

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЛЬВІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ
ФАКУЛЬТЕТ МЕХАНІКИ, ЕНЕРГЕТИКИ ТА ІНФОРМАЦІЙНИХ
ТЕХНОЛОГІЙ
КАФЕДРА ЕНЕРГЕТИКИ

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

другого (магістерського) рівня освіти

на тему:

**«ДІАГНОСТИЧНИЙ КОМПЛЕКС КОНТРОЛЮ РОБОТО
ЗДАТНОСТІ ІЗОЛЯЦІЇ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ 10 кВ
ВІДНОСНО ЗЕМЛІ»**

Виконав: студент 6 курсу

групи Ен-61 спеціальності

141 „Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка”

(шифр і назва спеціальності)

Гарасимів Я. А.

Керівник: _____ Кригуль Р. Є.

Рецензент: _____

ДУБЛЯНИ 2024

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЛЬВІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ
ФАКУЛЬТЕТ МЕХАНІКИ, ЕНЕРГЕТИКИ ТА ІНФОРМАЦІЙНИХ
ТЕХНОЛОГІЙ
КАФЕДРА ЕНЕРГЕТИКИ

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри

(підпис)

к.т.н., доцент Сиротюк С. В.
(вч. звання, прізвище, ініціали)

" ___ " _____ 2024 р.

**ЗАВДАННЯ
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ**

Гарасиміву Ярославу Андрійовичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: "Діагностичний комплекс контролю робото здатності ізоляції розподільних мереж 10 кВ відносно землі"

керівник роботи: к.т.н., доцент Кригуль Р. Є.
(наук. ступінь, вч. звання, прізвище, ініціали)

затверджені наказом Львівського НУП 616/к-с 12.09.2024

2. Строк здачі студентом закінченої роботи 27.12.2024 р.

3. Вихідні дані

технічна документація, науково-технічна і довідкова література

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)

Вступ

4.1. Аналіз методів діагностики для комплексного контролю працездатності ізоляції розподільних мереж 10 кВ щодо землі.

4.2. Розроблення оптимального методу та системи діагностики для комплексного контролю працездатності ізоляції розподільних мереж 10 кВ щодо землі.

4.3. Експериментальне дослідження роботи автоматизованої системи діагностики для комплексного контролю працездатності ізоляції розподільних мереж 10 кВ щодо землі.

4.4. Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях.

4.5. Техніко-економічне обґрунтування доцільності впровадження діагностики для комплексного контролю працездатності ізоляції розподільних мереж 10 кВ щодо землі.

Висновки і пропозиції

Перелік джерел посилання

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових кресл.
Графічний матеріал подається у вигляді презентації

6. Консультанти розділів:

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата		Відмітка про виконання
		завдання видав	завдання прийняв	
1,2,3,5	<i>Коробка С. В. к.т.н., доцент</i>			
4	<i>Городецький І. М. к.т.н., доцент</i>			

7. Дата видачі завдання: 04.06.2024 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

Пор. №	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Аналіз методів діагностики для комплексного контролю працездатності ізоляції розподільних мереж 10 кВ щодо землі.	04.06.2024 – 02.09.2024	
2	Розроблення оптимального методу та системи діагностики для комплексного контролю працездатності ізоляції розподільних мереж 10 кВ щодо землі.	03.09.2024 – 27.09.2024	
3	Експериментальне дослідження роботи автоматизованої системи діагностики для комплексного контролю працездатності ізоляції розподільних мереж 10 кВ щодо землі.	30.09.2024 – 23.10.2024	
4	Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях	24.10.2024 – 31.10.2024	
5	Техніко-економічне обґрунтування доцільності впровадження діагностики для комплексного контролю працездатності ізоляції розподільних мереж 10 кВ щодо землі.	01.11.2024 – 11.11.2024	
6	Завершення оформлення ілюстративної частини роботи	12.11.24 – 22.11.24	
7	Завершення роботи в цілому	02.12.24 – 30.12.24	

Студент _____ Гарасимів Я. А.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи _____ Кригуль Р. Є.
(підпис) (прізвище та ініціали)

УДК 631.3.45.9

Гарасимів Я. А. «Діагностичний комплекс контролю робото здатності ізоляції розподільних мереж 10 кВ відносно землі». Кваліфікаційна робота. Дубляни: Львівський національний університет природокористування, 2024 р. 49 с. текстової частини, 8 таблиць, 14 рисунків, 24 джерел посилання.

Метою кваліфікаційної роботи підвищення надійності, безпеки та ефективності експлуатації розподільчих мереж напругою 6-10 кВ шляхом удосконалення діагностичних методів для оцінки технічного стану ізоляції РМ в умовах експлуатації.

Для досягнення поставленої мети, необхідно виконати наступні **завдання**: дослідження факторів, що впливають на технічний стан ізоляції РМ з ізолюваною нейтраллю; аналіз наявних методів контролю ізоляції; визначення умов працездатності ізоляції; розробка принципу та методу визначення працездатності ізоляції в РМ з ізолюваною нейтраллю.

В роботі проведено дослідження причин та характеру зміни технічного стану ізоляції розподільних мереж з ізолюваною нейтраллю. Встановлено, що основною причиною пошкоджень ізоляції є утворення шунтувальних зв'язків між струмоведучою частиною і землею. Визначено умови працездатності ізоляції РМ відносно землі у вигляді обмежень на зміну показників працездатності ізоляції, узгоджених із нормативними документами і стандартами. Вперше отримано новий принцип визначення працездатності ізоляції РМ відносно землі за діагностичними ознаками, що обмежують величину струму через шунтувальний зв'язок за критеріями електробезпеки і активну потужність втрат в ізоляції від струмів стікання на землю за економічним критерієм мінімуму втрат електроенергії. Розроблено спосіб побудови і конструкцію комбінованого пристрою контролю працездатності ізоляції РМ відносно землі.

Ключові слова: повітряна розподільна мережа, працездатність ізоляції, контроль параметрів ізоляції.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	7
РОЗДІЛ 1. КОМПЛЕКС ДІАГНОСТИКИ ДЛЯ КОНТРОЛЮ СТАНУ ІЗОЛЯЦІЇ РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖ ЩОДО ЗЕМЛІ ТА ВИЗНАЧЕННЯ УМОВ ЇХ ПРАЦЕЗДАТНОСТІ ДЛЯ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ З НАПРУГОЮ 10 кВ.....	8
1.1 Визначення умов працездатності розподільчих мереж з лініями електропередачі напругою 10 кВ.....	8
1.2 Дослідження нового методу виявлення несправностей у розподільчих мережах 10 кВ, оснований на технології об'єднання інформації в інтегровану систему діагностики несправностей.....	9
1.3 Обґрунтування актуальності теми роботи.....	13
РОЗДІЛ 2. РОЗРОБЛЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО МЕТОДУ ТА СИСТЕМИ ДІАГНОСТИКИ ДЛЯ КОМПЛЕКСНОГО КОНТРОЛЮ ПРАЦЕЗДАТНОСТІ ІЗОЛЯЦІЇ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ 10 кВ ВІДНОСНО ЗЕМЛІ.....	13
2.1 Обґрунтування умов експлуатації мережевих систем і діагностичного комплексу контролю роботи здатності ізоляції розподільних мереж 10 кВ відносно землі.....	13
РОЗДІЛ 3. ДИФЕРЕНЦІАЛЬНИЙ МЕТОД ВИЗНАЧЕННЯ МІСЦЯ ПОШКОДЖЕННЯ В 10 кВ РОЗПОДІЛЬНІ МЕРЕЖІ З ІЗОЛЬОВАНОЮ НЕЙТРАЛЛЮ ВІДНОСНО ЗЕМЛІ.....	26
3.1 Аналіз проблем диференціального методу визначення місця пошкодження у розподільній мережі 10 кВ з ізольованою нейтраллю відносно землі.....	26
3.2 Моделювання диференціального методу для лінії відводу визначення місця пошкодження у розподільній мережі 10 кВ з ізольованою нейтраллю відносно землі.....	27
3.3 Моделювання лінії з двома відводами визначення місця пошкодження у розподільній мережі 10 кВ з ізольованою нейтраллю відносно	

землі.....	28
3.4 Дистанційне визначення місця однофазного замикання на землю в мережах 10 кВ на основі датчиків напруги.....	33
РОЗДІЛ 4 РОЗДІЛ 4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ.....	41
4.1 Організація роботи служби з охорони праці та довкілля.....	41
4.2 Протипожежна безпека і грозозахист.....	42
РОЗДІЛ 5. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ДОЦІЛЬНОСТІ ВПРОВАДЖЕННЯ ДІАГНОСТИКИ ДЛЯ КОМПЛЕКСНОГО КОНТРОЛЮ ПРАЦЕЗДАТНОСТІ ІЗОЛЯЦІЇ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ 10 кВ ЩОДО ЗЕМЛІ.....	43
5.1 Економічне обґрунтування доцільності впровадження діагностики для комплексного контролю працездатності ізоляції розподільних мереж 10 кВ щодо землі.....	43
ВИСНОВКИ І ПРОПОЗИЦІЇ.....	45
ПОСИЛАННЯ ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	47

ВСТУП

Під час визначення умов працездатності об'єкта або системи можна застосовувати два підходи. Перший передбачає діагностику об'єкта (ОД/ДО) при мінімальних витратах, що можливо завдяки однорідній структурі елементів із невеликою кількістю параметрів, які можна безпосередньо обчислити. Спочатку проводиться теоретичний аналіз для вибору елементів, що характеризують технічний стан (ТС) системи. Відповідно до певних критеріїв проводиться попередній аналіз можливості ОД під контролем. Дані, які формують діагностичну модель об'єкта, визначають умови працездатності в межах ОД. Також здійснюється перевірка інформативності вибраного набору контрольованих параметрів.

Згідно з іншим підходом, попередньо обрані контрольовані параметри використовуються для опису технічного стану (ТС) об'єкта діагностики. У цьому випадку проводяться експериментальні дослідження для оцінки чутливості впливу вибраного набору параметрів на технічний стан об'єкта. Наступний етап включає побудову математичної моделі, яка описує зміни технічного стану, і створення статистичної бази даних або нейронної мережі для ідентифікації ТС об'єкта за результатами контролю цих параметрів. Цей підхід використовується, коли складність об'єкта не дозволяє теоретично обґрунтувати зв'язок між параметрами та технічним станом. Умови працездатності ДО можуть бути сформульовані, як на основі теоретичної моделі, так і експериментальним шляхом.

Для вирішення задачі визначення працездатності ізоляції пропонується використовувати чіткі та точні критерії оцінки. Основними критеріями безпечної експлуатації ізоляції є відсутність витоків струму до землі через дефекти, які можуть призвести до пошкодження обладнання. Метою цього дослідження є визначення умов працездатності ізоляції в мережевому розподілі щодо землі на основі технічної оцінки її стану за критеріями безпеки та мінімальними втратами електричного струму до землі.

РОЗДІЛ 1. КОМПЛЕКС ДІАГНОСТИКИ ДЛЯ КОНТРОЛЮ СТАНУ ІЗОЛЯЦІЇ РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖ ЩОДО ЗЕМЛІ ТА ВИЗНАЧЕННЯ УМОВ ЇХ ПРАЦЕЗДАТНОСТІ ДЛЯ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ З НАПРУГОЮ 10 кВ

1.1 Визначення умов працездатності розподільчих мереж з лініями електропередачі напругою 10 кВ

Сьогодні під час вивчення умов працездатності об'єкта або системи можна застосувати два підходи. Перший метод діагностики об'єкта (ОД/DO) спрямований на мінімізацію накладних витрат завдяки однорідній структурі елементів із малою кількістю параметрів, які можна безпосередньо обчислити. Спочатку проводиться теоретичний аналіз для вибору елементів, що характеризують технічний стан (ТС) об'єкта. Важливо попередньо провести аналіз можливості ОД під контролем. Дані, які формують діагностичну модель, також визначають умови працездатності ОД. Додатково перевіряється інформативність обраного набору контрольованих параметрів.

