (СНП) в мережі здійснюється переносними приладами шляхом вимірювання магнітного поля поблизу лінії за допомогою вбудованих в прилад магнітних давачів. Контроль напруги мережі здійснюється шляхом вимірювання електричного поля лінії за допомогою штирової антени [5, 11, 22].

За складовими струму і напруги, що вимірюються, переносні прилади діляться на дві групи:

- прилади, що працюють на частоті 50 Гц;
- прилади, що працюють на частоті вищих гармонійних складових.

Кожна із наведених вище груп, у свою чергу, включає як струмові, так і напружені прилади.

Струмові прилади використовуються для порівняльної оцінки СНП в лініях і ділянках мережі при замиканні на землю.

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		69

Направлені прилади дозволяють за показаннями індикатора визначити напрям до місця пошкодження в точці мережі, якщо значення відповідної складової СНП в даній точці мережі достатньо для роботи приладу [23].

Застосування приладів, що використовують складові основної частоти ускладняється через вплив магнітного поля струмів навантаження, напруженість поля яких сумірна із напруженістю магнітного поля струму замикання на землю. Наявність поблизу лінії магнітного поля струмів навантаження, що не компенсуються, пояснюється несиметричним розташуванням проводів лінії по відношенню до точки розташування переносного приладу. При струмах замикання на землю, що становлять менше 20% від струму навантаження, застосування таких приладів практично неможливе [23].

3.3.2 Прилад «Пошук-1»

Прилад заснований на вимірюванні складових вищих гармонік у струмі замикання на землю [23, 24]. Прилад виконаний універсальним, розрахований на експлуатацію в мережах з різними характеристиками. Основними вузлами приладу (рисунок 3.9) є: магнітний перетворювач (датчик) M , що є індуктивною котушкою з розімкненим феромагнітним сердечником; фільтр-пробка на конденсаторах $C1-C2$ і резисторах, призначений для замикання сигналу основної частоти; вузол конденсаторів $C4-C7$ для налаштування приладу на різні робочі частоти; напівпровідниковий підсилювач на транзисторах $VT1-VT4$, вихідний вимірювальний прилад PA і джерело живлення GB .

У якості фільтра-пробки в схемі використовується подвійний Т-подібний RC-фільтр з нульовим налаштуванням на частоті 50 Гц.

Робочі характеристики приладу «Пошук-1» представлені на рисунку 3.10.

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
						70
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

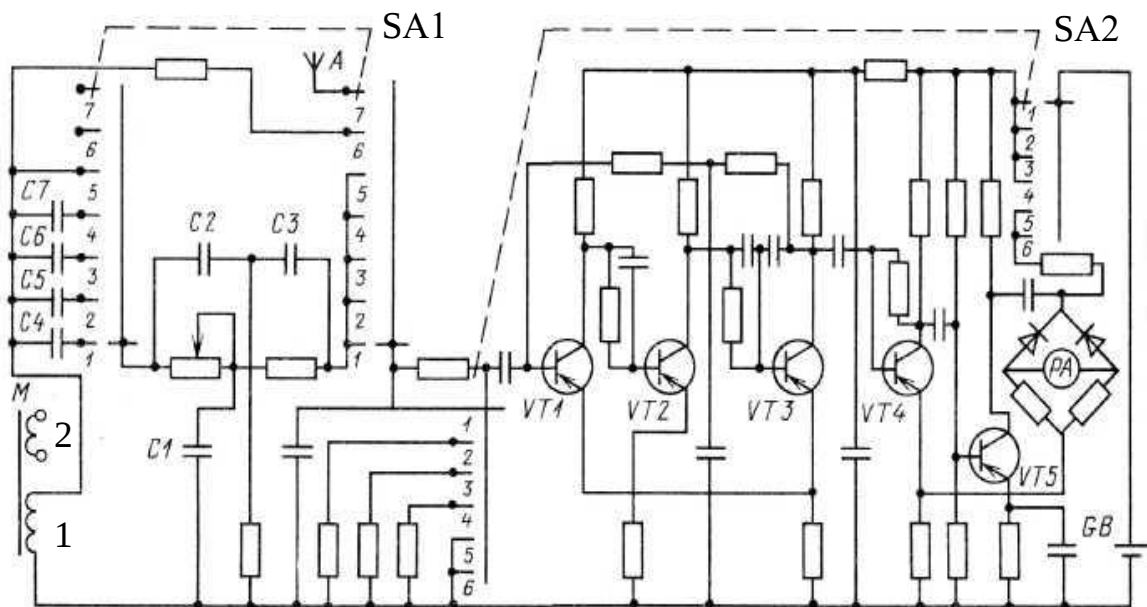


Рисунок 3.9 – Принципова схема приладу «Пошук -1».

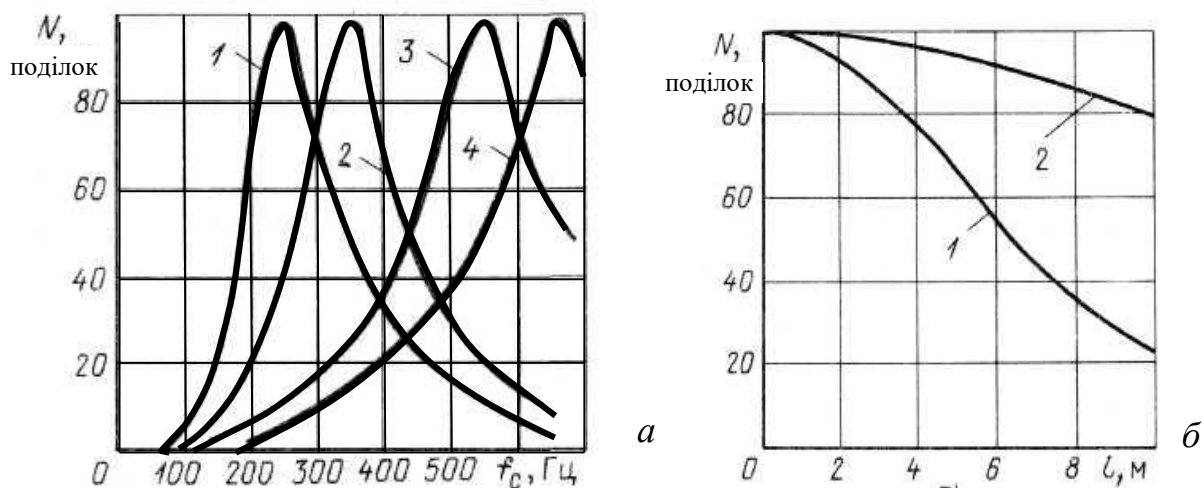
Можливість налаштування перетворювача M за допомогою конденсаторів $C4-C7$ в резонанс на частоті однієї з вищих гармонік забезпечує додаткове ослаблення сигналу основної частоти при відхиленні частоти мережі від частоти настройки RC -фільтру і підвищує вибірковість приладу (рисунок 3.10 а).

Прилад «Пошук-1» забезпечений штировою антеною А (рисунок 3.9), що дозволяє контролювати наявність напруги на лінії в процесі пошуку пошкодження, а також визначати наявність в мережі замикання на землю [24].

Магнітний перетворювач приладу окрім робочої обмотки 1 має допоміжну обмотку 2, що використовується при налаштуванні приладу, а також для перевірки його справності в умовах експлуатації. За допомогою перемикача $SA1$ послідовно з робочою обмоткою включаються конденсатори $C4-C7$, які забезпечують резонансне налаштування перетворювача M на частоти відповідно 5, 7, 11 і 13-ї гармонік [23, 24].

Положення 5 перемикача $SA1$ використовується для контролю суми вищих гармонік, а також налаштування подвійного Т-подібного фільтру, а положення 6 дозволяє контролювати складову промислової частоти. Подвійний Т-подібний фільтр має підстроювальні резистори, що дозволяють

налаштовувати фільтр на промислову частоту (50 Гц). Підсилювач вимірювальної частоти зібраний на транзисторах типу МП-106. Перемикач SA2 призначений для зміни меж вимірювання, контролю і відключення джерела живлення [23, 24].



a – залежність показань N (кількість поділок) приладу «Пошук-1» від частоти при налаштуванні на частоти 5, 7, 11 та 13-ї гармонік (відповідно 1-4 крива);

б – залежність показань N приладу «Пошук-1» (1) та «Хвиля-М» (2) від відстані l між оператором та проекцією на землю вісі повітряної лінії.

Рисунок 3.10 – Характеристики приладів «Пошук-1» та «Хвиля-М»

Антену приладу А підключається на вхід підсилювача. Для чого перемикач SA1 переводиться в положення 7. Якщо в мережі немає ОЗНЗ, на антені приладу, поміщеного поблизу лінії, виникає порівняно невеликий потенціал, викликаний несиметричним розташуванням проводів. Проте цей потенціал достатній, щоб викликати помітне відхилення стрілки приладу.

При замиканні на землю однієї фази мережі на антені виникає потенціал, який визначається напругою нульової послідовності та в 20-30 разів перевищує потенціал нормального режиму і викликає різке збільшення показань приладу. Основні технічні характеристики приладу наведені в таблиці 3.2.

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		72

Таблиця 3.2 – Технічні характеристики приладу «Пошук-1»

Параметр	Показники
Частота, що контролюється, Гц	50, 250, 350, 550, 650
Мінімальний струм замикання, А	1
Регулювання чутливості	1:1, 1:5, 1:20, 1:100
Робочий діапазон температур, °С	–40...+40
Маса, кг	3,7

3.3.3 Прилад «Хвиля-М»

Прилад «Хвиля-М» заснований на вимірюванні складових вищих гармонік в струмі замикання на землю. Завдяки спеціальним заходам прилад має підвищену селективність [23, 25]. Підвищення селективності забезпечено шляхом використання коректора, що знижує залежність показань приладу від відстані між пристроєм і проводами лінії (рисунок 3.10, б).

Структурна схема приладу (рисунок 3.11) містить магнітний перетворювач) давач M , що є індуктивною котушкою з розімкненим стрижньовим феритовим осердям, який спільно з паралельно підключеними до нього конденсаторами 1 утворює резонансний контур, налаштований на частоту 550 або 250 Гц і включений на вхід емітерного повторювача 2.

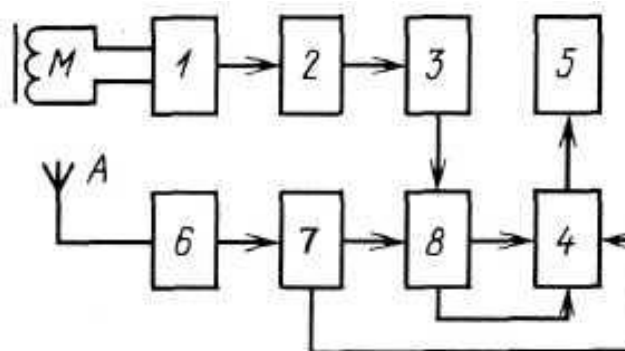


Рисунок 3.11 – Структурна схема приладу «Хвиля-М».

У емітерному колі повторювача включений дільник напруги 3, що забезпечує ступінчасте регулювання чутливості пристрою. Сигнал, знятий з дільника, подається через блок управління 8 на вхід першого транзисторного підсилювача змінного струму 4, на вихід якого через схему випрямлення включений мікроамперметр (показчик) 5.

В якості магнітного перетворювача (давача) M (рисунок 3.12) в приладі використовується оригінальний давач, виконаний у вигляді двох послідовно розташованих індуктивних котушок з розімкненими феритовими осердями. Спільно з конденсаторами $C1$ і $C2$ перетворювач M утворює резонансний контур, налаштований на певну смугу частот [25].

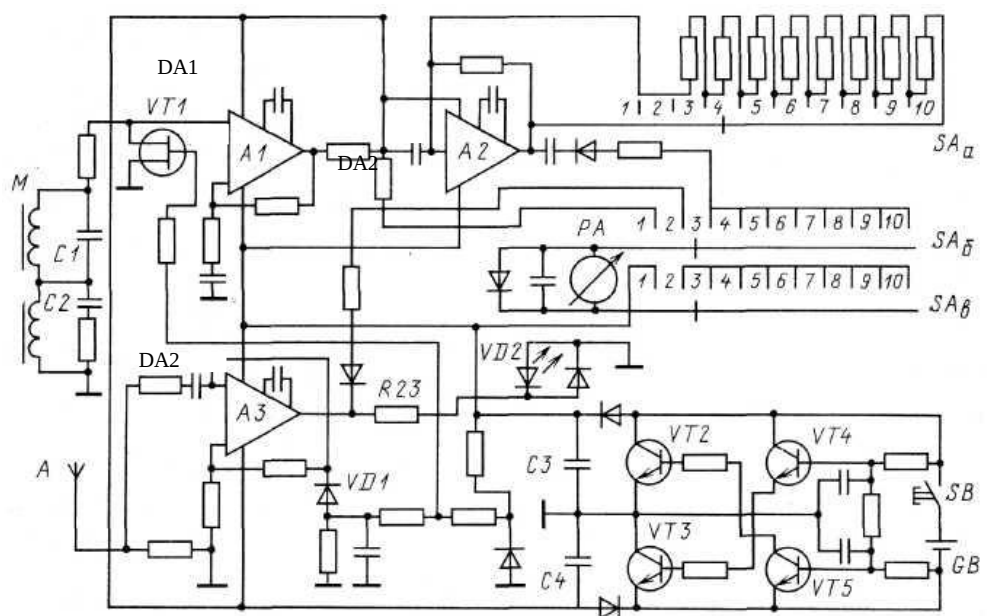


Рисунок 3.12 – Принципова схема приладу «Хвиля-М».

Посилення сигналу з виходу магнітного перетворювача M проводиться підсилювачем змінного струму на мікросхемі $DA1$. З виходу підсилювача сигнал подається на вхід масштабного підсилювача на мікросхемі $DA2$. Зміна чутливості приладу проводиться зміною коефіцієнта передачі масштабного підсилювача за допомогою перемикача SA . Одночасно цим же перемикачем здійснюється подача сигналу з виходу підсилювача $A2$ на вимірювальний прилад PA .

Сигнал з антени *A* подається на вхід підсилювача-обмежувача на мікросхемі *DA3*. Вихід підсилювача *DA3* через випрямляч підключений на затвор польового транзистора *VT1*, включеного паралельно виходу магнітного датчика *M*. За допомогою транзистора *VT1* забезпечується автоматична стабілізація показань приладу при зміні відстані від приладу до проводів лінії. Обмеження дії корекції здійснюється за допомогою стабілітрона *VD1* [25].

З виходу підсилювача *DA3* сигнал одночасно подається через перемикач *SA* на вимірювальний прилад *PA*, що дозволяє при переводі перемикача в положення 2 контролювати наявність замикання в мережі за допомогою світлодіода *VD2*. Перетворювач напруги живлення виконаний у вигляді задаючого генератора на транзисторах *VT2-VT3*, який керує перемиканням транзисторів *VT4-VT5* в колах накопичувальних конденсаторів *C3-C4* з частотою 36 кГц [23, 25].

3.3.4 Прилад «Зонд»

Прилад дозволяє безпосередньо визначати напрям до місця замикання на землю, крім того, прилад дозволяє проводити вимірювання струму 11-ої гармоніки і контролювати напругу нульової послідовності 50 Гц. Структурна схема приладу «Зонд» наведена на рисунку 3.13 [23, 26].

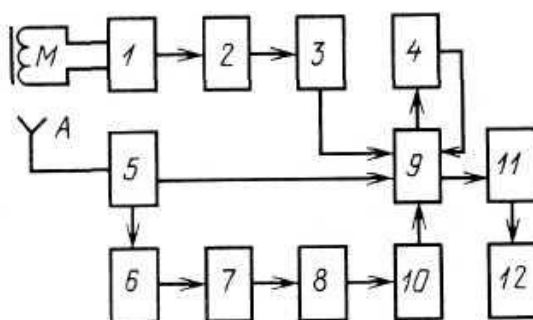


Рисунок 3.13 – Структурна схема приладу «Зонд»

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		75

Структурна схема приладу «Зонд» (рисунок 3.13) містить магнітний перетворювач *M*, включений на смуговий фільтр 1 з налаштуванням на частоту 550 Гц. До виходу смугового фільтру підключений підсилювач 2, вихідна напруга якого надходить на дільник напруги 3 і через блок управління 9 на підсилювач 4 [23, 26].

Телескопічна антена *A* включена на вхід емітерного повторювача 5. З виходу повторювача сигнал подається на блок управління 9 і на резонансний підсилювач 6, налаштований на частоту 550 Гц, потім на аперіодичний підсилювач 7 і далі через фазоінверсний каскад 8 на фазопорівнюючу схему 10.

В залежності від режиму роботи пристрою на вимірювальну схему 11 і вихідний вимірювальний прилад 12 за допомогою блоку управління можуть бути подані вихідні сигнали з підсилювача 4, або з емітерного повторювача 5, або із фазопорівнюючої схеми 10 [23, 26].

Пристрій дозволяє контролювати справність вбудованого джерела живлення. Органами управління приладу (рисунок 3.14) є чотири кнопки – «Земля», «Струм», «Напряг» і «Контроль» «Живлення», перемикач «Посилення» і тумблер «Підсвітка».

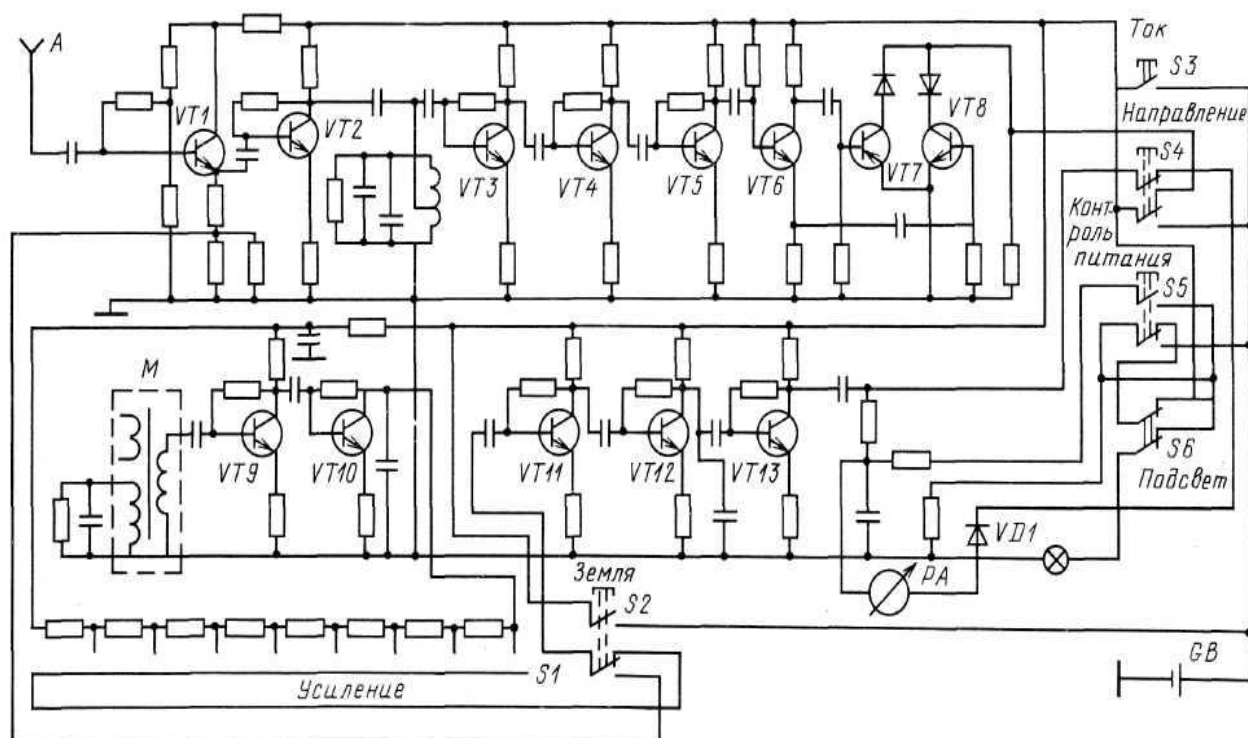


Рисунок 3.14 – Принципова схема приладу «Зонд»

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		76

В режимі «Земля» визначається наявність в мережі замикання на землю по значенню напруги нульової послідовності основної частоти. При цьому сигнал з антени *A* посилюється емітерним повторювачем на транзисторі *VT1* і підсилювачем на транзисторах *VT11-VT13*. Потім сигнал випрямляється діодом *VD1* і надходить на вимірювальний прилад *РА*.

У режимі «Напрямок» сигнал з магнітного перетворювача *M* посилюється підсилювачем на транзисторах *VT9-VT13* і подається на фазопорівнюючу схему, виконану на транзисторах *VT7* і *VT8*. Сигнал з антени *A* після підсилювача на транзисторах *VT1* і *VT2* надходить через *LC*-фільтр і підсилювач на транзисторах *VT3-VT5* на фазоінвертор на транзисторі *VT6*. Транзистори *VT7* і *VT8* фазопорівнюючої схеми відкриваються і закриваються залежно від того, співпадають або знаходяться в протифазі сигнали струму і напруги. Їх навантаженням є вимірювальний прилад *РА*. Стрілка відхиляється у напрямі до місця замикання на землю [23, 26].

У режимі роботи «Струм» сигнал з магнітного перетворювача *M* після посилення і випрямлення діодом *VD1* подається безпосередньо на вимірювальний прилад *РА*.

Таблиця 3.3 – Технічні характеристики приладу «Зонд»

Параметр	Показники
Частота, що контролюється, Гц	550
Мінімальний струм замикання, А	1
Чутливість до магнітного поля, А/м	$5 \cdot 10^{-5}$
Чутливість до електричного поля, В/м на частоті 50 Гц	0,1
Найбільша довжина однієї лінії, км	55
Найбільша сумарна довжина мережі, км	220
Робочий діапазон температур, °С	-40...+40
Маса, кг	2,8

3.3.6 Прилад «Квант»

Прилад призначений для визначення місця однофазного замикання на землю в мережах 10 та 35кВ із ізольованою і компенсованою нейтраллю,

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		77

пошуку обривів, пошкодження ізоляції. Крім того, прилад дозволяє виявити розкрадання електроенергії в побуті безконтактним способом [22, 27].

Прилад складається із входних підсилювачів 1 та 2 (рисунок 3.15), підсилювачів із змінним коефіцієнтом передачі 3 та 6, активних фільтрів 4 та 5, вихідного перетворювача 7. Пристрій має декілька меж вимірювання та режим контролю цілісності запобіжників. Отримує живлення від вбудованих акумуляторів.

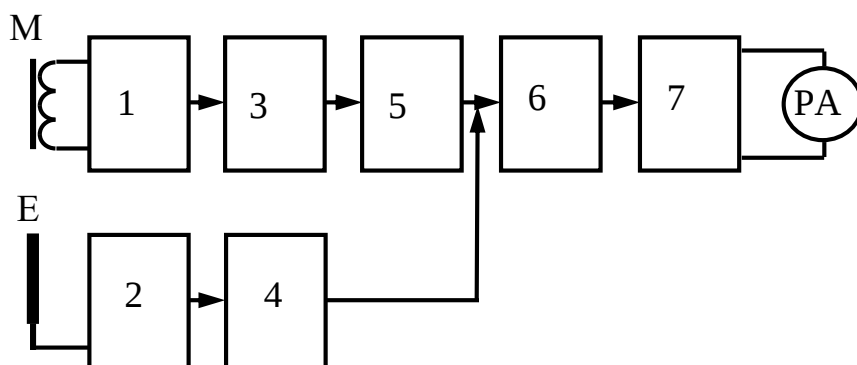


Рисунок 3.15 – Структурна схема приладу «Квант»

Технічні характеристики приладу «Квант» наведені в таблиці 3.4 [22, 27]].

Таблиця 3.4 – Технічні характеристики приладу «Квант»

Параметр	Показники
Частота, що контролюється, Гц	550
Мінімальний струм замикання, А	1
Чутливість до магнітного поля на частоті 550 Гц, А/м	$1,5 \cdot 10^{-4}$
Чутливість до магнітного поля на частоті 50 Гц, А/м	$1,5 \cdot 10^{-2}$
Чутливість до електричного поля на частоті 50 Гц, В/м	10
Робочий діапазон температур, °С	-20...+40
Маса, кг	0,6

Контроль наявності напруги 10 та 35 кВ здійснюється за допомогою вбудованої електричної антени. Електричною антеною служить металева пластина, розташована в передній частині приладу [27, 28].

Контроль струму навантаження ПЛ здійснюється за допомогою магнітного перетворювача М. Магнітним перетворювачем (давачем) слугує

катушка індуктивності з розімкненим стержньовим феритовим сердечником, яка розташована в правій частині приладу.

Визначення місця замикання на землю в мережах 10 та 35 кВ засновано на вимірюванні поблизу ПЛ рівня вищих гармонійних складових магнітного поля струму нульової послідовності за допомогою магнітного давача, налаштованого, в цьому режимі, на частоту 550 Гц. Коефіцієнт передачі підсилювача можна змінювати в співвідношенні 1:1000; 1:100; 1:10; 1:1 залежно від рівня струму замикання на землю. Загальний вигляд пристрою «Квант» наведено на рисунку 3.16 [27, 268].



Рисунок 3.16 – Загальний вигляд пристрою «Квант»

Для визначення місця однофазного замикання на землю в повітряних лініях напругою 10 та 35 кВ [27] використовують режими приладу 1:1000; 1:100; 1:10; 1:1, залежно від рівня струму замикання на землю (рисунок 3.16).

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
						79
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Визначення місця ОЗНЗ розпочинається із визначення пошкодженої ПЛ. Для цього необхідно виконати заміри магнітного поля поблизу усіх ПЛ, що відходять від підстанції. Оператор має підійти до кожної ПЛ, що відходять від підстанції, на відстані 5...8 м від осі лінії. Повернутися обличчям до ПЛ, тримаючи прилад перед собою перпендикулярно осі повітряної лінії [27, 28].

За допомогою перемикача «РЕЖИМ» встановлюється необхідний режим за чутливістю приладу, при якому прилад не «зашкалює». Покази приладу необхідно запам'ятати. Такі ж виміри необхідно виконати поблизу інших ліній, що відходять від підстанції. Пошкоджену лінію визначають за максимальними показами приладу.

Після визначення пошкодженої лінії вимірювання виконують на усіх відгалуженнях даної лінії. Покази на пошкоджену відгалуженні будуть значно вищими ніж на не пошкоджених.

Для визначення місця ОЗНЗ на пошкоджену відгалуженні виконують послідовні заміри вздовж лінії. Перехід через місце пошкодження визначається за різким зменшенням показів приладу [27, 28].

При відшуванні місця ОЗНЗ можливе самоусунення замикання або відключення пошкодженої лінії релейним захистом при переході ОЗНЗ у міжфазне коротке замикання. Тому необхідно постійно контролювати наявність в мережі ОЗНЗ. Для цього на підстанції встановлюють прилад в положення «U, кV» і запам'ятовують покази. В будь-якій точці мережі покази повинні бути такі ж самі. При усуненні ОЗНЗ покази зменшаться у 5...10 разів, а при відключенні ПЛ будуть наближатися до нуля [28].