Згідно з іншим підходом, попередньо вибрані контрольовані параметри можуть описувати технічний стан об'єкта. Для цього методу проводяться експериментальні дослідження, щоб визначити чутливість впливу контрольованих параметрів на ТС об'єкта. Далі створюється математична модель, яка описує зміни ТС, і формується база даних або нейронна мережа для ідентифікації ТС об'єкта за результатами контролю. Цей підхід застосовується, коли складність об'єкта не дозволяє теоретично пояснити здатність контрольованих параметрів точно відображати технічний стан. Умови працездатності ДО можуть бути сформульовані як на основі теоретичної моделі, так і на базі експериментальних даних.

Найбільш вразливою частиною мережевої інфраструктури є повітряні лінії електропередачі (ПЛ), де використовуються скляні, фарфорові або полімерні ізолятори. Ізолятори піддаються впливу агресивного середовища, яке

забруднює їх поверхню пилом та сольовими відкладеннями. Під час зволоження це призводить до утворення провідних шляхів на поверхні ізоляторів, що викликає проходження струму до землі.

Оцінка працездатності ізоляції в умовах експлуатації ускладнюється через відсутність точних кількісних методів оцінки впливу факторів, що негативно впливають на її стан. До таких факторів належать старіння ізоляції, вологість, забруднення, механічні впливи, перенапруження, корозія тощо. Для оцінки ТС ізоляції зазвичай використовуються середні електричні показники, такі як: напруга зсуву нейтралі, тангенс кута діелектричних втрат, загальний активний опір до землі, струм і опір нульової послідовності, фазова провідність до землі.

Розв'язання задачі щодо оцінки працездатності ізоляції пропонується здійснювати на основі точних і зрозумілих критеріїв. Основними критеріями безпечної експлуатації ізоляції є відсутність витоків струму до землі через дефекти, що можуть спричинити пошкодження обладнання. Метою дослідження є визначення умов працездатності ізоляції мережевих розподільчих систем щодо землі, оцінка технічного стану ізоляції за критеріями безпеки та мінімізація втрат електричного струму через витoki до землі.

1.2 Дослідження нового методу виявлення несправностей у розподільчих мережах 10 кВ, ґснованого на технології об'єднання інформації в інтегровану систему діагностики несправностей

Останніми роками завдяки розвитку сучасної електроніки, засобів зв'язку та комп'ютерних технологій технології автоматизації розподільчих мереж зазнали значного прогресу. Функції дистанційного керування постійно вдосконалюються, що дозволяє не лише здійснювати моніторинг у реальному часі та автоматичний захист розподільчих мереж як у нормальних, так і в аварійних режимах, але й створювати технічну платформу для аналізу великих даних.

Щодо розробки систем діагностики несправностей у розподільчих мережах, поточні дослідження стикаються з низкою проблем:

1. Велика кількість інформаційних ресурсів, але їх недосконалість. Зі зростанням цифровізації та інформатизації, а також встановленням термінальних пристроїв у розподільчих мережах, у разі виникнення несправностей надходить велика кількість тривожних сигналів, таких як дані реєстраторів несправностей, сигнали захисних пристроїв, інформація про відключення вимикачів тощо. Незважаючи на те, що ці дані надають корисну інформацію для діагностики несправностей, необхідно виконувати злиття різних джерел даних та фільтрацію аномалій. Водночас варто зазначити, що більшість зібраних даних стосується ліній електропередачі, тоді як на фідерах бракує обладнання для онлайн-моніторингу. Традиційні методи діагностики можуть лише визначити загальну зону несправності. Завдання полягає в тому, як оптимізувати розміщення моніторингового обладнання, покращити збір інформації та підвищити точність діагностики несправностей.

2. Нечітке визначення обсягу та характеристик діагностики несправностей. Під час експлуатації розподільчої мережі можуть виникати різні збої, пов'язані зі збудженням пускового струму, змінами навантаження, ударами блискавки, тимчасовими збоями, а також крадіжками електроенергії, що відображаються у змінах кривих струму, напруги та інших важливих параметрів. Існує багато факторів, що впливають на такі зміни, які можуть характеризувати стан мережі. На даний момент відсутня уніфікована методологія для дослідження діапазону та класифікації стану несправностей у розподільчих мережах. Крім того, немає систематичного вивчення нормальних і несправних станів мережі. Необхідно аналізувати та класифікувати значні обсяги даних для формування бази характеристик, яка забезпечить надійну підтримку для моделювання та аналізу несправностей у майбутньому.

3. Реалізація інтелектуальної системи діагностики несправностей. Процес діагностики несправностей у розподільчій мережі є багаторівневим і потребує інтеграції даних з різних інформаційних систем. Тому при побудові

інтелектуальної системи діагностики несправностей необхідно враховувати всі аспекти, включаючи зв'язок, збір та вилучення даних, вибір алгоритмів для діагностики, а також інтеграцію з іншими системами.

Повітряні електричні мережі напругою 10 кВ зазвичай використовують залізобетонні опори. Вибір режиму заземлення нейтралі в таких мережах визначається величиною струму замикання на землю однієї лінії (ємнісного струму) [1], при цьому ізольована нейтраль широко застосовується в Україні.

Досвід експлуатації мереж середньої напруги показує, що 70-80% усіх несправностей припадають на короткі замикання однієї лінії на землю. Навантаження споживачів може підтримуватися протягом певного часу після такого замикання. Однак затримка в знаходженні місця замикання може призвести до переходу в дво- або трифазне коротке замикання, що спричинить відключення споживачів. Однофазне коротке замикання на землю (SLGSC) також становить серйозну загрозу для безпеки людей і тварин поблизу місця пошкодження через крокову та дотикову напругу [2].

Локалізація місця пошкодження (DL) є важливою функцією сучасних систем автоматизації підстанцій. На практиці локалізація займає найбільше часу під час відновлення пошкоджених елементів лінії. Для скорочення часу, необхідного на DL, слід удосконалювати методи її виконання. Дистанційні методи є економічно вигідними, оскільки дозволяють уникнути переходу однофазного короткого замикання у складніші варіанти, зменшують час відключення електропостачання, прискорюють ремонтні роботи та скорочують витрати на об'їзд лінії. Питання DL висвітлюється в багатьох роботах, зокрема [3-10].

Тому, необхідно провести дослідження диференціального методу локалізації пошкоджень на основі аварійних напруг, які вимірюються на початку та кінці ліній електропередачі (ЛЕП) 10 кВ (TL).

1.3 Обґрунтування актуальності теми роботи

Метою цієї роботи є підвищення надійності, безпеки та ефективності експлуатації розподільчих мереж напругою 6-10 кВ шляхом удосконалення діагностичних методів для оцінки технічного стану ізоляції РМ в умовах експлуатації.

Для досягнення цієї мети були поставлені та вирішені наступні завдання:

- дослідження факторів, що впливають на технічний стан ізоляції РМ з ізолюваною нейтраллю;
- аналіз наявних методів контролю ізоляції;
- визначення умов працездатності ізоляції;
- розробка принципу та методу визначення працездатності ізоляції в РМ з ізолюваною нейтраллю;
- вдосконалення методів контролю параметрів ізоляції окремих фаз щодо землі, що дозволяють виявляти пошкодження ізоляції на ранній стадії розвитку;
- розробка технічних засобів контролю технічного стану ізоляції РМ.

РОЗДІЛ 2. РОЗРОБЛЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО МЕТОДУ ТА СИСТЕМИ ДІАГНОСТИКИ ДЛЯ КОМПЛЕКСНОГО КОНТРОЛЮ ПРАЦЕЗДАТНОСТІ ІЗОЛЯЦІЇ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ 10 кВ ВІДНОСНО ЗЕМЛІ

2.1 Обґрунтування умов експлуатації мережевих систем і діагностичного комплексу контролю роботи здатності ізоляції розподільних мереж 10 кВ відносно землі

В роботі для досягнення поставленої мети були запропоновані наступні алгоритми. Першим етапом є визначення критеріїв ізоляції та встановлення умов працездатності. Для цього ізоляцію ТС слід розділити на дві частини: працездатний та непрацездатний стани. На другому етапі необхідно визначити умови працездатності. Ізоляція DN до землі розглядається, як єдиний цілісний об'єкт технічного стану, який характеризується зміною групового параметра провідності DN відносно землі. Вибір технічного стану ізоляції базується на аналізі відповідності всіх елементів комплексу, що характеризують процеси ізоляції, які змінюють технічні умови. Критерії оцінки ізоляції ТС включають: безпечну експлуатацію DN і економічну ефективність роботи.

Основною причиною змін в ізоляції DN ТС є пошкодження по відношенню до землі в системах з ізольованою нейтраллю, яке не завжди суттєво впливає на загальний стан ТС. Вплив пошкодження може бути непомітним. Єдність фаз щодо землі (C_a , C_b , C_c) залежить від конструктивних параметрів мережі, тому їх значення можна вважати константами. Невелике збільшення загальної ємності спостерігається лише під час гідратації ізолятора. Активна провідність ізоляції відносно землі (q_a , q_b , q_c) може змінюватися в широкому діапазоні, що свідчить про процеси пошкодження ізоляції. Основною причиною є утворення шунтових з'єднань між фазами мережі та землею.

Існують два граничних процеси зміни ізоляції ТС:

1. Симетричне збільшення активної провідності ізоляції фаз відносно землі, що виникає внаслідок зволоження та забруднення ізоляторів.
2. Несиметричне значне збільшення активної провідності окремих фаз відносно землі через утворення шунтових з'єднань із землею.

Згідно з українським стандартом [14], струм, що може протікати через людське тіло, обмежений частотою 50 Гц і величиною не більше 6 мА при безперервній роботі захисту від однофазного замикання на землю, що триває не більше 1 с. Опір людського тіла моделюється як резистор з опором 1 кОм при роботі захисту до 1 с і 6 кОм при більш тривалих інтервалах. Для оцінки критеріїв безпеки експлуатації слід враховувати струм через людське тіло, що виникає при пошкодженні ізоляції, а також показники, що стосуються впливу цього струму на людину при контакті з струмопровідними частинами електроустановки. Для пояснення цих критеріїв слід побудувати модель зовнішнього вигляду пошкодження ізоляції [15].

Що стосується економічного функціонування мережі, основним показником є втрати електроенергії при передачі. Активні втрати потужності, спричинені струмом, що протікає в землю (ΔP_{i3}), є критерієм економічної ефективності ізоляції DN та працездатності мережі в цілому.

Для оцінки критеріїв електробезпеки розглянемо випадок, коли людина контактує із заземленими частинами мережі, електрична установка (корпус, каркас, метало конструкція). (рис. 2.1).

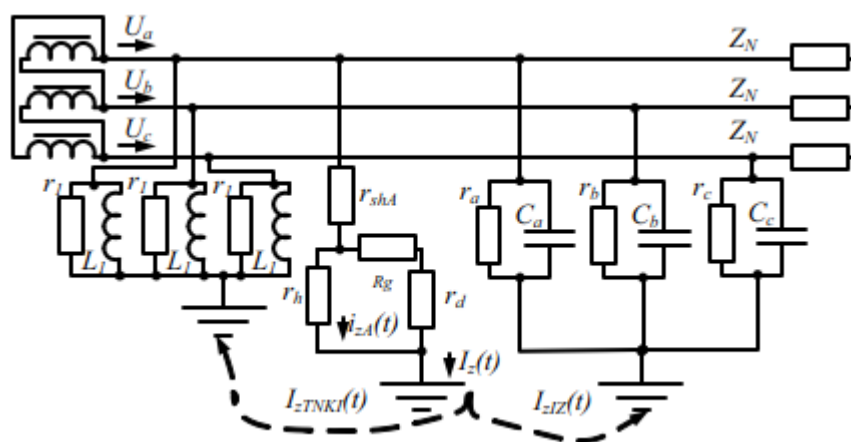


Рисунок 2.1 – Резервна схема для опису процесу шунтування з'єднання зовнішній вигляд і людський дотик до заземлені елементи електронакладки.