Висновки по розділу 3

За допомогою пристроїв неселективної сигналізації на підстанції реєструють факт ОЗНЗ незалежно від місця пошкодження в електричній мережі і використовують загальні ознаки появи замикання на землю.

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
						80
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Аналіз існуючих методів для визначення місця показав, що дистанційні методи визначення ОЗНЗ використовують на підстанції, вони дозволяють наближено визначати відстань від підстанції до місця пошкодження, а топографічні або трасові методи визначення ОЗНЗ призначені для точного визначення місця пошкодження на місцевості, на трасі лінії розподільної мережі.

Більшість дистанційних методів, що існують на сьогодні, розраховані для використання в кабельних мережах. Серед методів, які можливо застосовувати для повітряних ліній, найбільш перспективним є метод стоячих хвиль. До його переваг слід віднести: можливість застосування як в повітряній, так і кабельній лініях, достатня точність визначення місця пошкодження, вплив перехідного опору лише на амплітуду напруги (струму) з виконанням основних співвідношень.

Застосування методу стоячих хвиль для пошуку ОЗНЗ дасть бажаний результат лише при додатковому використанні приладів для пошуку місця пошкодження безпосередньо на місцевості.

Аналіз існуючих приладів для пошуку ОЗНЗ на місцевості показав, що давно відомі прилади типу «Пошук-1», «Хвиля-М» є застарілими а мають ряд недоліків.

Перспективним є застосування пристрою «Квант». За рахунок властивості спрямованості індуктивної котушки із осердям він дозволяє знаходити опору з пошкодженою ізоляцією. При наближенні до «підозрілої» опори в зоні ОЗНЗ (але не ближче 8 м) змінюють орієнтацію корпусу приладу, розташовуючи осердя покажчика перпендикулярно опорі повітряної лінії.

Надійні результати визначення ОЗНЗ можна отримати тільки в мережах, де довжина окремих ліній менше сумарної протяжності решти мережі. Якщо ж ліній всього дві або в мережі є одна дуже довга повітряна лінія, ємність якої співвимірна з ємністю решти мережі, то струмовий принцип непридатний. Для цих випадків передбачені направлені прилади типу «Зонд».

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
						81
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4 СИСТЕМА ВИЗНАЧЕННЯ МІСЦЯ ОДНОФАЗНОГО ЗАМИКАННЯ НА ЗЕМЛЮ В РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ 10 ТА 35 кВ

4.1 Застосування методу стоячих хвиль для визначення місця однофазного замикання на землю

4.1.1 Метод стоячих хвиль

Вимірювання повного входного опору пошкодженої лінії в широкому діапазоні частот можливо за допомогою методу стоячих хвиль. [21, 22, 30].

Суть методу стоячих хвиль в тому, що до відключеної пошкодженої лінії приєднують джерело періодичного (синусоїдального) сигналу високої частоти. При досить високих частотах лінію електропередачі розглядають як довгу лінію, тобто як лінію з розподіленими параметрами. Напруга і струм у довгій лінії є функціями двох незалежних змінних: часу t і просторової координати x , яка визначає місце на лінії, в якому розглядається струм або напруга

При синусоїдальній напрузі джерела живлення, напругу в будь-якій точці довгої лінії можна представити у вигляді суми двох доданків [30]:

$$U = U_m^+ e^{j\omega t - \gamma x} + U_m^- e^{j\omega t + \gamma x}, \quad (4.1)$$

де U_m^+ – комплексна амплітуда прямої хвилі напруги;

U_m^- – комплексна амплітуда зворотної хвилі напруги;

γ – постійна поширення хвилі.

Якщо вважати момент часу фіксованим (наприклад, $t = 0$) і розглядати зміну миттєвого значення напруги вздовж лінії в залежності від координати x , то кожне з доданків в (4.1) описує гармонійну хвилю напруги (рисунок 3.3). Хвиля, що описується першою складовою, носить назву прямої (падаючої).

Поширення хвилі характеризується постійною поширення:

$$\gamma = \alpha + i\beta, \quad (4.2)$$

де α – коефіцієнт затухання;

β – коефіцієнт фази.

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
						82
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Точка, фаза коливань в якій залишається постійною, переміщається зі швидкістю руху хвилі і називається фазовою швидкістю:

$$v = \frac{2\pi f}{\beta}, \quad (4.3)$$

де f – частота змінної напруги, Гц.

Відстань між двома найближчими точками вздовж лінії :

$$\lambda = \frac{2\pi}{\beta}, \quad (4.4)$$

Хвиля, яка описується другим доданком в (4.1), називається зворотною чи відображеною. Якщо падаюча синусоїдальна хвиля затухає (спадає по амплітуді) при русі від початку лінії до кінця (рисунок 3.3, а), то відбита хвиля затухає при переміщенні від кінця лінії до початку (рисунок 3.3,б) [21, 22, 30].

Досліджуючи зміну амплітуди напруги при плавному підвищенні частоти джерела, можна зафіксувати першу частоту f_1 , при якій спостерігається максимум напруги. Перший максимум спостерігається при $k = 0$. Тоді відстань до місця пошкодження :

$$l_k = \frac{v}{4 \cdot f_1}, \quad (4.5)$$

де f_1 – частота джерела досліджуваної напруги, при якій спостерігається максимум напруги (струму) на початку лінії, Гц.

Форма хвилі напруги та її положення відносно лінії не залежать від часу. Тому таку хвилю називають стоячою. Частота джерела коливань повинна бути дуже високою. Наприклад, при $v = 3000 \text{ км/с}$ та відстанню до МП $l_k = 1 \text{ км}$ можна отримати, що частота джерела повинна бути $f_1 = 300 \text{ кГц}$, а при $l_k = 100 \text{ м}$, $f_1 = 3 \text{ МГц}$. Тому метод є високочастотним.

Якщо вирішувати (4.5) відносно f_1 , то отримаємо вираз для власної частоти лінії:

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
						83
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$f = \frac{v}{4 \cdot l}, \quad (4.6)$$

де l – довжина лінії, м.

При використанні метода стоячих хвиль для дистанційного визначення місця пошкодження на ПЛ, необхідно врахувати наступні фактори [21, 27, 31]:

- велику протяжність ПЛ 10 та 35 кВ і розгалуженість мережі;
- важко доступність деяких ділянок ЛЕП і неможливість здійснювати обхід лінії оперативно-ремонтним персоналом;
- наявність перехідного опору в місці пошкодження при нестійких ОЗНЗ;
- залежність точності дистанційного ВМП методом стоячих хвиль від хвильового опору каналів, що використовуються.

В даному методі частота джерела налаштовується в резонанс з власною частотою ділянки довгої лінії до місця пошкодження. Тому метод інколи називають резонансним.

Розглянемо розрахунок власної резонансної частоти пошкодженої ділянки ЛЕП та побудовані залежності розподілу струму і напруги вздовж лінії.

В кінці лінії, на відстані $l = l_k = 5$ км виникло ОЗНЗ.

Визначимо резонансну частоту пошкодженої ділянки, при якій виникає ефект стоячих хвиль, та побудуємо графіки розподілення напруги та струму в лінії при наступних параметрах лінії: $r_0 = 0,0241$ Ом/км; $L_0 = 0,0013$ Гн/км; $C_0 = 0,008 \cdot 10^{-6}$ Ф/км; $V_\phi = 300000$ км/с [30].

Розглядаючи лінію, як ідеальну лінію без втрат, отримаємо значення [16]:

- резонансна частота:

$$f_{рез} = \frac{V_\phi}{4 \cdot l_k}, \quad (4.7)$$

$$f_{рез} = \frac{300000}{4 \cdot 5} = 15 \text{ Гц};$$

- фазовий коефіцієнт $\beta = 0,314$ рад/с;

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
						84
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

– хвильовий опір:

$$z_c = \sqrt{\frac{L_0}{C_0}}, \quad (4.8)$$

$$z_c = \sqrt{\frac{0,0013}{0,008 \cdot 10^{-6}}} = 403,11 \text{ Ом};$$

– довжина хвилі при цьому буде дорівнювати:

$$\lambda = \frac{2\pi}{\beta}, \quad (4.9)$$

$$\lambda = \frac{2 \cdot 3,14}{0,314} = 20 \text{ км.}$$

Знаючи, що напруга випереджує струм на 90° , будують графіки розподілу струму та напруги вздовж лінії при частоті $f_{рез} = 15 \text{ кГц}$. Амплітудне значення напруги $U_{2m} = 50 \text{ В}$, струму $I_{2m} = 1 \text{ А}$. Отримані залежності зображено на рисунку 4. 1.

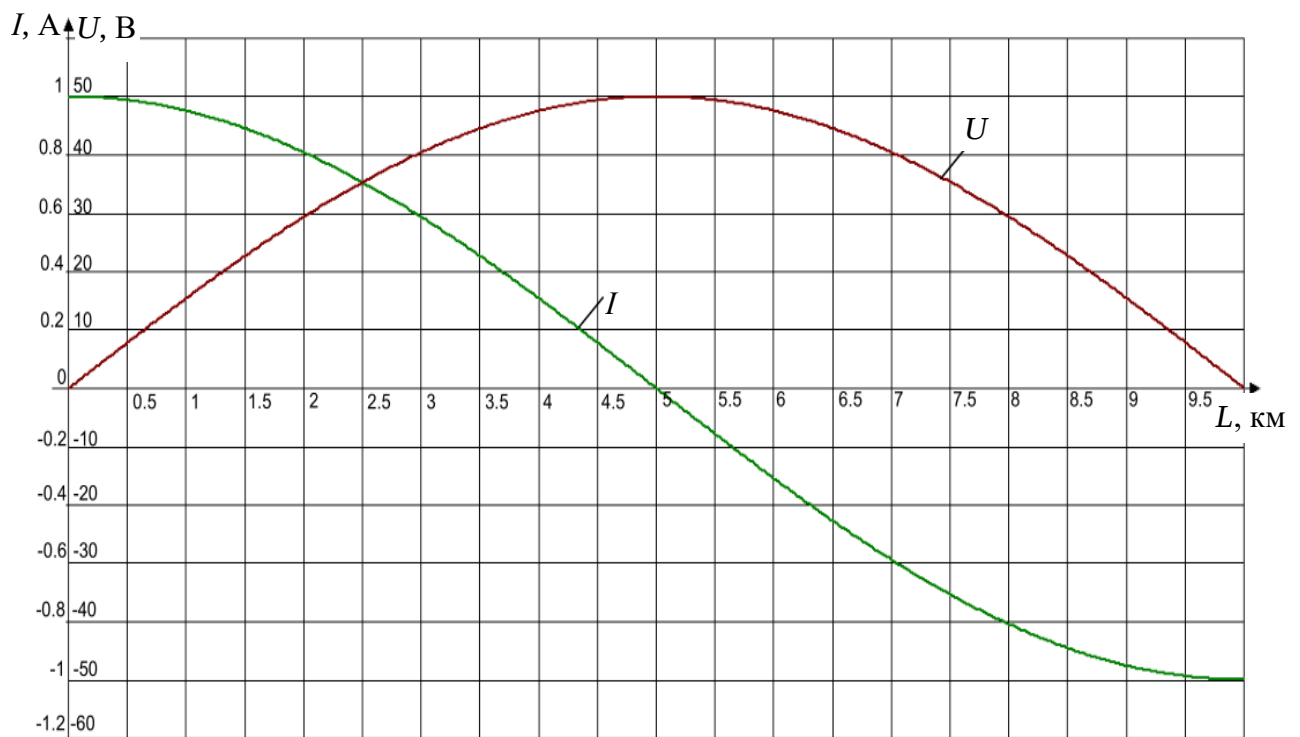


Рисунок 4.1 – Розподіл напруги і струму вздовж лінії

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		85

Величина струму на початку лінії досягає максимального значення лише в тому випадку, якщо $\lambda \sim l_k$. Це пояснюється тим, що вхідний опір при частоті, рівній або пропорційній мінімальному [30].

На рисунку 4.2 зображена залежність діючого значення струму на початку лінії від частоти джерела струму, підключеного на початку лінії $I = f(f_1)$. Струм на початку лінії досягає максимального значення лише при $f_1 = f_{рез}$.

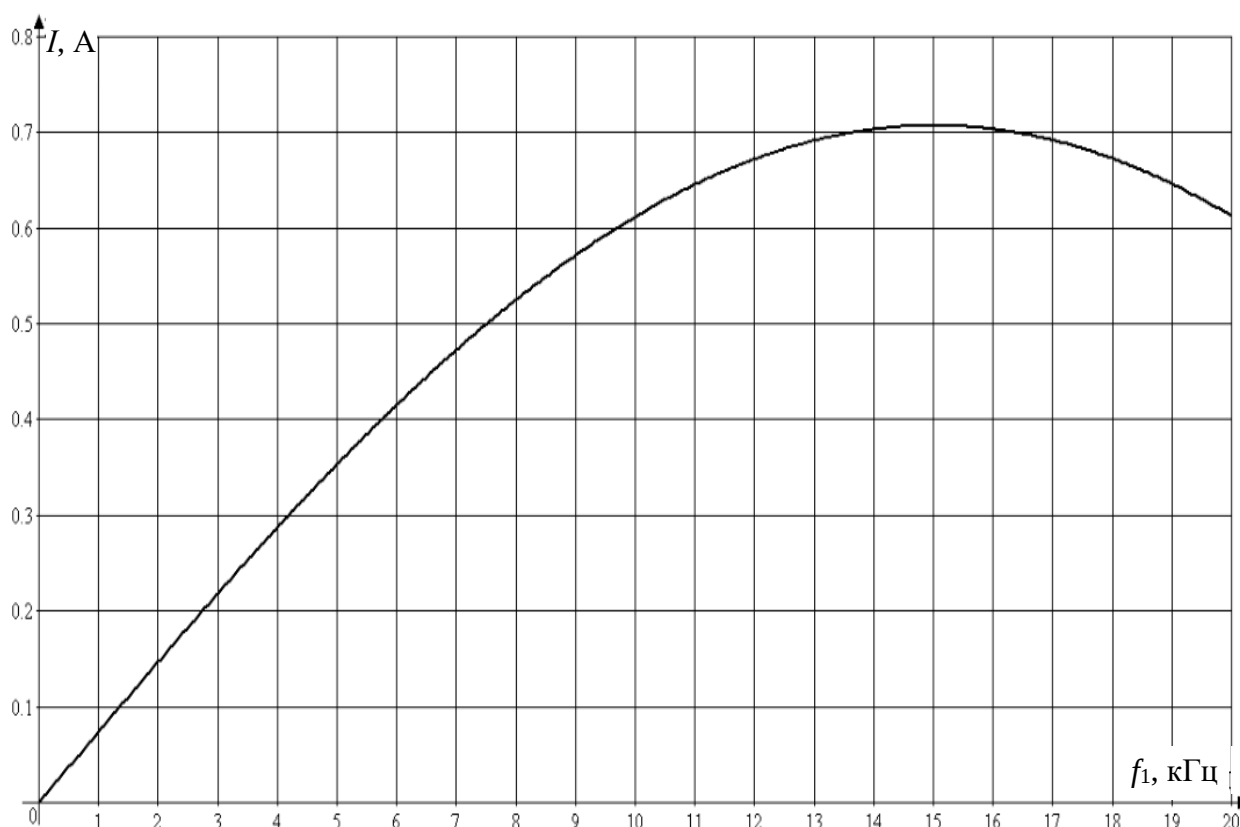


Рисунок 4.2 – Залежність діючого значення струму на початку лінії від частоти джерела живлення

Отримані результати наочно доводять, що при використанні методу стоячих хвиль лінію електропередачі можна розглядати як довгу лінію і умови резонансу виникають тільки в тому випадку, якщо $\lambda \sim l_k$ [30].

Щоб забезпечити можливість застосування методу, запропоновано використовувати порівняння резонансних частот непошкодженої фази лінії та пошкодженої ділянки. Для поширення синусоїдального сигналу пропонується використовувати хвильові канали «провід-земля», що мають схожі характеристики. При цьому відстань до місця замикання на землю [30]:

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		86

$$L_k = \frac{300000}{2 \cdot (f_2 - f_1)}, \quad (4.10)$$

де f_1 – резонансна частота одної з непошкоджених фаз ПЛ, Гц;
 f_2 – частота, визначена для пошкодженої фази ПЛ, Гц.

Використання даного підходу і виразу (4.10) для визначення відстані до місця однофазного замикання на землю, закладено в основу запропонованого алгоритму пошуку місця пошкодження.

4.1.2 Вплив перехідного опору в місці однофазного замикання на землю на точність визначення місця пошкодження

Часто при ОЗНЗ в місці пошкодження присутній перехідний опір. Він має активний характер та позначається R_n . При наявності перехідного опору, амплітуда струму на початку лінії буде зменшуватись [21, 22, 30].

Зв'язок фази з землею через неметалеві предмети (наприклад, через дерев'яні частини конструкції, при падінні на сухий ґрунт та ін.) інколи призводить до ОЗНЗ з чималим перехідним опором.

Перехідний опір R_n відіграє важливу роль лише на повітряній лінії мереж з ізолюваною та резистивно-заземленою нейтраллю і складається з опору наступних елементів:

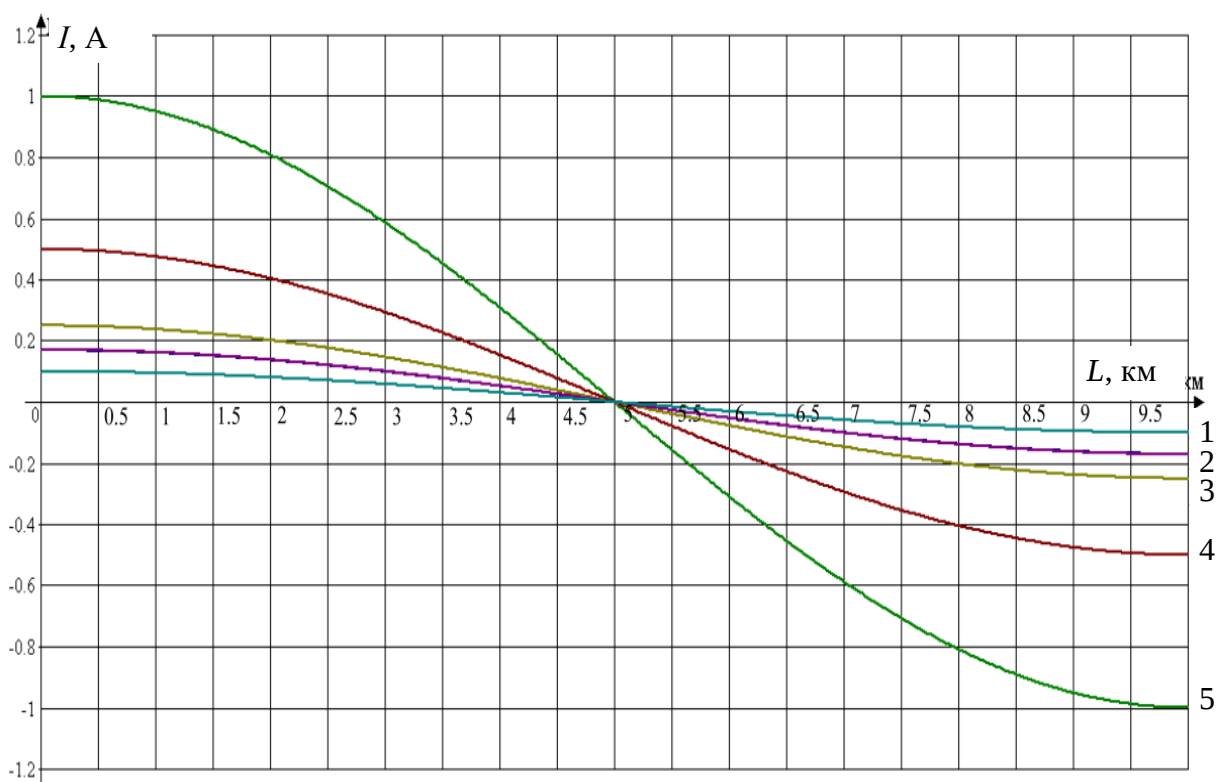
- заземлення опори з пошкодженим ізолятором;
- коло протікання «зворотного» струму ОЗНЗ по землі від місця замикання до нейтралі джерела живлення;
- заземлюючий пристрій на живлячій підстанції.

За різними даними, при пошкодженні лінійного ізолятора сумарне значення перехідного опору R_n на частоті 50 Гц в деяких випадках досягає 100-200 Ом. В основному він має активний характер і може впливати на перехідні процеси ОЗНЗ і знизити встановлене значення струму замикання на землю.

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
						87
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Ці опори сильно залежать від питомого опору ґрунту, виду предметів на поверхні землі, на які впав провід, погодних умов, пори року та ін. Влітку при падінні проводу на сухий пісок, перехідний опір в місці ОЗЗ становить порядку 5–7 кОм, взимку це значення може збільшитись в декілька разів.

Залежності струму вздовж лінії при наявності перехідного опору в місці пошкодження при значеннях $0 \leq R_n \leq 500$ Ом представлені на рисунку 4.3. Згідно отриманих результатів, наявність перехідного опору R_{II} в місці пошкодження, впливає лише на зміну амплітудного значення струму на початку лінії [30].



1 – $R_{II} = 500$ Ом; 2 – $R_{II} = 300$ Ом; 3 – $R_{II} = 200$ Ом; 4 – $R_{II} = 100$ Ом; 5 – $R_{II} = 0$ Ом

Рисунок 4.3 – Залежність розподілення струму вздовж лінії при різних значеннях R_{II}

При значенні перехідного опору $R_{II} \leq 100$ Ом похибка в визначенні відстані до місця ОЗНЗ не перевищує 1 %. При збільшенні перехідного опору до 500 Ом, похибка лінійно зростає до 3,5%. Залежність похибки визначання відстані до місця пошкодження від R_{II} представлена на рисунку 4.4. Величина перехідного опору при пробіі лінійного ізолятора може досягати 100-200 Ом. При падінні проводу на землю або сніг R_{II} може досягати декілька кОм.

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		88

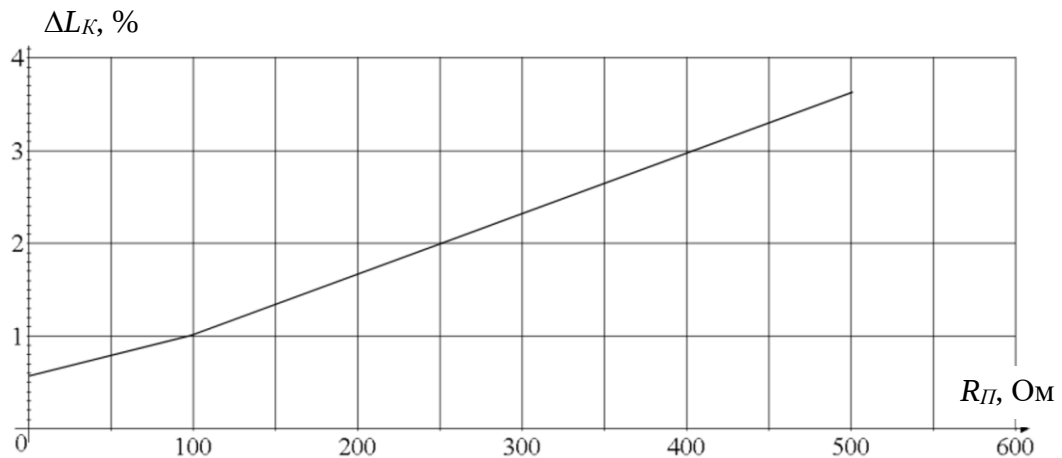


Рисунок 4.4 – Залежність похибки визначення відстані до місця пошкодження від перехідного опору R_n

4.1.3 Розробка алгоритму та методики дистанційного визначення місця пошкодження із застосуванням методу стоячих хвиль

На основі проведених досліджень застосування методу стоячих хвиль, був розроблений алгоритм визначення місця пошкодження (ОЗНЗ) повітряної лінії (ПЛ) при однофазних замиканнях на землю (ОЗНЗ).

Алгоритм визначення ОЗНЗ із застосуванням методу стоячих хвиль можна умовно розділити на дві частини [30]:

- 1) виконання вимірювань на одній з непошкоджених фаз лінії з метою визначення резонансної частоти;
- 2) проведення вимірювань безпосередньо на пошкодженій фазі і визначення частоти при ОЗНЗ.

Алгоритм визначення ОЗНЗ представлено на рисунку 4.5. Згідно з методом стоячих хвиль, відстань до місця однофазного замикання на землю буде пропорційна довжині хвилі тільки в тому випадку, якщо значення струму в лінії максимальне (при цьому вхідний опір лінії мінімальний). Визначити мінімальний вхідний опір найлегше вимірюванням струму, що протікає по лінії, при підтримці напруги на вході постійною [30].