Тут r_a, r_b, r_c – активний опір фази ізоляції DN; C_a, C_b, C_c – об'єми окремих фаз по відношенню до ґрунт; r_1, L_1 – параметри замітника трансформатора схему контролю напруги (TV), ізоляції; Z_N – еквівалентне навантаження опору; r_l – опір тіла людини, ($r_h = 6 \text{ кОм}$ [16]), R_g – опір заземленого обладнання, r_d – додатковий перехідний опір.

Для моделювання найбільш несприятливого сценарію припустимо, що пошкодження ізоляції відбувається під час електроустановки з найпростішою системою заземлення. Додатковий перехідний опір струму до землі буде приблизно рівний опору проводу, що впав на землю, і в зоні контакту з ґрунтом становить близько 100 Ом для вологого ґрунту. У цьому випадку розглянемо найгірший сценарій, коли пошкодження виникає одночасно в двох різних фазах, а людина торкається найсильніше пошкодженої ділянки ізоляції, при цьому струм, що проходить через тіло людини (I_z, A), не повинен перевищувати 6 мА.

За цих умов граничні значення для оцінки працездатності ізоляції можна розрахувати таким чином:

$$\begin{cases} I_{zA} = U_A \frac{g_{shA} \cdot g_h}{g_{shA} + g_h + g_g} \leq 6 \cdot 10^{-3} A \\ I_{zB} = U_B \frac{g_{shB} \cdot g_h}{g_{shB} + g_h + g_g} \leq 6 \cdot 10^{-3} A \\ I_{zC} = U_C \frac{g_{shC} \cdot g_h}{g_{shC} + g_h + g_g} \leq 6 \cdot 10^{-3} A \end{cases} \quad (2.1)$$

де U_A, U_B, U_C – напруга фази А, В,С по відношенню до землі (активні елементи); $g_{shA}, g_{shB}, g_{shC}$ – передача маневрового з'єднання виникли пошкодження в певній фазі; g_h – трансмісія людського тіла, що однаково ($g_h = 1/r_h - 1/(6 \cdot 10^3)$); g_g = наземна передача, яка розраховується ($g_g = 1/R_g + 1/r_a$, де R_g – номінальний опір заземлена передача, яка не повинна бути більше 10 Ом; r_d – додатковий опір передачі заземлення).

Передача маневрового з'єднання, якщо для різних може розраховуватись способом вимірювання в активних фазах відносно землі в первинний момент часу (r_{a0}, r_{b0}, r_{c0}), наприклад, після введення в роботу електронасадки і його

поточні ремонтники, а також ці опори розрахунок у будь-який момент часу (r_a , r_b , r_c) та їх подальше порівняння з первинними числами і формулами:

$$\begin{cases} g_{shA} = \frac{1}{r_a} - \frac{1}{r_{a0}} - \frac{1}{r_s} \\ g_{shb} = \frac{1}{r_b} - \frac{1}{r_{b0}} - \frac{1}{r_s} \\ g_{shc} = \frac{1}{r_c} - \frac{1}{r_{c0}} - \frac{1}{r_s} \end{cases} \quad (2.2)$$

де r_s – симетричне зниження опору ізоляції в відношення до ґрунту в результаті гідратації ізоляторів вершина в період атмосферних опадів, які можуть бути розраховується:

$$r_s = \min(r_{a0} - r_a); (r_{b0} - r_b); (r_{c0} - r_c) \quad (2.3)$$

Використання потоку в маневровому з'єднанні способом технічний стан ізоляції п. і утворення на а Основна з цих умов працездатності ізоляції (1) дозволяє обмежити умову працездатності ізоляції кратними, залежно від умов експлуатації обладнання. Також напруга в фазах по відношенню до землі залежить від параметрів ізоляції:

$$\begin{cases} U_A = I'' \sqrt{\left[g_b + g_c + \frac{\omega}{\sqrt{3}}(C_c - C_b) \right]^2} + N; \\ U_B = I'' \sqrt{\left[g_a + g_c + \frac{\omega}{\sqrt{3}}(C_a - C_b) \right]^2} + M; \\ U_C = I'' \sqrt{\left[g_b + g_a + \frac{\omega}{\sqrt{3}}(C_b - C_a) \right]^2} + K; \\ I'' = \frac{1,5U_f}{\sqrt{(g_a + g_b + g_c)^2 + (\omega(C_a + C_b + C_c) - B_L)^2}}; \\ N = \left[\frac{g_b - g_c}{\sqrt{3}} + \omega(C_c + C_b) - \frac{2B_L}{3} \right]^2; \\ M = \left[\frac{g_c - g_a}{\sqrt{3}} + \omega(C_a + C_c) - \frac{2B_L}{3} \right]^2; \\ K = \left[\frac{g_a - g_b}{\sqrt{3}} + \omega(C_b + C_a) - \frac{2B_L}{3} \right]^2, \end{cases} \quad (2.4)$$

де U_ϕ – фазна напруга розподілу мережі; ω – кут частоти DN; C_A , C_B , C_C – об'єми окремих фаз у відношенні до землі; g_A , g_B , g_C – активні фази мережі

передачі в а відношення до землі; B_L – сумарна реактивна передача всіх індуктивних елементи, встановлені на DN по відношенню до землі (трансформатор обсяг обмотки до ізоляційного контролю ЗНОМ, НТМІ типу, а також дугогасних реакторів і резонансних заземлення нейтралі).

Беремо (2.4) в рівняння (2.1) отримуємо математичну модель для розрахунку працездатності, використовуючи зазначені вище критерії. Використання критеріїв безпеки використання математичної моделі для розрахунку працездатності ізоляції виглядає так:

$$\left\{ \begin{array}{l} I_{gA} = \frac{I'' \cdot g_{shA} \cdot g_h}{(g_{shA} + g_h + g_g)} \cdot \sqrt{G_{A'} + G_{A''}}; \\ I_{gB} = I'' \cdot \frac{g_{shB} \cdot g_h}{(g_{shc} + g_h + g_g)} \cdot \sqrt{G_{B'} + G_{B''}}; \\ I_{gC} = I'' \cdot \frac{g_{shC} \cdot g_h}{(g_{shc} + g_h + g_g)} \cdot \sqrt{G_{C'} + G_{C''}}; \\ G_{A'} = \left[g_b + g_c + \frac{\omega}{\sqrt{3}}(C_c - C_b) \right]^2; \\ G_{A''} = \left[\frac{g_b + g_c}{\sqrt{3}} + \omega(C_c + C_b) - \frac{2B_L}{3} \right]^2; \\ G_{B'} = \left[g_a + g_c + \frac{\omega}{\sqrt{3}}(C_c - C_b) \right]^2; \\ G_{B''} = \left[\frac{g_c + g_a}{\sqrt{3}} + \omega(C_a + C_b) - \frac{2B_L}{3} \right]^2; \\ G_{C'} = \left[g_b + g_a + \frac{\omega}{\sqrt{3}}(C_c - C_b) \right]^2; \\ G_{C''} = \left[\frac{g_a + g_b}{\sqrt{3}} + \omega(C_c + C_a) - \frac{2B_L}{3} \right]^2; \end{array} \right. \quad (2.5)$$

Потужність втрати електроенергії від протікання струму до землі можна розрахувати за допомогою інформації про потужність та активні фази мережі передачі в а відношення до землі:

$$\left\{ \begin{array}{l} \Delta P_{iz\Sigma} = \Delta P_{izA} + \Delta P_{izB} + \Delta P_{izC}; \\ \Delta P_{iz\Sigma} = U_A^2 \cdot g_a + U_B^2 \cdot g_b + U_C^2 \cdot g_c. \end{array} \right. \quad (2.6)$$

Отримане число втрат потужності в ізоляції ($\Delta P_{iz\Sigma}$) становить порівняно з нормативним (ΔP_{iz}^{norm}), який можна розрахувати, мати такі технічні дані про

мережу, як тип (OL або CL) загальна довжина L , номінальний об'єм і тип кабелю переважно, відповідно до методу, описаного в [18]:

$$\Delta P_{iz\Sigma} \leq \Delta P_{iz}^{norm} \quad (2.7)$$

Таким чином, може бути перевищення нормативної потужності розраховується як обмеження його кількості для формування умов працездатності. Таким чином, прийняті обмеження можна розділити на різні фази:

$$\begin{aligned} \Delta P_{iz\Sigma A} &\leq \Delta P_{iz}^{norm} & (2.8) \\ \Delta P_{iz\Sigma B} &\leq \Delta P_{iz}^{norm} \\ \Delta P_{iz\Sigma C} &\leq \Delta P_{iz}^{norm} \end{aligned}$$

Відповідно до методу [18] існує декілька станів середовища, де дослідження були поодинокі та отримав нормативну ізоляцію цифри втрати електроенергії. Це: 1) дощ, мокрий сніг, мряка; 2) туман; 3) роса, без опадів. Отже, для розрахунку працездатність ізоляції спочатку слід розрахувати DN розраховані нормативні втрати потужності в ізоляції для тих трьох станів навколишнього середовища і лише після цього порівнювати фактичне число втрат потужності в ізоляції з нормативи певного рівня зволоження середовища, що слід контролювати. Використання економічних критеріїв математичної моделі функціонування ізоляції розрахунок працездатності.

Основна частина опису змін стосується процесу ізоляції фаз технічної мережі відносно землі (g_a, g_b, g_c), яка є активною частиною фаз мережі передачі. У процесі розвитку пошкодження саме ці значення у співвідношеннях (2.7) і (2.8) змінюються, і тому пізніше їх буде розглянуто як діагностичні параметри для оцінки працездатності ізоляції. З огляду на це, діагностичну модель для методу визначення ефективності ізоляції можна представити як чотириполюсну мережу. Вхідним сигналом виступають фазні напруги розподільної мережі, а вихідними даними є: у першому випадку (відповідно до критерію безпеки експлуатації) – струми, що протікають на землю через шунтуюче з'єднання (рис. 2.2.a); у другому випадку (враховуючи критерій економічності

функціонування) – потужність втрат електроенергії, що спричинена струмами, які стікають на землю (рис. 2.2.б).

$$\left\{ \begin{array}{l} \Delta P_{izA} = I'''(N' + M'); \\ \Delta P_{izB} = I'''(N'' + M''); \\ \Delta P_{izA} = I'''(N''' + M'''); \\ I''' = \frac{2,25U_f^2 g_a}{\sqrt{(g_a + g_b + g_c)^2 + (\omega(C_a + C_b + C_c) - B_L)^2}}; \\ N' = \left[g_b + g_c + \frac{\omega}{\sqrt{3}}(C_c - C_b) \right]^2; \\ M' = \left[\frac{g_b + g_c}{\sqrt{3}} + \omega(C_c + C_b) - \frac{2B_L}{3} \right]^2; \\ N'' = \left[g_a + g_c + \frac{\omega}{\sqrt{3}}(C_c - C_b) \right]^2; \\ M'' = \left[\frac{g_c + g_a}{\sqrt{3}} + \omega(C_a + C_b) - \frac{2B_L}{3} \right]^2; \\ N''' = \left[g_b + g_a + \frac{\omega}{\sqrt{3}}(C_c - C_b) \right]^2; \\ M''' = \left[\frac{g_a + g_b}{\sqrt{3}} + \omega(C_c + C_a) - \frac{2B_L}{3} \right]^2. \end{array} \right. \quad (2.9)$$

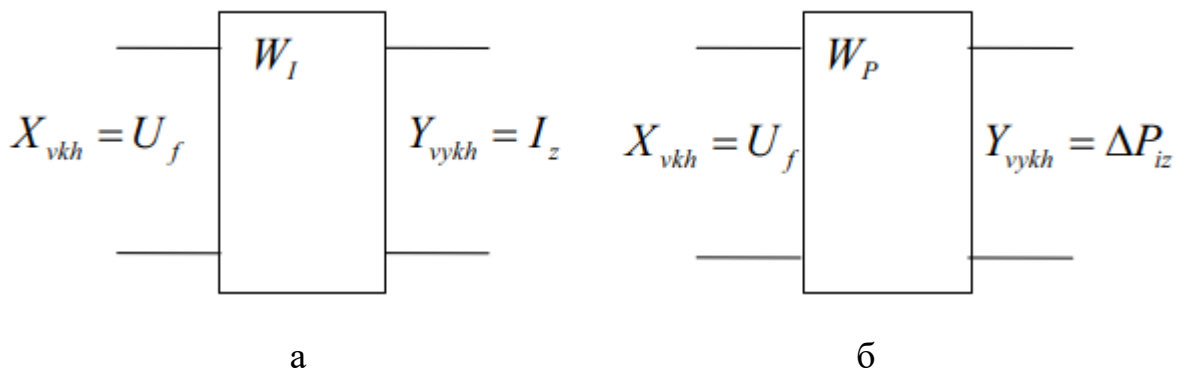


Рисунок 2.2 – Діагностична модель для визначення ефективності ізоляція.

а) – при застосуванні критерію безпеки експлуатації; б) – при застосуванні критерію економічності функціонування; на діаграмі (W_I) є передаточна функція при використанні в якості вихідного сигналу струму в шунті з'єднання, (W_P) – це функція передачі при використанні як вихідний сигнал потужності втрат електроенергії від струми, що течуть до землі.

Працездатність можна визначити за співвідношенням між передавальними функціями (WI) та (WP), оскільки як струми у шунті, так і потужність втрат електроенергії через струми, що стікають на землю, залежать від фазних напруг мережі відносно землі:

$$W_1 = |W(i\omega)| \cdot \frac{g_{shX} \cdot g_l}{g_{shX} + g_l + g_z};$$

$$W_p = |W(i\omega)|^2 \cdot g_x$$
(2.10)

де (x) – індекс відповідної фази мережі; (W(iω)) – комплексна передавальна функція, для якої фаза напруга (x) мережі відносно землі використовується як вихідний сигнал. Як видно, обидві передавальні функції містять спільний компонент: комплексну передавальну функцію (W(iω)). Щоб спростити задачу побудови характеристичного рівняння, надалі використовуватимемо її як діагностичну модель. Визначимо передавальну функцію для отриманої діагностичної моделі та характеристичне рівняння для перевірки правильності вибору показників ефективності ізоляції. Комплексні передавальні функції для різних фаз мережі будуть подані у вигляді формули:

$$W(i\omega) = \frac{\dot{U}_x}{U_f}$$

Для спрощення розрахунків у подальших дослідженнях ми буде розглядати тільки мережі з ізольованою нейтраллю, в яких немає індуктивних елементів, які мають а підключення до землі, тобто. (B_L=0).

$$W_A(i\omega) = \frac{\sqrt{3} \left[(g_b + i\omega C_b) e^{i30^\circ} + (g_c + i\omega C_c) e^{-i30^\circ} \right]}{(g_a + g_b + g_c) + i\omega(C_a + C_b + C_c)}$$

$$W_B(i\omega) = \frac{\sqrt{3} \left[(g_c + i\omega C_c) e^{i30^\circ} + (g_a + i\omega C_a) e^{-i30^\circ} \right]}{(g_a + g_b + g_c) + i\omega(C_a + C_b + C_c)}$$

$$W_C(i\omega) = \frac{\sqrt{3} \left[(g_a + i\omega C_a) e^{i30^\circ} + (g_b + i\omega C_b) e^{-i30^\circ} \right]}{(g_a + g_b + g_c) + i\omega(C_a + C_b + C_c)}$$
(2.11)

У співвідношеннях (2.11) вирази для комплексних напруг фаз мережі відносно землі були отримані за допомогою формули для зсувної напруги нейтралі (U₀) у комплексній формі. Щоб перейти від комплексної до

операторної форми запису (з використанням оперативного методу: $(i\omega \rightarrow p)$), розкриємо комплекси у чисельнику виразів (2.11) і помножимо чисельник та знаменник на спряжений комплекс знаменника. В результаті отримаємо новий вираз:

$$W(p) = \frac{\sqrt{3}(a_3 p^3 + a_2 p^2 + a_1 p + a_0)}{(g_a + g_b + g_c)^2 + \omega(C_a + C_b + C_c)^2} \quad (2.12)$$

де a_0, a_1, a_2, a_3 – коефіцієнти характеристичного рівняння.

Щоб отримати характеристичне рівняння, необхідно прирівняти чисельник виразу (2.12) до нуля.

$$a_3 p^3 + a_2 p^2 + a_1 p + a_0 = 0 \quad (2.13)$$

Для фази А коефіцієнти характерного рівня:

$$\begin{cases} a_3 = -\left[\frac{1}{2 \cdot w} \cdot (C_b - C_c) \cdot (C_a + C_b + C_c) \right] \\ a_2 = \frac{1}{2 \cdot w} \cdot (C_b - C_c) \cdot (g_a + g_b + g_c) - \left[\frac{1}{2 \cdot w} (g_b + g_c) + \frac{1,5}{\sqrt{3}} (C_b + C_c) \right] (C_a + C_b + C_c) \\ a_1 = -\frac{1,5}{\sqrt{3}} (g_b - g_c) \cdot (C_a + C_b + C_c) - \left[\frac{1}{2 \cdot w} (g_b + g_c) + \frac{1,5}{\sqrt{3}} (C_b + C_c) \right] (g_a + g_b + g_c) \\ a_0 = \frac{1,5}{\sqrt{3}} (g_b + g_c) \cdot (g_a + g_b + g_c) \end{cases} \quad (2.14)$$

Для фаз В і С коефіцієнти в характеристичному рівнянні аналогічні виразам (2.14), але з однією різницею: замість множників $(g_b \pm g_c)$ та $(C_b \pm C_c)$ для фази В використовуються коефіцієнти $(g_c \pm g_a)$ та $(C_c \pm C_a)$, а для фази С – $(g_a \pm g_b)$ та $(C_a \pm C_b)$.

Перевірка правильності вибору матеріалу утеплювача здійснюватиметься за допомогою аналізу чутливості коренів (полісів) характеристичного рівняння (2.14) до змін у діагностичних показниках (параметри ізоляції фаз – активна провідність ізоляції розподільної мережі відносно землі). Це дослідження дозволить якісно оцінити вплив обраних діагностичних показників на технічний стан об'єкта, зокрема на ізоляцію розподільної мережі відносно землі.

У результаті має бути отримане підтвердження правильності вибору набору діагностичних показників, а також інформація для їх аранжування за

ступенем впливу. Для зручності проведення дослідження буде розглянуто реальну розподільну мережу повітряних ліній електропередачі напругою 10 кВ із загальною довжиною 70 км. Виходячи з технічних даних мережі, нормативні втрати потужності ізоляції для кожного з трьох середовищ визначаються за методикою [18] та відповідною формулою:

$$\Delta P_{iz-i}^{norm} = I_{iz}^2 \cdot R_i \cdot T_i \cdot \frac{L}{100}$$

де I_{iz} – питома квадратична величина струму замикання на землю (наведено в табличній формі в [18] для повітророзподільних мереж різних класів напруги) для відповідного i -го рівень вологості навколишнього повітря, А/100 км; R_i – питома значення еквівалента активу опір ізоляції відносно землі для i -н рівень вологості, Ом 100 км; T_i - тривалість за рік погоди з i -м рівнем вологості, годин (з довідки в гідрометеорологічний центр); L – загальна довжина розподільної мережі. Для даної дистриб'юторської мережі: $\Delta P_{iz100\%}^{norm} = 23377$ W; $\Delta P_{iz80-100\%}^{norm} = 17910$ W; $\Delta P_{iz80\%}^{norm} = 6643$ W.

Вихідні умови дослідження:

1. У початковий момент часу активна ізоляція фаз мережі відносно землі симетричний ($r_{A0}=r_{B0}=r_{C0}=100$ кОм·год). Відповідно до значення активу провідність ізоляції фази відносно землі, що дорівнює ($g_n=10^{-5}$ см). Будь-яке поточне значення активна провідність, дія якої на досліджувані полюси можна представити, як суму норм значення та поточне значення його відхилення ($g_i=g_n+\lambda_i$).

2. Ємності ізоляції фаз щодо землі симетричні, становлять ($C_a=C_b=C_c=C_f=0,5$ мкФ) і залишаються незмінними.

3. При вивченні дії діагностичного показника на полюсах, вважається, що всі інші показники залишаються без змін.

4. Гранична зміна діагностичного показника є вважається допустимим відхиленням актив провідності (λ_i), при якій активна провідність в фаза шунтування (фаза А) дорівнює активній провідність фази, зміна якої

досліджується (фаза В або С), при критичному виконанні роб умови (2.6) і (2.7) Вважається, що пошкодження відбувалися одночасно в дві фази і набули максимальний розвиток, до межі ефективності ізоляції.

5. Для умов роботи (2.6) і (2.7) моделювання є здійснюються і межі зміни актив провідності визначаються для заданої початкової умови:

– для виконання умов (2.7) при дослідженні ефект активної провідності фази В – ($\lambda_B=5,39 \cdot 10^{-5}$); фази С – ($\lambda_C=6,692 \cdot 10^{-5}$);

– для виконання умов (2.6) при дослідженні ефект активної провідності фази В: ($\lambda_{B100\%}=4,118 \cdot 10^{-4}$, $\lambda_{B80-100\%}=2,992 \cdot 10^{-4}$, $\lambda_{B<80\%}=8,766 \cdot 10^{-5}$) ; фази С: ($\lambda_{C100\%}=4,118 \cdot 10^{-4}$, $\lambda_{C80-100\%}=2,992 \cdot 10^{-4}$, $\lambda_{C<80\%}=8,766 \cdot 10^{-5}$); При симетричному збільшенні провідностей о всі три фази одночасно: ($\lambda_{sym100\%}=2,238 \cdot 10^{-4}$, $\lambda_{sym80-100\%}=1,691 \cdot 10^{-4}$, $\lambda_{sym<80\%}=5,644 \cdot 10^{-5}$);

Оскільки ємності фаз симетричні, характеристичне рівняння буде квадратним і матиме такі корені:

$$x_1 = \frac{g_a + g_b + g_c}{C_a + C_b + C_c} = \frac{g_n}{C_f}$$

$$x_2 = \frac{\frac{1,5}{\sqrt{3}}(g_b + g_c)}{-\frac{1,5}{\sqrt{3}}(g_b + g_c) - \frac{1,5}{\sqrt{3}}(C_b + C_c)} = -\frac{g_n}{C_f} \quad (2.15)$$

Враховуючи наведені вище початкові умови, запишемо вирази характеристичного рівняння для трьох випадків:

1. При дослідженні впливу g_a :

$$-3\sqrt{3}C_f^2x^2 + \sqrt{3}\lambda C_f^2x + 3\sqrt{3}g_n^2 + \sqrt{3}\lambda g_n = 0. \quad (2.16)$$

2. При дослідженні впливу g_b :

$$\left(3\sqrt{3}C_f^2x^2 - \frac{3C_f}{2w}\right) \left[\frac{\lambda^2}{2w} + \left(\sqrt{3}C_f^2 + \frac{3g_n}{2w} - \frac{3\sqrt{3}C_f}{2}\right)\lambda\right] x + 3\sqrt{3}g_n^2 + \frac{5\sqrt{3}g_n}{2} \cdot \lambda + \lambda^2 = 0. \quad (2.17)$$