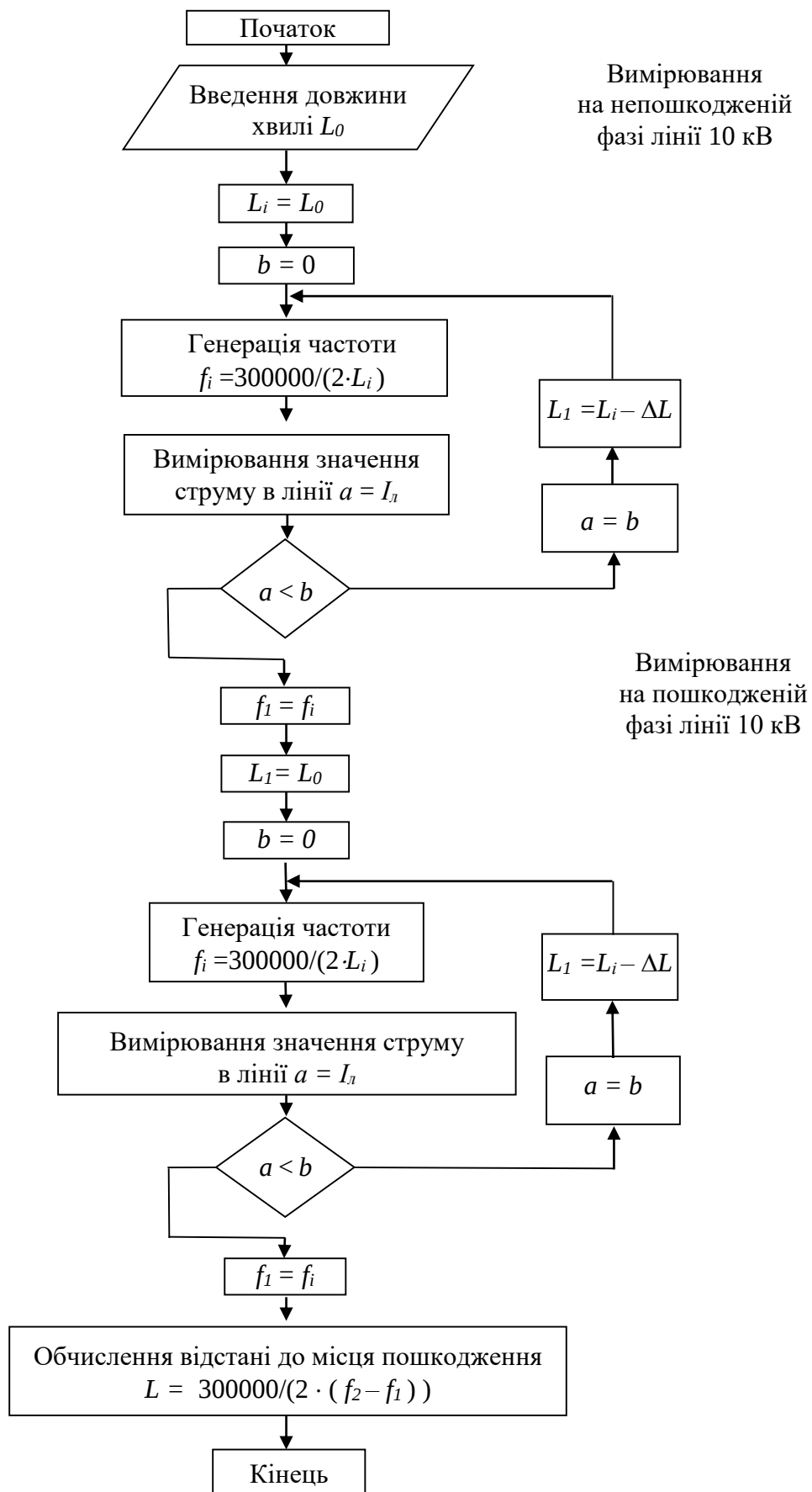


Рисунок 4.5 – Алгоритм визначення відстані до місця замикання на землю методом стоячих хвиль

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		90

Опис алгоритму:

- 1) виконується підключення до одної з непошкоджених фаз лінії електропередавання;
- 2) здійснюється введення вхідних даних: довжини лінії L_0 ;
- 3) значення довжини лінії прирівнюється до початкового значення $L_i = L_0$;
- 4) приймається початкове, нульове, значення струму на початку лінії $b = 0$.
- 5) виконується генерація синусоїдального сигналу з частотою

$$f_1 = \frac{300000}{2L_1} ;$$

- 6) визначається значення струму в лінії при частоті f_1 , $a = I_n$.
- 7) виконується порівняння отриманого та заданого значення струмів в лінії $a < b$. Якщо ця умова не виконується, то цикл повинен повторитися, при цьому значення b прирівнюється до a . Довжина лінії L_i зменшується на величину ΔL ;
- 8) після визначення максимального значення струму в лінії і умова $a < b$ виконується, цикл на цьому завершується і останнє значення частоти $f_1 = f_i$ зберігається;
- 9) для визначення відстані до місця пошкодження виконуються аналогічні вимірювання на пошкодженій фазі лінії електропередачі. Тільки при цьому враховується резонансна частота для пошкодженої ділянки $f_2 = f_i$;
- 10) на основі отриманих даних вимірювань виконується визначення відстані до місця пошкодження $L_k = \frac{300000}{2 \cdot (f_2 - f_1)}$.

Останній вираз є основою запропоновано алгоритму дистанційного визначення місця пошкодження на основі методу стоячих хвиль.

Система визначення місця однофазного замикання на землю в розподільних електричних мережах 10 та 35 кВ підстанції «Кислиця» із використанням методу стоячих хвиль складається із наступних складових:

- 1) реєстрація факту виникнення однофазного замикання на землю. Для цього використовується або неселективна сигналізація, або селективні захисти від однофазних замикань на землю на підстанції;
- 2) визначення пошкодженого приєднання 10 кВ (фідера) підстанції, у разі використання неселективної сигналізації замикань на землю;

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
						91
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3) відключення пошкодженого приєднання (фідера) підстанції згідно з порядком виконання оперативних перемикачів;

4) після відключення лінії, вона розземлюється з боку підключення пристрою для ВМП. З протилежного боку заземлення не знімають. При цьому необхідно повністю виключити можливість ураження електричним струмом.

5) визначення відстані до місця пошкодження згідно з алгоритмом, наведеним вище (рисунк 4.5) із використанням методу стоячих хвиль:

– спочатку вимірювання виконуються на одній з непошкоджених фаз. Вимірювальний ввід пристрою підключається безпосередньо до лінії електропередачі. В якості вхідних даних оператор вводить довжину пошкодженої лінії;

– після того як довжина лінії задана, здійснюється генерація синусоїдального сигналу змінної частоти;

– коли вимірювання на непошкодженій фазі лінії виконані, система перемикається на пошкоджену фазу лінії електропередачі. Виконується визначення резонансної частоти пошкодженої ділянки лінії і відстані до місця пошкодження:

$$L_k = \frac{300000}{2 \cdot (f_2 - f_1)}$$

На цьому процес дистанційного визначення місця пошкодження вважається завершеним [30].

4.1.4 Прилад для дистанційного визначення ОЗНЗ

На основі метода стоячих хвиль було реалізовано прилад для визначення місця однофазного замикання на землю.

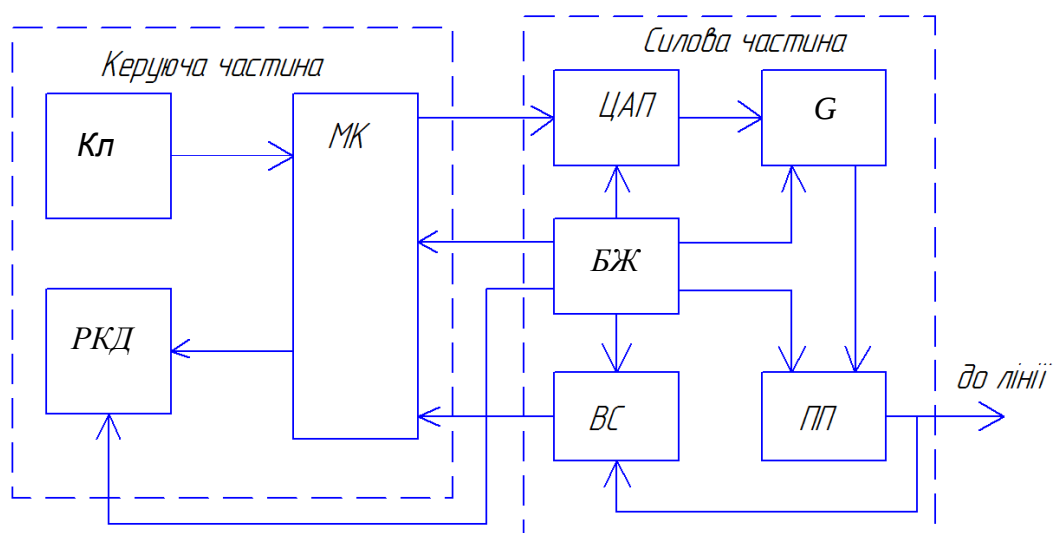
Найлегше визначити мінімальний вхідний опір вимірявши струм, який протікає по лінії, при підтримці постійної напруги на вході. Розроблена структурна схема приладу представлена на рисунку 4.6.

Вся структурна схема розділена на дві частини – керуючу та силову. В керуючу частину входять мікроконтролер, клавіатура, дисплей. До силовій

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
						92
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

відносяться цифро-аналоговий перетворювач, високочастотний генератор, підсилювач потужності, вимірювач струму та блок живлення всього пристрою.

Використання мікроконтролера в пристрої дозволяє розширити експлуатаційні характеристики, так як існує можливість внесення необхідних змін безпосередньо в програму керування мікроконтролером щоб змінити характеристики пристрою. Крім того, мікроконтролер має власний аналогово-цифровий перетворювач (АЦП). Текст програми написаний в середовищі програмування CodeVisionAVR на мові програмування С. Програма використовується для прошивки мікроконтролера ATmega 8535, на базі якого виконаний пристрій, та забезпечує виконання алгоритму, який приведено на рисунку 4.5 [31].



МК – мікроконтролер; РКД – рідкокристалічний дисплей; КЛ – клавіатура; ЦАП – цифро-аналоговий перетворювач; Г – генератор; БЖ – блок живлення; ПП – підсилювач потужності; ВС – вимірювач струму

Рисунок 4.6 – Структурна схема пристрою для визначення відстані до місця замикання лінії на землю

4.2 Методика уточнення місця однофазного замикання на землю

Прилади «Пошук-1», «Хвиля-М» та «Квант» використовуються для пошуку місця однофазного замикання на землю. Ці прилади переносні і використовуються членами оперативно-виїздної бригади (ОВБ) для визначення

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		93

Принцип використання переносних струмових приладів [28] пояснюється схемою мережі і епюром показань приладів на рисунку 4.7.

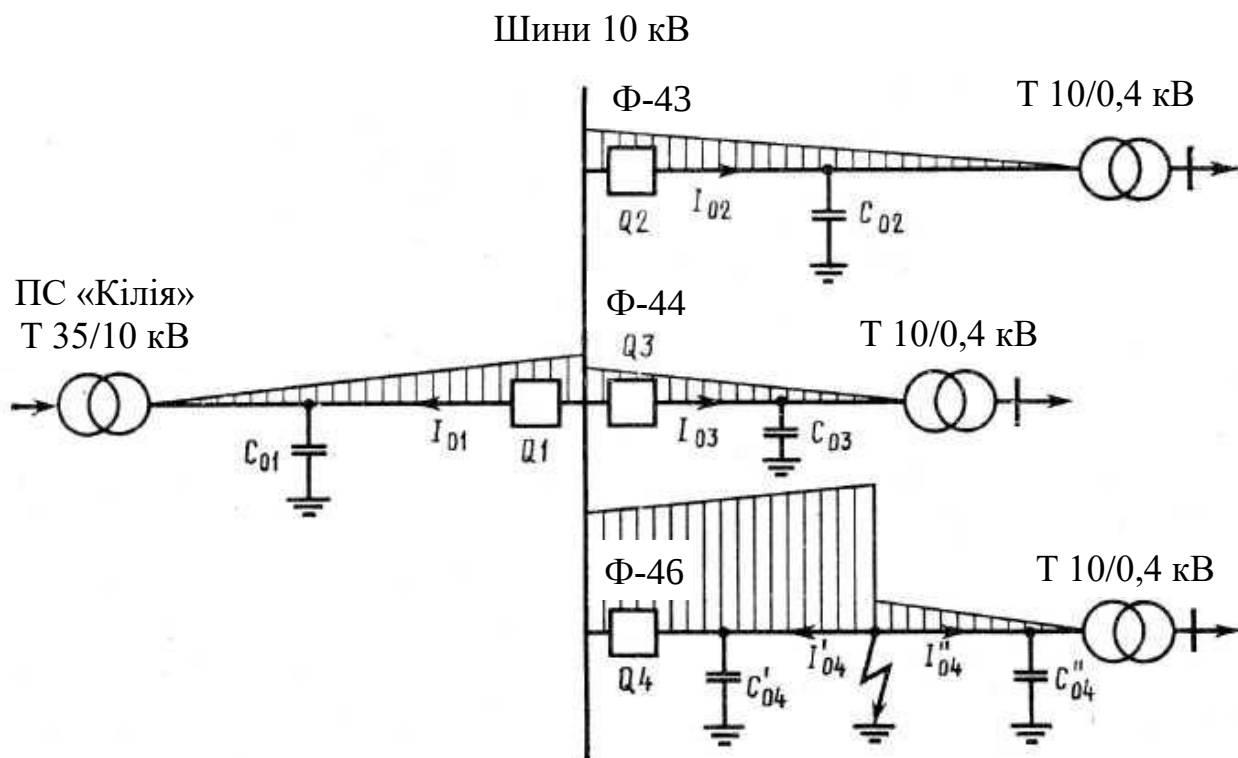


Рисунок 4.7 – Схема мережі та епюра показів переносних приладів для визначення замикання на землю в мережах з ізольованою нейтраллю

Значення струмів, що розтікаються вліво (I'_{04}) та вправо (I''_{04}) від місця ОЗЗ в точці $K^{(1)}$, пропорційні ємностям [28]:

$$I'_{04} = k(C'_{04} + C_{01} + C_{02} + C_{03}), \quad (4.11)$$

де C'_{04} та C''_{04} – ємності на землю пошкодженої ПЛ ліворуч та праворуч від місця ОЗНЗ;

C_{01}, C_{02} и C_{03} – ємності по відношенню до землі непошкоджених ліній, що відходять від підстанції.

При значній кількості не дуже протяжних ліній, що відходять від підстанції, завжди дійсне співвідношення:

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
						94
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$C_{04}'' \ll C_{04}' + C_{01} + C_{02} + C_{03}. \quad (4.12)$$

Тому в місці ОЗНЗ показання приладів «Пошук-1», «Хвиля-М» та «Квант» різко змінюються.

Струми нульової послідовності при ОЗНЗ мають складний гармонічний склад і мають крім основної частоти 50 Гц кратні їй гармоніки 150, 250, 350, 450, 550 та 650 Гц [5, 12, 20, 28].