3. При дослідженні впливу g_c :

$$\left(\frac{3\lambda C_f}{2w} - 3\sqrt{3}C_f^2\right)x^2 + \left[\left(\frac{-\lambda^2}{2w}\right) + \left(\sqrt{3}C_f^2 + \frac{3g_n}{2w} - \frac{3\sqrt{3}C_f}{2}\right)\lambda\right] x + 3\sqrt{3}g_n^2 + \frac{5\sqrt{3}g_n}{2} \lambda + \lambda^2 = 0. \quad (2.17)$$

Оцінити чутливість полюсів до діагност показників і систематизувати їх за ступенем впливу, скористаємося методом визначення норми вектора відносної чутливості [1]. Загалом, норми векторів відносної чутливості полюсів (у вигляді залежності від відхилення (λ) до зміни відповідні діагностичні параметри матимуть вигляд: при дослідженні впливу (g_a):

$$T_a(\lambda) = const = \sqrt{\left[\frac{\sqrt{3}C_f \cdot x_1 + \sqrt{3}g_n}{6\sqrt{3}C_f \cdot g_n \cdot x_1} \right]^2 + \left[\frac{\sqrt{3}C_f \cdot x_2 + \sqrt{3}g_n}{6\sqrt{3}C_f \cdot g_n \cdot x_2} \right]^2} \quad (2.18)$$

2. При дослідженні впливу g_b :

$$T_b(\lambda) = const = \sqrt{\frac{\left[\left(\frac{-3C_f}{2w} \right) x_1^2 \left(\frac{\lambda}{w} + \frac{3g_n}{2w} - \frac{3\sqrt{3}C_f}{2} \right) x_1 + 2\lambda + \frac{5\sqrt{3}g_n}{2} \right]^2}{6\sqrt{3}C_f \cdot g_n \cdot x_1} + \frac{\left[\left(\frac{-3C_f}{2w} \right) x_2^2 \left(\frac{\lambda}{w} + \frac{3g_n}{2w} - \frac{3\sqrt{3}C_f}{2} \right) x_2 + 2\lambda + \frac{5\sqrt{3}g_n}{2} \right]^2}{6\sqrt{3}C_f \cdot g_n \cdot x_2}} \quad (2.19)$$

3. При дослідженні впливу g_c :

$$T_c(\lambda) = const = \sqrt{\frac{\left[\left(\frac{-3C_f}{2w} \right) x_1^2 + \left(\frac{\lambda}{w} + \frac{3g_n}{2w} - \frac{3\sqrt{3}C_f}{2} \right) x_1 + 2\lambda + \frac{5\sqrt{3}g_n}{2} \right]^2}{6\sqrt{3}C_f \cdot g_n \cdot x_1} + \frac{\left[\left(\frac{-3C_f}{2w} \right) x_2^2 + \left(\frac{\lambda}{w} + \frac{3g_n}{2w} - \frac{3\sqrt{3}C_f}{2} \right) x_2 + 2\lambda + \frac{5\sqrt{3}g_n}{2} \right]^2}{6\sqrt{3}C_f \cdot g_n \cdot x_2}} \quad (2.20)$$

Норма вектора відносної чутливості до зміни (g_a) є постійною величиною і дорівнює ($T_a=3,333 \cdot 10^{-4}$). Це пояснюється тим, що залежність від коренів характеристичного рівняння з (g_a) має лінійну характер (складено з урахуванням можливості пошкодження у фазі А), а отже, при диференціації для визначення (T_a) в результаті буде отримано константу. Норми вектори відносної чутливості до зміни (g_b) (g_c) – функції відхилення (λ). Для візуальної оцінки будуть побудовані графіки залежностей чутливості для кожного діагностичного індикатора, рис. 2.3. Таким чином, в результаті проведених досліджень встановлено, що вплив усіх трьох провідностей фаз на полюси

(корені характеристичного рівняння) має приблизно один порядок величини, а впливи (g_c) і (g_b) є майже ідентичний тому, що можна спостерігати на рис. 2.3 (криві залежності норми чутливості вектора на відхилення для фаз В і С майже збігаються). Тому набір діагностичних показників був вибрано правильно, а діагностична модель відповідна.

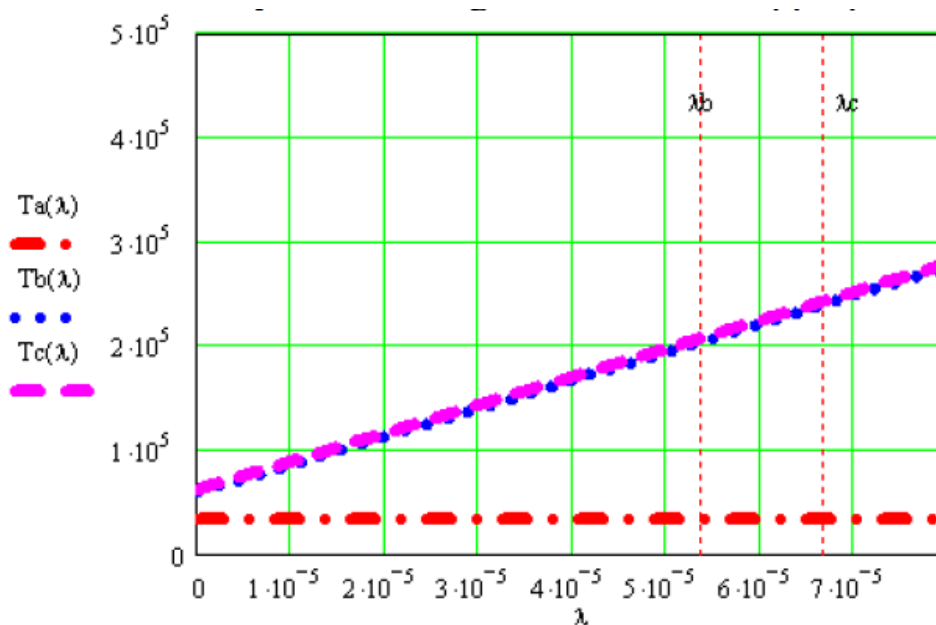


Рисунок 2.3 – Залежності норм векторів відносної чутливості від відхилення: а – загальний графік залежності.

Основною причиною пошкодження ізоляції є зовнішнє шунтування з'єднання в провідних частинах та заземлення в електромережах з напругою 10 кВ. У цьому випадку можуть спостерігатися два процеси: плавне симетричне зниження активного опору ізоляції фази внаслідок гідратаційного впливу на верхній ізолятор та несиметричне різке зменшення активного опору ізоляції окремої фази відносно землі через маневрові сполучення.

Розрахунок умов працездатності ізоляції розподільної мережі, що включає обмеження працездатності ізоляції щодо землі, виконується на основі офіційних документів і стандартів. При цьому необхідно зменшити струм через шунтувальні з'єднання для дотримання критеріїв електробезпеки, а також мінімізувати втрати активної потужності в ізоляції через струм на землю відповідно до економічного критерію мінімальних втрат електроенергії.

РОЗДІЛ 3. ДИФЕРЕНЦІАЛЬНИЙ МЕТОД ВИЗНАЧЕННЯ МІСЦЯ ПОШКОДЖЕННЯ В 10 КВ РОЗПОДІЛЬНІ МЕРЕЖІ З ІЗОЛЬОВАНОЮ НЕЙТРАЛЮ ВІДНОСНО ЗЕМЛІ

3.1 Аналіз проблем диференціального методу визначення місця пошкодження у розподільній мережі 10 кВ з ізольованою нейтралю відносно землі

Конфігурація мережі та заземлення повітряних електричних мереж 10 кВ мають залізобетону або деревовидну структуру. Вибір заземлення нейтралі в цих мережах залежить від смісного струму короткого замикання однієї лінії на землю, причому зазвичай, особливо в Україні, використовується ізольоване заземлення нейтралі.

Ступінь пошкодження та вплив досвіду експлуатації в мережах середньої напруги показує, що 70-80% пошкоджень є короткими замиканнями на землю. У стабільних умовах мережі можуть деякий час підтримувати роботу навіть з короткими замиканнями на землю. Однак затримки у визначенні місць розташування короткі замиканнями на землю можуть призвести до більш серйозних дво- або трифазних несправностей, що зрештою призведе до відключення електроенергії для споживачів. Ризики для безпеки: особливо небезпечні для людей і тварин поблизу зони розлому через небезпечну напругу кроку та дотику.

Місце пошкодження для ефективного локалізація пошкоджень є критично важливим компонентом сучасних систем автоматизації підстанцій. На практиці місце пошкодження займає найбільше часу в процесах відновлення лінії, що підкреслює необхідність швидших методів визначення місця пошкодження.

Дистанційні методи визначення місця пошкодження є особливо економічно ефективними, запобігаючи переростанню однофазних несправностей у складні проблеми, зменшуючи перебої в електропостачанні, час ремонту та витрати на транспортування. Тому, метою цієї роботи є

дослідження диференціального методу для місця пошкодження, зосереджуючись на параметрах аварійної напруги пошкодженої фази – параметри вимірюються, як у початковій, так і в кінцевій точках ліній електропередачі 10 кВ.

3.2 Моделювання диференціального методу для лінії відводу визначення місця пошкодження у розподільній мережі 10 кВ з ізольованою нейтраллю відносно землі

При виникненні короткого замикання на землю напруга пошкодженої фази падає майже до нуля, а мінімальне значення напруги визначається активним опором лінії.

У роботі [11] проводилось дистанційне визначення місця пошкодження на основі залишкової напруги пошкодженої фази в проміжному режимі, яке вимірювалося на початку та кінці лінії. Проте лінія може залишатися в режимі дистанційного визначення тривалий час, що дозволяє розглядати її параметри в сталому режимі. Проміжний опір є ключовим фактором, що впливає на точність дистанційного визначення, тому його врахування є важливим у розробці алгоритмів для таких методів.

Згідно з дослідженням [12], при використанні диференціального методу значення проміжного опору в місці короткого замикання не впливає на точність дистанційного методу визначення місця пошкодження. Також трифазна напруга джерела, навантаження споживачів (активні, ємнісні, індуктивні або комбіновані) не впливають на роботу цього методу визначення місця пошкодження.

Таким чином, вимірювання фази сталої напруги на промисловій частоті в пошкодженій фазі на початку і кінці повітряної лінії з ізольованою нейтраллю дозволяє визначити місце короткого замикання незалежно від значень проміжного опору, параметрів джерела чи навантаження. Точність цього методу становить ± 10 метрів за похибки вимірювального приладу ± 1 В.

Всі згадані дослідження були змодельовані у програмі Matlab Simulink для лінії без натискання. Оскільки розподільчі мережі середньої напруги мають залізобетонну або деревоподібну структуру де необхідно змодельовати лінію з кількома відгалуженнями і дослідити залежність напруги на початку та кінці лінії 10 кВ від відстані до місця короткого замикання на землю.

3.3 Моделювання лінії з двома відводами визначення місця пошкодження у розподільній мережі 10 кВ з ізольованою нейтраллю відносно землі

Лінія довжиною 10 км виконана з проводів АС 35/6,2 [13] з ТМТН 6300/110/10, ТМ-2500/10/0,4 трансформатори. Навантаження на споживачів КТП – це UTS 1, UTS 2, UTS 3 становить $P = 200$ кВт, опір землі $R_g = 50$ Ом·м, опір в місці аварії $R_a = 0,1$ Ом (метал) [14]. Датчики для вимірювання напруги є умовно позначені чорними квадратами на рис. 3.1.

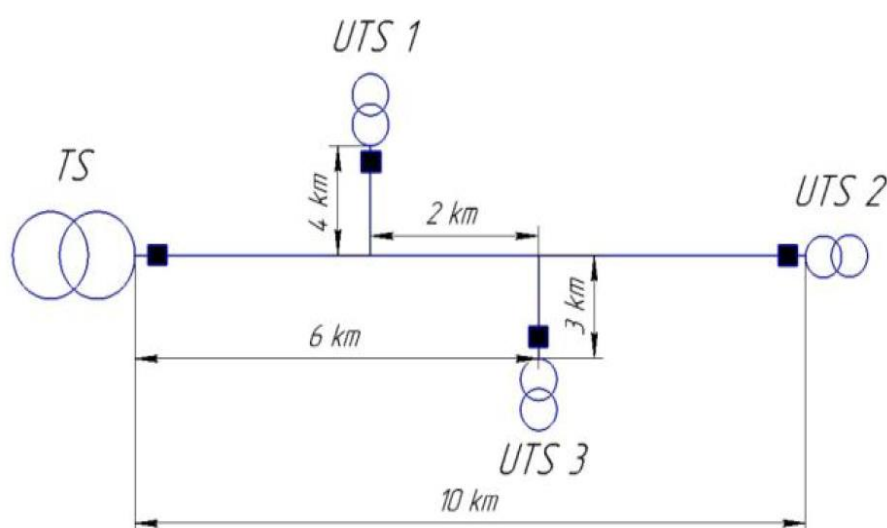


Рисунок 3.1 – Блок-схема лінії з двома відводами визначення місця пошкодження у розподільній мережі 10 кВ з ізольованою нейтраллю відносно землі.

Результати моделювання однофазного замикання на землю уздовж лінії від трансформаторної підстанції (ТП) до UTS 2 представлені в таблиці 3.1.

Графічна залежність рівня напруги пошкодженої фази на початку та кінцях лінії електропередачі при моделюванні визначення місця пошкодження

у розподільній мережі 10 кВ з ізольованою нейтраллю відносно землі уздовж лінії від ТП до UTS 2 (див. таблицю 3.1) наведена на рис. 3.2.

З аналізу графіка 1 можна зробити висновок, що при моделюванні визначення місця пошкодження у розподільній мережі 10 кВ з ізольованою нейтраллю відносно землі уздовж лінії напруга на відстані до 4 км змінюється лінійно (на відстані 4 км розташовано перший відвід), а далі зростання/зниження напруги відбувається нелінійно.

Результати моделювання визначення місця пошкодження у розподільній мережі 10 кВ з ізольованою нейтраллю відносно землі для ділянки лінії від ТП до UTS 1 (перший відвід) подано в таблиці 3.2.

Таблиця 3.1 – Напруга пошкодженої фази в моделюванні визначення місця пошкодження у розподільній мережі 10 кВ з ізольованою нейтраллю відносно землі уздовж лінії від ТП до UTS 2

Відстань до визначення місця пошкодження відносно землі від початку лінії (км)	Пошкоджена фаза напруга на ТП U_1 , (В)	Пошкоджена фаза напруга на UTS 1 U_2 , (В)	Пошкоджена фаза напруга при UTS 2 U_3 , (В)	Пошкоджена фаза напруги при UTS3 U_4 , (В)
0	27,97	219,6	276,22	262,07
1	59,98	177,02	233,42	219,29
2	100,40	134,5	190,72	176,64
3	142,21	92,6	142,21	134,22
4	184,47	52,58	106,09	92,34
5	212,67	31,13	78,5	65,26
6	240,91	28,07	52,25	40,33
7	254,98	36,23	40,26	30,96
8	269,04	47,27	30,33	26,24
9	283,10	59,60	25	28,55
10	297,15	72,56	27,13	36,58

Залежність рівня напруги пошкодженої фази на початку та кінцях лінії електропередачі визначення місця пошкодження у розподільній мережі 10 кВ з ізольованою нейтраллю відносно землі вздовж лінії від ТП до UTS 2 (табл. 3.1),

по лінії від ТП до UTS 1 (табл. 3.2), і по лінії від ТП до UTS 3 (табл. 3.3) наведено на рис. 3.3.

Таблиця 3.2 – Напряга пошкодженої фази в моделюванні визначення місця пошкодження у розподільній мережі 10 кВ з ізольованою нейтраллю відносно землі уздовж лінії від ТП до UTS 1

Відстань до визначення місця пошкодження відносно землі від початку лінії (км)	Пошкоджена фазна напруга на ТП U_1 , (В)	Пошкоджена фазна напруга на UTS 1 U_2 , (В)	Пошкоджена фазна напруга при UTS 2 U_3 , (В)	Пошкоджена фазна напруги при UTS3 U_4 , (В)
0	27,97	219,68	276,22	262,07
1	59,9	177,02	233,42	219,29
2	100,40	134,58	190,72	176,64
3	142,21	92,6	142,21	134,22
4	184,47	52,58	106,09	92,34
5	198,59	40,51	92,53	78,97
6	212,71	30,52	79,20	65,95
7	226,82	25,15	66,22	53,53
8	240,93	27,3	53,67	42,23

Таблиця 3.3 – Напряга пошкодженої фази в моделюванні визначення місця пошкодження у розподільній мережі 10 кВ з ізольованою нейтраллю відносно землі уздовж лінії від ТП до UTS 3.

Відстань до визначення місця пошкодження відносно землі від початку лінії (км)	Пошкоджена фазна напруга на ТП U_1 , (В)	Пошкоджена фазна напруга на UTS 1 U_2 , (В)	Пошкоджена фазна напруга при UTS 2 U_3 , (В)	Пошкоджена фазна напруги при UTS3 U_4 , (В)
0	27,97	219,65	276,22	262,07
1	59,98	177,02	233,42	219,29
2	100,40	134,58	190,72	176,64
3	142,21	92,65	148,21	134,22
4	184,47	52,58	106,09	92,34
5	212,67	31,13	78,58	65,26
6	241,67	27,71	52,40	40,74
7	254,99	36,24	40,76	30,37
8	269,07	47,29	31,48	25,04
9	283,13	59,63	26,80	27,17

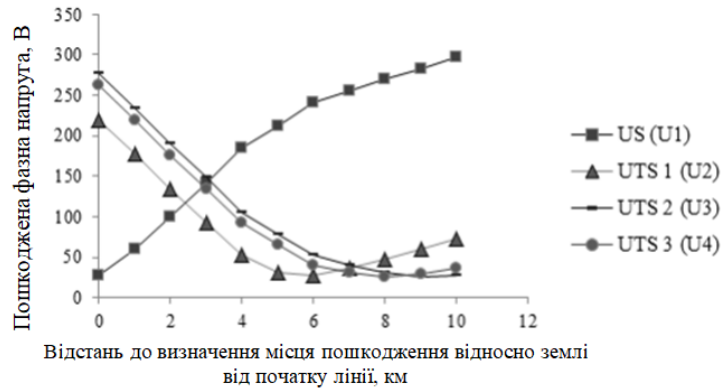


Рисунок 3.2 – Залежність пошкодженої фази від напруги на початку (ТП) і вздовж кінців силової передачі ліній (UTS 1, UTS 2, UTS 3) моделює визначення місця пошкодження у розподільній мережі 10 кВ з ізольованою нейтраллю відносно землі вздовж лінії від ТП до UTS 2.

На рис. 3.3 подано залежність напруги пошкодженої фази та відстані між замиканням на землю.

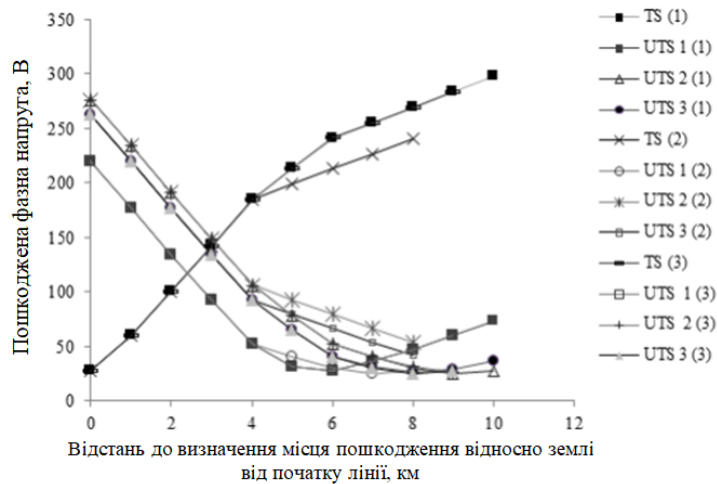


Рисунок 3.3 – Залежність пошкодженої фази від напруги на в початку (ТП) і вздовж кінців силової передачі лінії (UTS 1, UTS 2, UTS 3), а моделює визначення місця пошкодження у розподільній мережі 10 кВ з ізольованою нейтраллю відносно землі на різні точки прямої.

На рис. 3.4 показана залежність пошкодженої фази різниця напруг на початку і на кінцях ЛЕП на дистанції визначення місця пошкодження у розподільній мережі 10 кВ з ізольованою нейтраллю відносно землі.

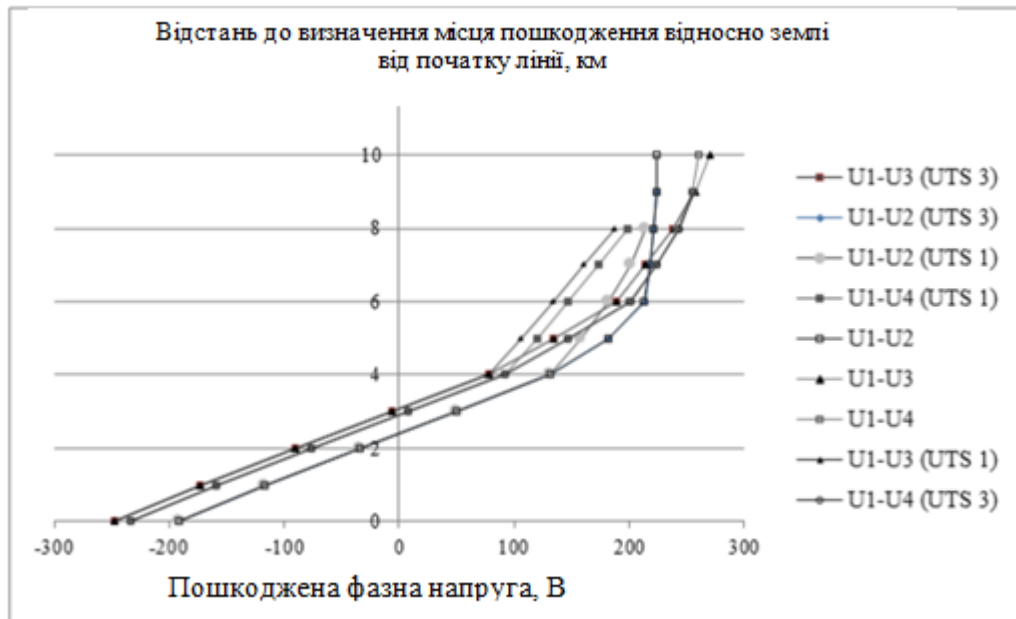


Рисунок 3.4 – Залежність різниці напруг пошкодженої фази при початку (U_1) і кінців ліній електропередачі (U_2 , U_3 , U_4) на відстані визначення місця пошкодження у розподільній мережі 10 кВ з ізольованою нейтраллю відносно землі.

Згідно з рис. 3.4, при моделюванні лінії з двома відводами можна точно визначити дистанційне вимірювання диференціальним методом різниці напруг на початку і кінцях лінії електропередачі.

Підхід диференціального методу для визначення місця пошкодження у розподільній мережі 10 кВ з ізольованою нейтраллю відносно землі:

1. Виконується вимірювання напруги пошкодженої фази при однофазному замиканні на землю на початку лінії (U_1) і в кінцевих точках лінії (U_2 , U_3 , U_4).
2. Розраховується різниця напруги між початком і кінцевими точками лінії (U_1-U_2 , U_1-U_3 , U_1-U_4).
3. На основі цих залежностей визначається відстань до місця пошкодження розподільній мережі 10 кВ з ізольованою нейтраллю відносно землі, як показано на рис. 3.4.

Таким чином, вимірювання сталої напруги у фазі пошкодження на початку та кінцях лінії електропередачі дозволяє точно визначити місце пошкодження розподільній мережі 10 кВ з ізольованою нейтраллю відносно землі, незалежно від проміжного опору в місці аварії, параметрів джерела та навантаження споживачів, а також кількості відводів.