Оскільки пошук ОЗНЗ здійснюється без відключення споживачів, то вимірювання на частоті 50 Гц ускладнено через вплив на прилади робочих струмів ПЛ. За наявності в мережі дугогасного реактору (ДГР) емпірично показання приладів на частоті 50 Гц істотно змінюється. На ділянці від шин підстанції до точки К(1) (рисунк 4.7) значення струму ємності пошкодженої ПЛ компенсуються індуктивним струмом ДГР і сильно зменшуються, можливо навіть до нуля (режим компенсації). Тому при пошуку місця ОЗНЗ переходять на вимірювання вищих гармонік струму нульової послідовності, які не компенсуються ДГР. Звичайно використовується гармоніка 250 Гц, проте в деяких випадках переходять на вимірювання на інших частотах або на суму частот.

При визначенні пошкодженої ПЛ послідовно вимірюють і зіставляють значення струмів на ПЛ. При проведенні вимірювань струму прилад розташовують на відстані 6-8 м від осі ПЛ, розташовуючи осердя перпендикулярно проводам. Після пошкодженої ПЛ протікає найбільший струм. Потім, рухаючись уздовж траси пошкодженої ПЛ, знаходять точку, в якій показання приладу різко змінюються. Це і є точка замикання на землю [28].

В залежності від висоти підвісу проводів і особливостей рельєфу місцевості в місці вимірювання виникають різні показання приладу типу «Пошук-1». Це може приводити до затягування процесу визначення замикання, оскільки необхідно робити повторні вимірювання, чіткіше вимірювати відстані. Для усунення цього недоліку в приладі «Хвиля-М» та «Квант» передбачена автоматична зміна коефіцієнта посилення залежно від фактичної відстані між проводами ПЛ і осердям [28].

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
						95
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

В результаті зміни відстані між проводами ПЛ і приладом «Квант» («Хвиля-М») показання на шкалі в режимі вимірювання струму практично незмінні. Це спрощує роботу з приладом і прискорює час відшукування замикання .

Прилад типу «Квант» («Пошук-1», «Хвиля-М») за рахунок властивості спрямованості індуктивної котушки із осердям дозволяють знаходити опору з пошкодженою ізоляцією. При наближенні до «підозрілої» опори в зоні ОЗНЗ (але не ближче 8 м) змінюють орієнтацію корпусу приладу, розташовуючи осердя покажчика перпендикулярно опорі ПЛ. У цьому положенні чутливість приладу до магнітного поля від струмів в горизонтальних проводах ПЛ різко знижується, але різко зростає чутливість до струму ОЗНЗ через опору. Струм замикання на землю, що протікає по опорі з пошкодженою ізоляцією, викликає сильне відхилення стрілки приладу [28].

Завдяки коректору, що знижує залежність показань приладу від відстані між пристроєм і проводами лінії, прилад «Квант» («Хвиля-М») забезпечує чітке визначення місця пошкодження з багатократним запасом по селективності навіть в мережах із малим струмом замикання на землю (1...1,5 А) при значних струмах навантаження до 80...100 А. Окрім пошуку місць замикань на землю прилад «Квант» («Хвиля-М») дозволяє проводити пошук залізобетонних опор, що знаходяться під напругою, місця обриву проводів в мережі та інших видів пошкоджень [28].

Для визначення опори, що знаходиться під напругою, з пошкодженою ізоляцією, оператор повинен підійти до опори на відстань 5...8 м із приладом «Квант» (8...9 м із приладом «Хвиля-М»), поставити перемикач SA в положення $U_{\text{лін}}$ (U, kV) і розташувати прилад перпендикулярно осі лінії. Якщо опора знаходиться під напругою, а заземлення опори порушено або має великий перехідний опір, показання приладу перевищують 30–40% шкал. Якщо ж опора не знаходиться під напругою, показання приладу близькі до нуля.

Для визначення місця обриву провода оператор встановлює перемикач приладу «Квант» («Хвиля-М») в положення $U_{\text{лін}}$ (U, kV) і проводить контроль електричного поля на відстані близько 5 м від осі лінії в різних точках мережі.

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
						96
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Показання приладу за місцем обриву проводу різко зростають (у 15...20 разів) в порівнянні з свідченнями до місця обриву [19, 21, 25].

Прилад «Квант» («Хвиля-М») дозволяє визначити, який з проводів мережі з симетричним розташуванням проводів на опорі замикає на землю. Для цього оператор встановлює перемикач приладу в положення $U_{\text{лінії}}$ (U , kV) і проводить контроль електричного поля в двох точках по обидві сторони лінії, розташованих симетрично щодо осі лінії на відстані 5 м від лінії. Рівність показань приладу свідчить про пошкодження ізоляції проводу середньої фази, при нерівності показань провід з пошкодженою ізоляцією розташований ближче до точки вимірювань з меншими показаннями приладу [28].

Використання струмових приладів типу «Квант» («Пошук-1», «Хвиля-М») можливо не у всіх мережах. Надійні результати визначення виходять тільки в тих мережах, де довжина окремих ліній істотно менше сумарної протяжності решти мережі. Якщо ж ліній всього дві або в мережі є одна дуже довга ПЛ, ємність якої співвимірна з ємністю решти мережі, то струмовий принцип непридатний. Для цих випадків передбачені направлені прилади типу «Зонд».

Для реагування на електромагнітне поле ПЛ в режимі ОЗНЗ в приладі «Зонд» є електрична телескопічна антена і антена магнітна, виконана у вигляді феромагнітного стержня з обмоткою.

Робота пристрою «Зонд» в режимі «Напрямы» заснована на зіставленні фази одинадцятої гармоніки струму нульової послідовності ПЛ з фазою одинадцятої гармоніки напруги. Як індикатор використовується стрілочний прилад електровимірювання з нулем у середині шкали [28].

На передній панелі корпусу пристрою «Зонд» знаходяться кнопки режиму роботи «Струм», «Земля» і «Напрямы», кнопка «Контроль живлення», тумблер «Підсвітка» і перемикач «Посилення» на вісім положень.

У режимі «Напрямы» прилад реагує на напрям потужності нульової послідовності на одинадцятій гармоніці (550 Гц). За допомогою перемикачів прилад «Зонд» може переводитися в режим вимірювання струму і використовуватися при пошуку замикання на землю як прилад «Квант». У режимі «Земля» прилад «Зонд» реагує на електричне поле ПЛ на частоті 50 Гц.

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
						97
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

При роботі з приладом «Зонд» спочатку натискають кнопку «Контроль живлення», при цьому стрілка індикатора повинна відхилитися більш ніж на 30 поділок. Вимірювання роблять на відстані 6–8 м від осі ПЛ.

Потім контролюють наявність ОЗНЗ в мережі. Річ у тому, що в процесі пошуку місця пошкодження можливо самоусунення замикання, а також відключення пошкодженої ПЛ релейним захистом у разі переходу однофазного замикання в міжфазне. Якщо при натисненні кнопки «Земля» стрілка індикатора відхилилася більш ніж на 40 поділок, то це режим замикання на землю, якщо відхилення значно менше, то ПЛ відключена, або ОЗНЗ усунулося.

Якщо ОЗНЗ є, то визначають пошкоджену ПЛ, що відходить від шин підстанції. Для цього роблять і зіставляють вимірювання на всіх ПЛ, що відходять від підстанції. Вимірювання слід проводити в точках, де різні ПЛ знаходяться на відстані більше 20 м одна від одної [28, 30, 31].

При вимірюваннях корпус приладу «Зонд» орієнтують так, щоб межа «Вісь лінії» на лицьовій панелі була паралельна осі ПЛ.

Далі, переміщаючись уподовж ПЛ, знаходять місце замикання на землю по зміні напрямку відхилення стрілки. Пошкоджену опору знаходять за допомогою покажчика «Зонд» в режимі «Струм», причому орієнтують межу «Вісь лінії» паралельно опорі ПЛ. При наближенні до пошкодженої опори, після якої протікає струм ОЗНЗ, на індикаторі приладу «Зонд» виникає сильне відхилення стрілки. На цьому пошук закінчується.

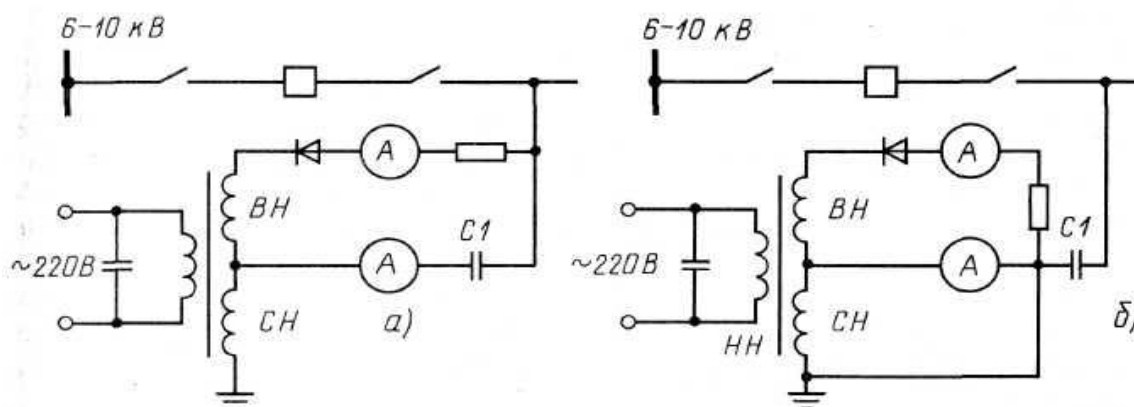
У випадку коли приладами «Пошук-1» та «Хвиля-М» не можливо визначити місце замикання на землю, спільно з приладом може застосовуватися електромагнітний генератор частоти [26, 27].

Електромагнітний генератор частоти (ЕГЧ) при роботі на відключену лінію забезпечує пробій пошкодженого ізолятора, накладення на пошкоджений ізолятор випрямленого струму до 0,6 А для пропалення ізоляції, накладення на мережу струму вищих гармонік від 0,5 до 3,5 А в залежності від перехідного опору в місці замикання, причому вміст п'ятої гармоніки в струмі, що накладається, складає від 50 до 75%.

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
						98
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

При роботі на мережу, що знаходиться під напругою, генератор забезпечує подачу в мережу струму вищих гармонік до 3,5 А із вмістом складової частотою 250 Гц до 75% значення струму, що в багато разів перевищує природний рівень п'ятої гармоніки мереж 10 та 35 кВ з протяжністю до 120–150 км. Накладений струм частотою 250 Гц дає можливість чітко визначити пошкоджену лінію і місце замикання на ній за показаннями переносного приладу в найсприятливіших випадках. Значення накладеного струму, що протікає від місця включення генератора до місця замикання, практично не залежить від віддаленості останнього.

Генератор ЕГЧ за умовами нагріву може безперервно працювати протягом 3-4 години. Живлення генератора здійснюється від мережі змінного струму промислової частоти напругою 220 В. Схема підключення генератора до відключеної лінії показана на рисунку 4.8, а, а до лінії, що знаходиться під напругою, – на рисунку 4.8, б.



а – на відключену лінію; б – на лінію, що знаходиться під напругою

Рисунок 4.8– Схема підключення генератора ЕГЧ

Трансформатор генератора ЕГЧ працює на нелінійній частині характеристики намагнічування, внаслідок чого в обмотках середньої напруги СН і високої напруги ВН індукуються ЕРС із значним вмістом вищих гармонік. У контурі, що складається з обмотки середньої напруги і конденсатора С1, резонансна частота якого 250 Гц, виділяється струм п'ятої гармоніки, який накладається на струм мережі. Випрямлена напруга включених послідовно обмоток СН і ВН

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
						99
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

подається на відключену лінію для пробою і пропалювання ізоляції. При пошуку пошкодження на лінії, що залишилася під напругою, в проводи мережі подається тільки струм п'ятої гармоніки. Генератор ЕГЧ може бути використаний і для профілактики ізоляції в мережі 10 кВ з відшукуванням дефектних ізоляторів за допомогою приладів «Квант» («Хвиля-М», «Пошук-1») [30, 31].

4.3 Визначення струмів однофазного замикання на землю

При однофазних замиканнях на землю в мережі з ізолюованою нейтраллю трикутник лінійних напруг не спотворюється, тому споживачі, що ввімкнені на лінійну напругу, продовжують працювати нормально [3, 4, 10].

Внаслідок того, що при замикання на землю напруга непошкоджених фаз збільшується в $\sqrt{3}$ разів – ізоляція в таких мережах розраховується на міжфазну напругу. Ця обставина обмежує застосування такого типу мереж лише до напруги 35 кВ, де вартість ізоляції не є визначальною, а її збільшення компенсується безперебійним електропостачанням при замиканнях на землю, які становлять 65% від загальної кількості замикань.

В електричних мережах напругою 10 кВ на залізобетонних або сталевих опорах, а також в мережах 35 кВ на опорах будь-якого типу, сила струму замикання на землю не повинна перевищувати 10 А [3, 4, 10].

Якщо лінії виконані на дерев'яних опорах, тоді сила струму замикання на землю не повинна перевищувати : 20 А для повітряних ліній 10 кВ.

Якщо сила струму не перевищує вказаних значень, то при замиканні фази на землю немає необхідності в негайному відключенні лінії, вона може знаходитися в роботі до визначення і ремонту пошкодженого елемента (до 2х годин).

Якщо струм замикання на землю перевищує вказані значення, то може виникнути електрична дуга, що перемещується. Це в свою чергу веде до виникнення перенапруги, яка представляє небезпеку для ізоляції, особливо в мережах, напругою 35 кВ.

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
						100
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Для перевірки мережі на можливість тривалої роботи лінії при виникненні ОЗНЗ, розраховуємо струм замикання на землю [4, 10]:

$$I_3 = 3 \cdot U_\phi \cdot \omega \cdot C, \quad (4.13)$$

де U_ϕ – номінальна фазна напруга мережі;

ω – кутова частота;

C – ємність фази, залежить від конструкції і довжини лінії.

Визначаємо ємність однієї повітряної лінії, напругою 10 кВ, що відходить від підстанції «Кислиця». Приведемо розрахунок для ПЛ з наступними параметрами:

- опора типу П10-1(проміжна);
- довжина лінії 1 км;
- марка проводу АС перерізом $F = 50 \text{ мм}^2$.

Відстань від проводу до землі (товщина діелектрика d) для опори П10-1:

- для фази А і С $d = 7750 \text{ мм} = 7,75 \text{ м}$;
- для фази В $d = 8850 \text{ мм} = 8,85 \text{ м}$.

Діаметр проводу D перерізом 50 мм^2 для марки АС складає 9,6 мм [3, 4].

Середня геометрична відстань між проводами:

$$D_{cp} = \sqrt[3]{d_{ab} \cdot d_{ac} \cdot d_{bc}}, \quad (4.14)$$

де $d_{ab} \cdot d_{ac} \cdot d_{bc}$ – відстань між проводами фаз (розташування проводів по вершинам трикутника), м;

$$D_{cp} = \sqrt[3]{1,32 \cdot 1,3 \cdot 1,32} = 1,319 \text{ м}.$$

Середній геометричний радіус системи таких проводів:

$$R'_{cp} = \sqrt[3]{r \cdot D_{cp}^2}, \quad (4.15)$$

де r – радіус проводу, м.

$$R'_{cp} = \sqrt[3]{0,048 \cdot 1,319^2} = 0,44 \text{ м}.$$

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
						101
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Середня відстань проводів фаз А, В і С до їх дзеркального відображення відносно поверхні землі:

$$D_a = 2 \cdot \frac{h_a + h_b + h_c}{3}, \quad (4.16)$$

де $h_a + h_b + h_c$ – висота підвісу проводів, м.

$$D_i = 2 \cdot \frac{7,75 + 8,85 + 7,75}{3} = 16,23 \text{ м},$$

Ємнісний реактивний опір 1 км лінії:

$$x_{co} = 396 \cdot \left(\lg \frac{D_i}{R'_{cp}} \right) \cdot 10^3, \quad (4.17)$$

$$x_{co} = 396 \cdot \left(\lg \frac{16,23}{0,44} \right) \cdot 10^3 = 621,72 \text{ кОм}.$$

Тоді сумарний реактивний опір лінії :

$$x_{co\Sigma} = x_{co} \cdot l, \quad (4.18)$$

де l – довжина лінії, км.

$$x_{co\Sigma} = 621,72 \cdot 10^3 \cdot 1 = 621,72 \text{ кОм}.$$

Розраховуємо ємність проводу, відносно землі:

$$C = \frac{2 \cdot \pi \cdot \varepsilon \cdot l}{\ln \frac{\sqrt[3]{2} \cdot D_{cp}}{R'_{cp}}}, \quad (4.19)$$

$$C = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 8,85 \cdot 10^{-12} \cdot 1}{\ln \frac{\sqrt[3]{2} \cdot 1,319}{0,44}} = 0,0041 \text{ мкФ/км}.$$

Підставляємо значення розрахованої ємності в (4.13) та обчислюємо величину струму замикання на землю:

$$I_3 = 3 \cdot \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3 \cdot 314 \cdot 0,0041 \cdot 10^{-6} = 0,67 \text{ А}.$$

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
						102
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Отже, сила струму замикання на землю в лінії, розміщеній на залізобетонних опорах, не перевищує 10 А, то при замиканні фази на землю немає необхідності в негайному відключенні лінії. Вона може знаходитися в роботі до визначення і ремонту пошкодженого елемента до 2-х годин.

Висновки до розділу 4

Дослідження способу пошуку місця ОЗНЗ із застосуванням методу стоячих хвиль дозволило отримати залежності діючого значення струму на початку лінії від частоти джерела живлення. Запропоновано використовувати порівняння резонансних частот непошкодженої фази лінії та пошкодженої ділянки. Для поширення синусоїдального сигналу запропоновано використовувати хвильові канали «провід-земля».

Встановлено вплив перехідного опору в місці пошкодження на точність дистанційного визначення місця пошкодження на ПЛ напругою 10 та 35 кВ методом стоячих хвиль. Отримана залежність похибки визначення відстані до місця пошкодження від перехідного опору в місці пошкодження. При збільшенні перехідного опору до 500 Ом, похибка визначення місця ОЗНЗ становить 3,5%.

Розроблено алгоритм дистанційного визначення місця ОЗНЗ на лінії напругою 10 та 35 кВ, в основу якого закладено метод стоячих хвиль. Для реалізації алгоритму запропоновано використовувати на підстанції спеціальний мікропроцесорний пристрій. За допомогою цього приладу, що встановлюється на підстанції, можна точно визначити місце ОЗНЗ на лініях довжиною до 20 км.

Для уточнення місця ОЗНЗ на повітряних лініях довжиною більше 20 км або на тих ПЛ, що мають значні розгалуження, пропонується додатково застосовувати струмові прилади «Квант» («Пошук-1» або «Хвиля-М»). Надійні результати визначення можна отримати в мережах, де довжина окремих ліній істотно менше сумарної протяжності решти мережі.

У випадку коли приладами «Квант» («Пошук-1», «Хвиля-М») не можливо визначити місце замикання на землю (не стійке ОЗНЗ), спільно з приладами може застосовуватися електромагнітний генератор частоти.

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
						103
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

5 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ УДОСКОНАЛЕННЯ СИСТЕМИ ДЛЯ ВИЗНАЧЕННЯ ПОШКОДЖЕНЬ В РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

Впровадження технічних засобів та способів визначення місця однофазного замикання на землю, особливо при їх комплексному використанні, дає значний техніко-економічний ефект, який обумовлений наступним [32]- [34]:

- скороченням перерв в електропостачанні споживачів району;
- зниженням транспортних витрат при огляді траси ПЛ;
- скороченням часу і трудовитрат із можливим скороченням чисельності персоналу оперативно-виїзної бригади (ОВБ);
- можливістю проведення пошуку пошкодження вночі, а також в умовах недостатньої видимості.

Технічні засоби визначення місця ОЗНЗ на ПЛ 10 кВ в даний час відіграють помітну роль, яка безперервно продовжує зростати.

У масштабах країни економічний ефект від застосування комплексу таких технічних засобів на ПЛ обчислюється мільйонами гривень в рік.

Існуючі методи оцінки ефективності визначення місця пошкодження лінії електропередавання, ґрунтуються на відношенні витрат на закупівлю та установку приладів з економічним ефектом від їх застосування при пошуку пошкодження [35, 36].

В даному випадку нам необхідно розрахувати загальний питомий економічний ефект через розрахунок витрат на систему обладнання та приладів визначення місця пошкодження в лінії.

Можливі варіанти поєднання та розрахунок загального економічного ефекту за рахунок попередження невідпуску електричної енергії при відключенні ліній та ділянок розподільної електричної мережі.

Застосування запропонованої в кваліфікаційній роботі системи визначення пошкоджень в розподільних мережах 10 кВ, призведе до:

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		104

– скорочення середнього часу пошуку пошкоджень більш ніж в 2,5 рази (з $t_1 = 5,03$ год, до $t_2 = 2$ год);

– скорочення середньої кількості людей, які приймають участь у пошуку пошкодження, в 2 рази (з $n_1 = 4$ люд., до $n_2 = 2$ люд.).

Приріст продуктивності праці складає [35]:

$$N = \frac{n_1 \cdot t_1}{n_2 \cdot t_2}, \quad (5.1)$$

де n_1, n_2 – середня кількість людей, які приймають участь у пошуку пошкодження електричної мережі, чол;

t_1, t_2 – середній час пошуку пошкодження, год.

$$N = \frac{4 \cdot 5,03}{2 \cdot 2} \approx 5.$$

При відсутності засобів ВМП в середньому необхідно проходити половину довжини ЛЕП, тому ефект скорочення часу пошуку пошкоджень визначається:

$$\Delta T = \frac{(0,5 \dots 0,25) \cdot L}{V}, \quad (5.2)$$

де L – довжина лінії розподільної мережі, км;

V – середня швидкість руху працівників ОВБ при обході пошкодженої повітряної лінії, км/год.

$$\Delta T = \frac{0,25 \cdot 20}{2} = 2,5 \text{ год.}$$

Аварійне відключення повітряної лінії призводить до перерви в електропостачанні споживачів [4]. Найбільша кількість випадків пов'язана з відключенням розподільної лінії.

Ймовірність одного стійкого замикання в рік на лінії довжиною 20 км становить 0,2. Середнє значення потужності, яка передається до споживачів, становить району електропостачання $P = 5000$ кВт.

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
						105
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Народногосподарські збитки залежать від виду діяльності в районі електропостачання і коливаються в широких діапазонах, досягаючи певних значень на 1 кВт за годину від тарифу. Для оціночних розрахунків приймається 22 кратне перевищення тарифу. Скорочення середнього часу ремонтно-відновлювальних робіт приймаємо рівним 5 годинам.

Тоді на кожні 100 км електричних мереж економічний ефект від зменшення перерв в електропостачанні може бути розрахований [34, 35]:

$$E_{зпеп} = n \frac{\omega_{\partial} \cdot \omega \cdot P \cdot k \cdot C \cdot t \cdot L}{100}, \quad (5.3)$$

де n – кількість ліній 10 та 35 кВ, $n = 6$ шт;

ω_{∂} – ймовірність додаткових втрат в лінії;

ω – ймовірність одного замикання на лінії за рік на повітряній лінії довжиною 10 км;

P – середнє значення потужності, яка передається споживачам у момент відключення, кВт;

k – кратність перевищення тарифу;

C – середня вартість 1 кВт год електроенергії, грн.; $C = 4,32$ грн/кВт год;

t – час для проведення ремонтно-відновлювальних робіт;

L – прийнята довжина лінії, км.

$$E_{зпеп} = 6 \cdot \frac{0,25 \cdot 0,2 \cdot 5000 \cdot 22 \cdot 4,32 \cdot 5 \cdot 20}{100} = 142560 \text{ грн.}$$

Оцінимо ефект $E_{ззп}$, пов'язаний із зменшенням затрат праці та витрат на транспорт на 100 км мереж. Приблизними методами його можна оцінити, виходячи з окремих витрат ОВБ в одиницю часу на одну людину, а також транспортні витрати:

$$E_{ззп} = \frac{(C_1 + C_2) \cdot \Delta T \cdot L}{100}, \quad (5.4)$$

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
						106
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де C_1 – витрати на транспортний засіб, грн./год, $C_1 = 1200$ грн./год;
 C_2 – середні витрати на одну людину годину ОВБ, $C_2 = 100$ грн./год;;
 ΔT – час для проведення ремонтно-відновлювальних робіт;
 L – прийнята довжина лінії, км.

$$E_{ззп} = \frac{(1200 + 100) \cdot 5 \cdot 100}{100} = 65000 \text{ грн.}$$

Визначаємо витрати на купівлю та експлуатацію засобів визначення місця ОЗНЗ в розподільній електричній мережі району електропостачання, враховуючи, що експлуатаційні витрати не перевищують 10% капітальних вкладень [35]:

$$B_{звмп} = 1,1 \cdot K, \quad (5.5)$$

де K – капітальний вклад в систему для визначення місця ОЗНЗ.

$$B_{звмп} = 1,1 \cdot 46800 = 51480 \text{ грн.}$$

Річний економічний ефект від впровадження системи ВМП визначається:

$$E = (E_{зпеп} + E_{ззп}) - B_{звмп}, \quad (5.6)$$

де $E_{зпеп}$ – річний економічний ефект за рахунок запобігання недовідпуску електроенергії при відключенні ліній і ділянок мережі;

$E_{ззп}$ – річний економічний ефект за рахунок скорочення вартості відшукування місць пошкоджень в результаті зниження як трудовитрат, так і витрат на автотранспорт;

$B_{звмп}$ – витрати на придбання системи приладів для ВМП і річні витрати на їх експлуатацію [35].

$$E = (142560 + 65000) - 51480 = 156080 \text{ грн.}$$

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
						107
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Термін окупності додаткових капітальних витрат на систему визначення пошкоджень в розподільній електричній мережі:

$$T_{ок} = \frac{B_{ЗВМП}}{E}, \quad (5.7)$$

де $B_{ЗВМП}$ – витрати на закупівлю та експлуатацію засобів визначення місця пошкодження, тис. грн.;

E – річний економічний ефект від впровадження системи ВМП, тис. грн.

Термін окупності показує, за який термін інвестор повертає початкові капіталовкладення при постійному річному доході (економічному ефекті).

Термін окупності додаткових капітальних витрат на систему визначення пошкоджень в розподільній електричній мережі:

$$T_{ок} = \frac{51,48}{156,08} = 0,33 \text{ роки.}$$

Показники техніко-економічної ефективності від впровадження системи визначення пошкоджень в розподільних електричних мережах частини району, що живиться від підстанції «Кислиця» наведені в таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 – Техніко-економічні показники роботи

Показники	Значення
Додаткові капітальні вкладення на закупку засобів та технічне обслуговування системи визначення ОЗНЗ, тис. грн	51,48
Економічний ефект від зменшення перерв в електропостачанні, тис грн.	142,56
Економічний ефект від зменшення затрат праці та витрат на транспорт, тис. грн.	65,0
Річний економічний ефект від впровадження системи визначення місця пошкодження мережі, тис. грн	156,08
Термін окупності капітальних вкладень, рік	0,33

Висновок до розділу 5

Розрахунки техніко-економічної ефективності показали, що впровадження системи визначення місця пошкодження в розподільній електричній мережі напругою 10 та 35 кВ підстанції «Кислиця» є ефективними.