3.4 Дистанційне визначення місця однофазного замикання на землю в мережах 10 кВ на основі датчиків напруги

Повітряні лінії електропередачі є найбільш вразливими елементами енергосистеми і їх пошкодження може ускладнювати виявлення несправностей та становити серйозну небезпеку для людей, які знаходяться поблизу [1]. Мережі з ізольованою нейтраллю мають розгалужену ланцюгово подібну топологію, а найбільш типовим видом пошкоджень для них є однофазне замикання на землю. При цьому трикутник міжфазної напруги залишається незмінним, що не впливає на електропостачання споживачів [2].

Проте довге виявлення однофазних замикань на землю в цих мережах може призводити до ускладнення пошкоджень, що вимагає негайного відключення лінії. Щоб усунути наслідки однофазного замикання, необхідно оперативно локалізувати місце пошкодження. Ця проблема розглядається у багатьох роботах, наприклад [3-8].

Відповідно до Положення «Укренерго» [9] (п. 2.5), основним напрямом технічної політики в експлуатації повітряних ліній електропередачі є застосування діагностичних систем для оцінки технічного стану ліній під робочою напругою без їхнього виведення з експлуатації.

На сьогодні існує три основних методи визначення місця пошкодження: топографічний, дистанційний і метод послідовного поділу мережі.

Топографічний метод застосовує спеціальні прилади, як «Пошук 1» або «Вектор» (ТзОВ «Електробезпека-Вятка»), які вимірюють параметри лінії та

визначають напрямок до місця однофазного замикання. Ці пристрої є економічно вигідними, але не завжди відповідають вимогам продуктивності.

Серед дистанційних приладів для виявлення однофазного замикання на землю популярні мікропроцесорні пристрої захисту з функцією визначення місця пошкодження, як IMF-10, Sirius-2-OMP. Вони можуть визначити пошкоджений фідер і працювати за сигналом, так і для відключення.

Метод послідовного поділу мережі виділяє тільки пошкоджену ділянку мережі. Серед таких пристроїв – IKZ-V31, IKZ-V34L, IKZ-V33L (ТОВ Мал. НВП «Антракс»), які вимірюють струм замикання. Однак їх ефективність обмежена до 50% через низький рівень струму замикання на землю.

Отже, розробка системи дистанційного визначення місця пошкодження під напругою без відключення лінії залишається актуальним завданням, а розрахунок параметрів лінії виконано методом фазових координат.

У цьому дослідженні застосовано метод фазових координат разом із пакетом Matlab Simulink. При вивченні методу симетричних складових для лінії з ізолюваною нейтраллю загально прийнято, що при однофазному замиканні на землю напруга на пошкодженій фазі дорівнює нулю вольт [10]. Серед фахівців цей процес називається «земля в мережі».

У роботі [11] представлено метод фазових координат для визначення місця пошкодження. Цей метод дозволяє отримати аналітичні залежності між параметрами лінії електропередачі, але для демонстрації ми використовуємо Matlab Simulink для моделювання процесу.

Для підтвердження однозначності розрахунків параметри повітряної лінії електропередачі будуть обчислені методом фазових координат, а отримані значення порівняно з результатами моделювання в Matlab Simulink.

На рис. 3.5 показана змодельована лінія 10 кВ з трикутним фазним розташуванням.

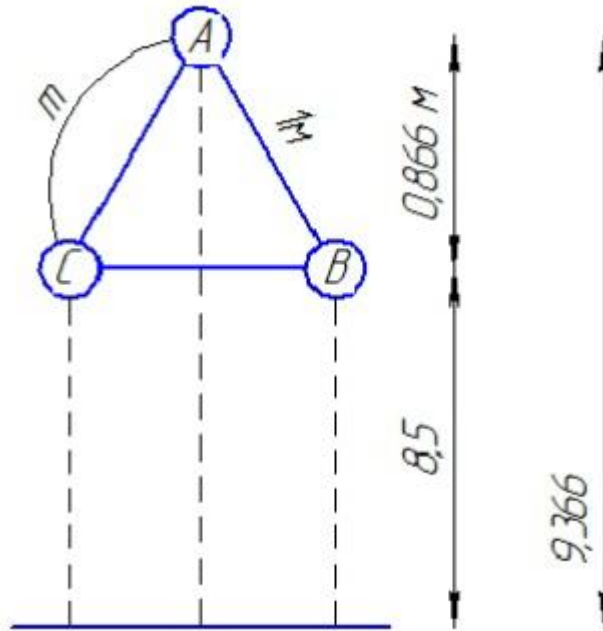


Рисунок 3.5 – Схематичне розташування фаз в повітряні лінії електропередач.

Марка прийнята АС 35/6.2: резистор постійного струму $R_0 = 0,7774$ Ом/км, зовнішній діаметр $d=0,0084$ м, відстань між фазами $m=1$ м, висота опори $H=10$ м, радіус дроту $r_0=0,0042$ м, провисання дроту $f_{пр}=1,5$ м.

Фази матимуть такі координати: А (0; 8,366), В (0,5; 7,5), С (-0,5; 7,5). Знайдемо матрицю лінійних активних опорів лінії [R]:

$$R_{ii} = R_0 + R_3 = 0,827 \quad (3.1)$$

де R_3 – опір землі, Ом/км:

$$R_{ij} = R_3 = 0,049 \quad (3.2)$$

Підставляємо знайдені значення (3.1) і (3.2) в матрицю (3.3):

$$R = \begin{bmatrix} R_{ii} & R_{ij} & R_{ij} \\ R_{ij} & R_{ii} & R_{ij} \\ R_{ij} & R_{ij} & R_{ii} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,827 & 0,049 & 0,049 \\ 0,049 & 0,827 & 0,049 \\ 0,049 & 0,049 & 0,827 \end{bmatrix} \quad (3.3)$$

Знайти індуктивний поздовжній опір провідників лінії електропередачі X:

$$X_{ii} = 4\pi 10^{-4} f \ln \left(\frac{D_3}{r_{oi}} \right) = 0,774 \quad (3.4)$$

$$X_{ij} = 4\pi 10^{-4} f \ln \left(\frac{D_3}{\sqrt{(x_i - x_j)^2 + (y_i - y_j)^2}} \right) = 0,43 \quad (3.5)$$

Знайдемо коефіцієнти власного і взаємного потенціалів і усереднимо їх (3.6 і 3.7):

$$\alpha_{c1} = \frac{1}{3}(\alpha_{11} + \alpha_{22} + \alpha_{33}) = 8,217 \quad (3.6)$$

$$\alpha_{b1} = \frac{1}{3}(\alpha_{11} + \alpha_{12} + \alpha_{13}) = 2,765 \quad (3.7)$$

Матриця ємності після інверсії матриці (α) матиме вигляд (3.8):

$$C = \frac{1}{q} \begin{bmatrix} \alpha_c \alpha_b \alpha_b \\ \alpha_b \alpha_c \alpha_b \\ \alpha_b \alpha_b \alpha_c \end{bmatrix} \quad (3.8)$$

де $\alpha_c = \alpha_{c1} + \alpha_{b1} = 10,963$; $\alpha_b = -\alpha_{b1} = -2,746$; $q = \alpha_{c1} \cdot \alpha_{b1} - 2 \cdot \alpha_{b1}^2 + \alpha_{c1}^2 = 75,003$.

$$Y = i \cdot 2\pi \varepsilon_0 10^3 \cdot \frac{1}{q} \begin{bmatrix} \alpha_c \alpha_b \alpha_b \\ \alpha_b \alpha_c \alpha_b \\ \alpha_b \alpha_b \alpha_c \end{bmatrix} = i \begin{bmatrix} 8,128 \cdot 10^{-9} 2,036 \cdot 10^{-9} 2,036 \cdot 10^{-9} \\ 2,036 \cdot 10^{-9} 8,128 \cdot 10^{-9} 2,036 \cdot 10^{-9} \\ 2,036 \cdot 10^{-9} 2,036 \cdot 10^{-9} 8,128 \cdot 10^{-9} \end{bmatrix} \quad (3.9)$$

Порівняємо отримані дані (3.3) і (3.9) з даними, отриманими в програмі Matlab Simulink. Матриця опору (Ом/км):

$$R = \begin{bmatrix} 0,822040, 0,480470, 0,48047 \\ 0,0480470, 0,822040, 0,48047 \\ 0,0480470, 0,480470, 0,82204 \end{bmatrix} \quad (3.10)$$

Матриця ємності (Ф/км):

$$Y = \begin{bmatrix} 8,0688e-09 - 2,0623e-09 - 2,0623e-09 \\ -2,0623e-09 8,1456e-09 - 2,0237e-09 \\ -2,0623e-09 - 2,0237e-09 8,1456e-09 \end{bmatrix} \quad (3.11)$$

Похибка даних між розрахунками методом фазових координат і Matlab Simulink програми (3.3) і (3.10), (3.9) і (3.11) становить не більше 0,7%, що дозволяє за допомогою програми врахувати запропонований спосіб.

Моделювання лінії двома відводами. У роботі [12] проведено дослідження залежності між значеннями напруги на пошкоджених фазах,

виміряна на початку та на кінцях лінії живлення для лінії з двома відводами (рис. 3.6).

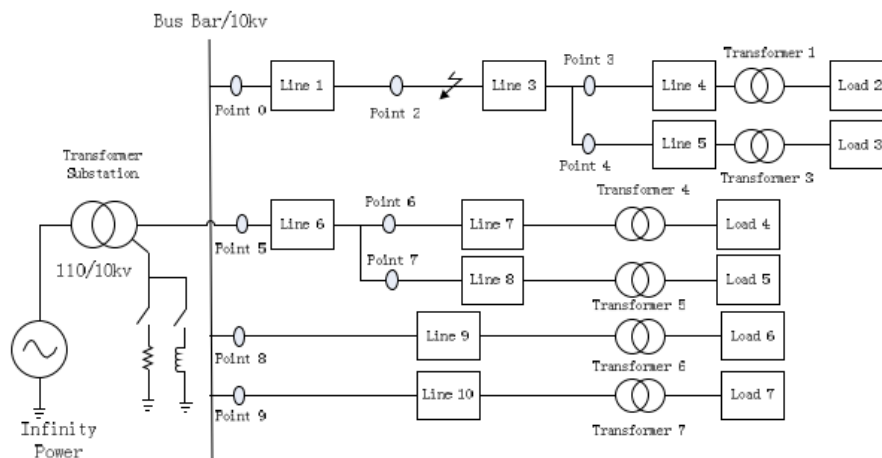


Рисунок 3.6 – Структурна схема лінії електропередачі

За результатами досліджень [12] використання диференціального методу (різниця між значення пари спрацьованих пристроїв) дозволяє не враховувати джерело чергування напруга, навантаження на споживачів, опір контакту в місці аварії та опір землі. На рис. 3.7 показана залежність різниці напруг пошкодженої фази на початку і на кінців ЛЕП на відстані до однофазного замикання на землю для рис. 3.6.

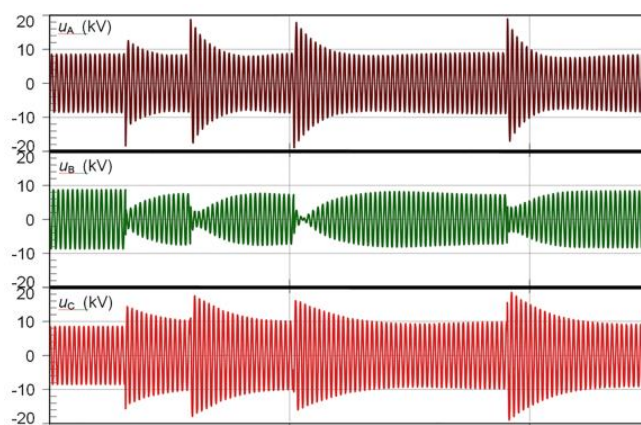


Рисунок 3.7 – Залежність різниці напруг пошкодженої фази на початку (U_1) і при кінців ЛЕП (U_2 , U_3 , U_4) на відстані до однофазного замикання на землю

З рис. 3.7 видно, що при моделюванні лінії з двома відводами можна визначити місце пошкодження, знаючи різницю напруги між початком і кінцем лінії електропередач.