Економічний ефект від впровадження даної системи складається із економічного ефекту віз зменшення перерв в електропостачанні виробничих споживачів району (142,56 тис. грн.) та економічного ефекту від зменшення затрат праці та витрат на транспорт при відшукуванні місця пошкодження (65,0 тис. грн.).

Сумарний річний економічний ефект від впровадження системи визначення місця пошкодження мережі становить 156,08 тис. грн. Термін окупності додаткових витрат на закупівлю обладнання та його експлуатацію становить 0,33 роки.

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
						109
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі проведено теоретичні дослідження та запропоновано шляхи вирішення науково-технічної проблеми щодо удосконалення системи визначення місця пошкодження в розподільних електричних мережах напругою 10 та 35 кВ. На основі отриманих в роботі результатів можна зробити наступні висновки.

1. Аналіз стану електричних мереж району електропостачання показав, що розподільні мережі району напругою 10 та 35 кВ мають ряд значних недоліків, що веде до їх пошкоджень, що в свою чергу веде до зниження якості електричної енергії у споживачів, збільшення кількості і тривалості перерв в електропостачанні, простою виробничого обладнання, порушення ряду технологічних процесів сільськогосподарського виробництва, псуванню продукції та до незручностей побутових споживачів.

Процес визначення пошкоджень мережі ускладнюється тим, що електричні мережі розташовані в районах із бездоріжжям, відсутністю сучасного обладнання для визначення пошкоджень та відсутністю ефективних методик для застосування такого обладнання

2. Аналіз статистичних даних району електропостачання про кількість пошкоджень розподільних електричних мереж напругою 10 та 35 кВ показав, що значна кількість пошкоджень в цих мережах припадає на однофазні замикання на землю в лінії – до 67 % від усіх видів пошкоджень.

Встановлено, що при замиканні однієї фази на землю виникає дугова перенапруга досить високого рівня – $3,1...3,7 U_{ф.мер.}$. Це може привести до пошкодження електрообладнання, виникнення аварії, відповідно, тривала присутність ОЗНЗ в мережі не допустима.

3. Аналіз існуючих методів для визначення місця ОЗНЗ показав, що дистанційні методи визначення ОЗНЗ використовують на підстанції, вони дозволяють наближено визначати відстань від підстанції до місця

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
						110
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

пошкодження, а топографічні або трасові методи призначені для точного визначення місця пошкодження на трасі лінії розподільної мережі.

Більшість дистанційних методів, що існують розраховані для використання в кабельних мережах. Найбільш перспективним для застосування є метод стоячих хвиль. До його переваг слід віднести: можливість застосування як в повітряній, так і кабельній лініях, достатня точність визначення місця пошкодження, вплив перехідного опору лише на амплітуду напруги (струму).

4. Дослідження способу пошуку місця ОЗНЗ із застосуванням методу стоячих хвиль дозволило отримати залежності діючого значення струму на початку лінії від частоти джерела живлення. Запропоновано використовувати порівняння резонансних частот непошкодженої фази лінії та пошкодженої ділянки. Для поширення синусоїдального сигналу запропоновано використовувати хвильові канали «провід-земля».

Встановлено вплив перехідного опору в місці пошкодження на точність дистанційного визначення місця пошкодження на ПЛ напругою 10 та 35 кВ методом стоячих хвиль. Отримана залежність похибки визначення відстані до місця пошкодження від перехідного опору в місці пошкодження. При збільшенні перехідного опору до 500 Ом, похибка визначення місця ОЗНЗ становить 3,5%.

5. Для уточнення місця ОЗНЗ на повітряних лініях довжиною більше 20 км або на тих ПЛ, що мають значні розгалуження, пропонується додатково застосовувати переносні прилади струмової або направленої дії. Надійні результати визначення можна отримати в мережах, де довжина окремих ліній істотно менше сумарної протяжності решти мережі.

7. Розрахунки техніко-економічної ефективності показали, що впровадження системи визначення місця пошкодження в розподільній електричній мережі напругою 10 та 35 кВ підстанції «Кислиця» є ефективними.

Економічний ефект від впровадження системи визначення місця пошкодження мережі становить 156,08 тис. грн. Термін окупності додаткових витрат на закупівлю обладнання та його експлуатацію становить 0,33 роки.

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
						111
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Ізмаїльський район. Вікіпедія. URL : https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%86%D0%B7%D0%BC%D0%B0%D1%97%D0%BB%D1%8C%D1%81%D1%8C%D0%BA%D0%B8%D0%B9_%D1%80%D0%B0%D0%B9%D0%BE%D0%BD (дата звернення : 23.11.2024).
2. ДТЕК Одеські електричні мережі. URL : <https://www.dtek-oem.com.ua/ua> (дата звернення : 23.11.2024).
3. Коваленко О. І., Коваленко Л. Р., Мунтян В. О., Радько І. П. Основи електропостачання сільського господарства : Навчальний посібник Мелітополь :ТОВ «Видавничий будинок ММД», 2011. 462 с.
4. Коваленко О. І. Основи електропостачання : навчальний посібник. Запоріжжя : ТДАТУ, 2024. 237 с.
5. Кутін В. М., Луцяк В. В. Методи та засоби пошуку пошкоджень в розподільчих мережах з повітряними лініями електропередачі напругою 6-35 кВ : монографія. Вінниця: ВНТУ, 2011. 160 с.
6. 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 імені Петра Василенка*. Харків : ХНТУСГ, 2010. Вип. 102. С. 21-23. URL: https://repo.btu.kharkov.ua/bitstream/123456789/50214/1/Visnyk_102_2010_8.pdf (дата звернення : 06.12.2024).
7. ГКД 34.20.507-2003. Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила (у редакції наказу 2019 р.). Харків : Індустрія, 2019. 592с. URL : https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=86234 (дата звернення : 25.11.2024).
8. Єрмолаєв С.О., Мунтян В.О., Яковлев В.Ф. Експлуатація енергообладнання та засобів автоматизації в системі АПК : Підручник / За ред. С.О. Єрмолаєва. Київ : Мета, 2003. 543с.

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
						112
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

9. Ткач В.І., Безручко В. М., Буйний Р. О. Вплив однофазних замикань на землю на експлуатаційні показники надійності повітряних ліній 6-10 кВ ПАТ «Чернігівобленерго» // *Вісник НТУ «ХП»*, Серія : *Нові рішення в сучасних технологіях*. Харків: НТУ «ХП». 2019. № 1. С. 120-126. doi:10.20998/2413-4295.2019.01.14.

10. Козирський В. В., Волошин С. М. Основи електропостачання : підручник. Київ : Компрінт, 2021. 497с.

11. Електричні мережі. Визначення місць пошкодження на ПЛ. URL : <https://leg.co.ua/knigi/rzia/opredelenie-mest-povrezhdeniya-na-vl.html> (дата звернення : 26.11.2024).

12. Гриб О. Г., Светелик А. А., Сендерович Г. А., Калюжний Д. Н. Автоматизовані методи і засоби визначення місць пошкодження ліній електропередачі : Навч. посіб. Харків : ХДАМГ, 2003. 146 с.

13. Кутін В. М., Луцяк В. В. Автоматизація процесу пошуку пошкоджень в повітряних мережах напругою 6-35 кВ. *Автоматика 2006* : XIII Міжнародна конференція з автоматичного управління. Вінниця, 2006. С. 119.

14. Кутін В. М., Луцяк В. В. Дистанційний метод визначення місця міжфазного короткого замикання в розподільній мережі 6-35 кВ з повітряними лініями електропередачі. *Вісник КДПУ*. 2006. № 3 (38), Ч. 2. С. 75–76.

15. Безручко В. М., Буйний Р. О., Ткач В. І. Інноваційний підхід до визначення місць однофазних замикань на землю в мережах 6-35 кВ при реалізації концепції smart grid в Україні. *Вісник Національного технічного університету «ХП»*. Серія: *Енергетика надійність та енергоефективність*. 2019. № 29 (1354). С. 15-20.

16. Ткач В. І. Система ідентифікації місць однофазних замикань на землю у повітряних електричних мережах з ізольованою нейтраллю : автореф. дис. ... канд. техн. наук : 05.09.03. Чернігів, 2021. 23 с.

17. Гребченко Н.В., Кожухарь А. В. Система діагностики та захисту від замикань на землю кабельних і повітряних ліній 6-35 кВ. *Техніка та*

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
						113
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

енергетика. 2018. №283. С.66-73. URL : <https://technicalscience.com.ua/uk/journals/283-2018> (дата звернення : 26.11.2024).

18. Вибір алгоритму визначення відстані замикання на землю та необхідних для цього інформаційних складових параметрів режиму / Стогній Б. С. та ін. *Праці ІЕД НАНУ*. 2017. №48. С.22-26.

19. Кутіна М. В., Ілюхін М. О. Метод визначення обриву лінії в повітряних розподільних мережах напругою 6-35 кВ. Енергетика та енергоресурсозбереження. *Вісник КДПУ імені Михайла Остроградського*. 2009. Вип. 4 (47). Частина 1. С. 166-167.

20. Буря Ю. В. Оптимізація пошуку місць пошкоджень на лініях електропередачі. Наукова робота. НАК «Нафтогаз України». URL : <https://forca.com.ua/knigi/navchannya/optimizaciya-poshuku-misc-poshkodzhen-na-liniyah-elektroperedachi.html> (дата звернення : 08.12.2024).

21. Коваленко Л.Р., Коваленко О.І., Щербакова О.І. Спосіб визначення місця та типу пошкодження у розгалуженій повітряній мережі 6-35 кВ : пат. на корисну модель 52890 Україна : МПК G01R31/11. № 201315025; заявл. 23.12.2013; опубл. 25.06.2014, Бюл. 12.

22. Щербакова О. І. Розробка способу визначення відстані до пошкодження та його типу у розгалуженій електромережі 6-35 кВ. *Матеріали науково-технічної Інтернет-конференції студентів та магістрів за підсумками наукових досліджень 2013 року «Проблеми механізації та електрифікації АПК»*. Вип.1, Мелітополь : ТДАТУ, 2014. С.137-139.

23. Електричні мережі. Визначення місць пошкодження на ПЛ - класифікація та призначення приладів. URL : https://leg-co-ua.translate.goog/knigi/rzia/opredelenie-mest-povrezhdeniya-na-vl-2.html?_x_tr_sl=&_x_tr_tl=uk&_x_tr_hl=uk&_x_tr_pto=sc (дата звернення : 10.12.2024).

24. Електричні мережі. Визначення місць пошкодження на ПЛ – прилад «Пошук-1». URL : https://leg-co-ua.translate.goog/knigi/rzia/opredelenie-mest-povrezhdeniya-na-vl-22.html?_x_tr_sl=ru&_x_tr_tl=uk&_x_tr_hl=uk&_x_tr_pto=sc (дата звернення : 15.12.2024).

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
						114
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

25. Електричні мережі. Визначення місць пошкодження на ПЛІ - прилад «Хвиля-М». URL : https://leg-co-ua.translate.google.com/translate/knigi/rzia/opredelenie-mest-povrezhdeniya-na-vl-23.html?_x_tr_sl=ru&_x_tr_tl=uk&_x_tr_hl=uk&_x_tr_pto=sc (дата звернення : 15.12. 2024).
26. Електричні мережі. Визначення місць пошкодження на ПЛІ – прилад «Зонд». URL : https://leg-co-ua.translate.google.com/translate/knigi/rzia/opredelenie-mest-povrezhdeniya-na-vl-24.html?_x_tr_sl=ru&_x_tr_tl=uk&_x_tr_hl=uk&_x_tr_pto=sc (дата звернення : 10.12. 2024).
27. Прилад сигналізації замикань на землю ліній 6-35 кВ «Квант». URL : <https://ias.kharkov.ua/products/pribor-signalizacii-zamykanij-na-zemlyu-linii-04-35-kv-kvant/> (дата звернення : 15.12. 2024).
28. Відшукування замикань на землю на повітряних лініях 6-35 кВ. URL : https://yak.koshachek.com/articles/vidshukannja-zamikannja-na-zemlju-naovitrjanih.html#google_vignette (дата звернення : 25.12. 2024).
29. Назаров В. В. Захист електричних мереж від однофазних замикань. Київ : Либідь, 1992. 124 с.
30. 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. URL : https://nauka.tsatu.edu.ua/print-journals-tdatu/15-2/15_2/32.pdf (дата звернення : 25.12. 2024).
31. Щербакова О.І. Розробка і освоєння нової техніки в енергетиці. *Матеріали наукової конференції наукової конференції студентів та магістрантів*. Мелітополь : ММТ, 2014. Т1. с. 79-80.
32. Мельнік Л.Г., Корінцева Л. Г., Сотнік І. М. Економіка енергетики : навч. посіб. Суми : ВТД «Університетська книга», 2006. 238с.
33. Проскурня О.М., Ганус О.І. Економіка в енергетиці : навч. посіб. Харків : НТУ «ХП», 2012. 272 с.
34. Стахурський В.О. Економіка енергетики та організація виробництва : Конспект лекцій. Київ : НУХТ, 2012. 153 с.
35. Федішин Б. П. Економіка енергетики : навч. посіб. для студентів енергетичних спеціальностей вищих навчальних закладів. Тернопіль : ТНТУ, 2003. 182 с.
36. Ткаченко Н. М., Кулініченко В. Р. Економіка підприємств енергетичного комплексу : підручник. Київ : Алерта, 2017. 336 с.

					21ЕЕД.11260390.02.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		115