Методика диференційного методу визначення місця ушкодження. Щоб визначити місце пошкодження при однофазному замиканні на землю, необхідно виконати наступні дії:

- Виміряти фазну напругу пошкодженої фази під час однофазного замикання на землю (від 0 до 1000 В) на початку U_1 і на кінцях лінії U_2, U_3, U_4 .
- Передавати виміряні значення напруги на сервер диспетчера.
- Застосувати диференціальний метод (обчислення різниці між початком і в кінці ліній електропередач $U_1-U_2, U_1-U_3, U_1-U_4$.
- Визначити місце пошкодження за представленими залежностями $L=f(U_1-U_2)$.

Пункти 3 і 4 повинні бути оброблені на сервері диспетчера в попередньо написаній програмі для кожної потужності ліній. Програма дозволяє визначити, на якій відстані від початку рядка фази замикання на землю та на якому ряді.

Залишається відкритим питання, яким приладом можна виміряти фазну напругу пошкодженої лінії в постійному стані стан промислової частоти? Датчик напруги на основі ємнісного дільника напруги. У наш час найпоширенішим приладом для вимірювання напруги є трансформатор напруги, однак для нашого завдання він не підходить, тому що він великогабаритний, дорогий і має велику похибку при вимірюванні напругою до 1000 В.

Тому необхідно розробити пристрій, який буде малогабаритним, електробезпечним, здатним вимірювати в заданих межах і передавати інформацію дистанційно. Згідно з дослідженнями, можливий спосіб вимірювання напруги у вигляді ємнісного дільник напруги (рис. 3.8 – 3.10).

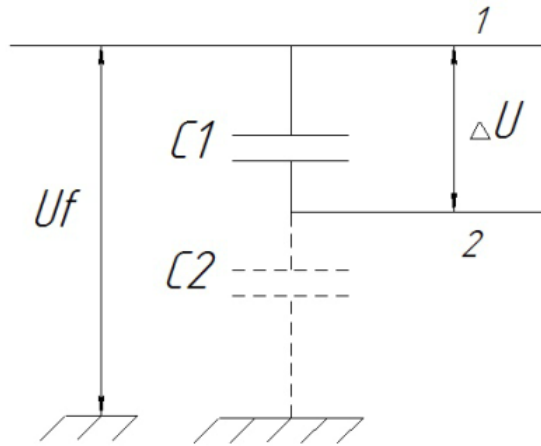


Рисунок 3.8 – Структурна схема ємнісного подільника напруги

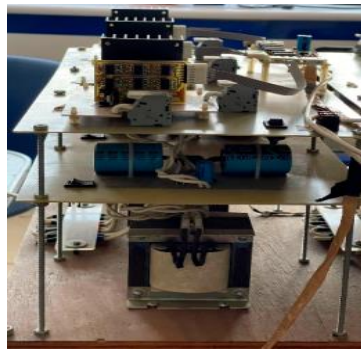
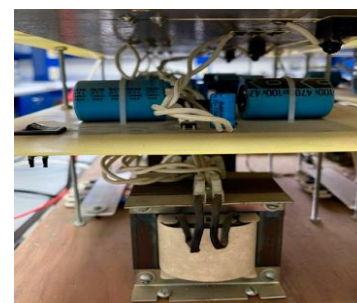


Рисунок 3.9 – Експериментальна платформа ємнісного подільника напруги



а



б

Рисунок 3.10 – Силова платформа ємнісного подільника напруги (а) етап 1 і (б) етап 2.

Перша пластина – фаза ЛЕП, друга – металевий ізольований стрижень, паралельний в провідник, підвішений на відстані ізоляції від першої пластини,

у цьому випадку вимірне значення різниці потенціалів між пластинами дозволяє розрахувати напругу на фазному проводі в лінії за формулою (3.12):

$$U_f = \frac{\Delta U}{K} \quad (3.12)$$

де ΔU – вимірне значення різниці потенціалів між фазою лінії електропередачі та металом ізолюваний стрижень, K – формула (3.13).

$$K = \frac{C_2}{(C_1 + C_2)} \quad (3.13)$$

де C_1 – ємність між фазою лінії живлення та металевим ізолюваним стрижнем, C_2 – ємність між металевим ізолюваним стрижнем і землею.

Наведені розрахунки показали, що при моделюванні ліній електропередач методом фази координат і в пакеті Matlab Simulink вони відрізняються не більше ніж на 0,7%. Використовуючи методику, наведену в розділі 2 і 3, можна дистанційно визначити місце пошкодження. Розробка пристрою на основі ємнісного дільника напруги дозволить створити автономний датчик напруги, без електричного зв'язку з землею і з дистанційним передала інформації.

Таким чином, використовуючи датчики напруги, які вимірюватимуть значення напруги в усталеному стані, можна однозначно визначити місце замикання в однофазному замиканні на землю незалежно від значення перехідного опору в місці аварії, параметри джерела і навантаження споживачів, а також кількість рядів. Перспективи дослідження полягають у розробці та перевірці продуктивності, а прилад для вимірювання напруги, написання та тестування програми дистанційної локалізації пошкодження на 10 кВ повітряних лініях електропередачі.

РОЗДІЛ 4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

4.1 Організація роботи служби з охорони праці та довкілля

Система управління охороною праці (СУОП) – це сукупність органів управління підприємством, які на підставі комплексу нормативної документації проводять цілеспрямовану, планомірну діяльність щодо здійснення завдань і функцій управління з метою забезпечення здорових безпечних і високопродуктивних умов праці. За дану частину виробництва відповідає інженер з охорони праці. Головне завдання спеціаліста – створення здорових, безпечних і високопродуктивних умов праці, покращення виробничого побуту, запобігання травматизму і профзахворюванням.

Для забезпечення створення СУОП щорічно розробляються та затверджуються на підприємстві положення про організацію управління охорони праці; щорічно оформляються накази про призначення осіб відповідальних за стан охорони праці на дільницях, а також безпечне використання об'єктів підвищеної небезпеки (котлів, що працюють під тиском, газових та кисневих балонів, пестицидів); оформляються наказ про визначення персональних обов'язків з охорони праці усіх спеціалізацій, керівників дільниць та інших службових осіб; щорічно проводиться паспортизація умов праці, технічних засобів безпеки і технічного стану робочих місць; складаються плани роботи з охорони праці, комплексне, річне і оперативне планування; організовуються заходи матеріального і морального стимулювання щодо охорони праці; проводяться розслідування і вивчення причин травм, пожеж їх аналіз і облік, а також розробляються заходи щодо їх застосування;

Об'єктом управління є діяльність структурних підрозділів та служб підприємства по забезпеченню безпечних і здорових умов праці на робочих місцях, виробничих дільницях, цехах та підприємства в цілому.

4.2 Протипожежна безпека і грозозахист

Блискавко захист – це комплекс захисних захистів від блискавки, які гарантують безпеку людей, збереження людей і споруд, обладнання та матеріалів від вибухів, загоряння й руйнування. Найпростішими і надійними засобами від блискавки є створення блискавковідводів. Схема блискавкозахисту будівлі показана на рис. 4.1.

Струмопровід виконується сталюю стрічкою перерізом 25...30 мм або дротом не менше 6 мм. Заземлення виконується кутовою сталлю, трубами на відстані від установки не менше 4,5 м. Опір розтікання не повинен перевищувати 15...20 Ом.

Приймаємо початкову висоту блискавковідводу 8 метрів. Визначаємо радіус конуса, в якому ймовірність попадання 95%, через висоту конуса h за формулою (4.1):

$$R_0 = 1.5 \cdot h, \text{ м. } R_0 = 1,5 \cdot 8 = 12 \text{ м.}$$

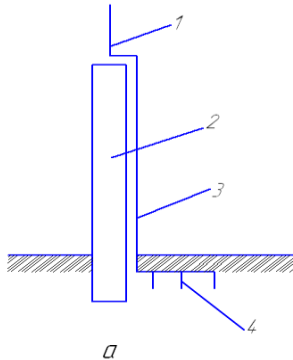


Рисунок 4.1 – Схема блискавко захисту конструкції; 1 – блискавко приймач, 2 – блискавко провідник; 3 – опора, 4 – заземлювач.

Для будинку довжиною L кількість одиночних блискавковідводів визначаємо через радіус конуса R_0 в якому ймовірність попадання 95% за формулою:

$$N\bar{b} = \frac{L}{2R_0}, \text{ шт, } N\bar{b} = \frac{86}{2 \cdot 4} = 11 \text{ шт.}$$

Усі з'єднання в процесі монтажу системи блискавко захисту (Блискавко приймач – струмовідвід, струмовід – заземлювач) виконують за допомогою зварювання. Болтові з'єднання застосовують лише для тимчасових блискавко захисних пристроїв.

РОЗДІЛ 5. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ДОЦІЛЬНОСТІ ВПРОВАДЖЕННЯ ДІАГНОСТИКИ ДЛЯ КОМПЛЕКСНОГО КОНТРОЛЮ ПРАЦЕЗДАТНОСТІ ІЗОЛЯЦІЇ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ 10 кВ ЩОДО ЗЕМЛІ

5.1 Економічне обґрунтування доцільності впровадження діагностики для комплексного контролю працездатності ізоляції розподільних мереж 10 кВ щодо землі

Економічну ефективність обґрунтованості впровадження системи діагностики для комплексного контролю працездатності ізоляції розподільних мереж 10 кВ відносно землі було оцінено шляхом техніко-економічного аналізу, враховуючи зниження аварійних ситуацій та надмірних витрат електроенергії. Під час застосування дистанційного методу визначення місця однофазного замикання на землю в мережах 10 кВ на основі датчиків напруги виявляється одна проблема – максимальна різниця між виробництвом і споживанням електроенергії під час аварій. Вартість 1 кВт·год становить 4,32 грн, що є вигідним, адже в аварійних ситуаціях споживання електроенергії зменшується вдвічі через відключення окремих районів для пошуку причин та виконання ремонтних робіт. Для підвищення точності розрахунків економічної ефективності діагностики технічного стану ліній електропередач 10 кВ, ізоляції тощо доцільно застосовувати вдосконалений метод періодичного контролю параметрів ізоляції фаз мережі відносно землі. Метод базується на принципі зміщення нульової точки трикутника напруг до середини вектора лінійної напруги, а його вдосконалення полягає в урахуванні несиметрії ємностей фаз відносно землі на прикладі споживання одного приватного домогосподарства (табл. 5.1).

Таблиця 5.1 – Споживання електричної енергії приватного домогосподарства впродовж року.

Номер місяця в році	Місяць	Споживання, кВт·год	Ціна за спожитої ел. ен. , грн.
1	Січень	104,9	453,168
2	Лютий	108,1	466,992
3	Березень	95,3	411,696
4	Квітень	90,5	390,96
5	Травень	88,7	383,184
6	Червень	80,2	346,464
7	Липень	80,3	346,896
8	Серпень	79,8	344,736
9	Вересень	83,5	360,72
10	Жовтень	87,6	378,432
11	Листопад	93,2	402,624
12	Грудень	103,7	447,984
Σ		1095,8	4733,9

Термін окупності знайдемо за формулою:

$$T = \frac{B_{уст.} - B_{ен.}}{B_{зг}} = \frac{4,32 \cdot 1095,8}{418000} = 0,0112 \text{ роки,}$$

де $B_{уст.}$ – ціна 1 кВт·год, що становить 4,32 грн/кВт·год незалежно від обсягу споживання; $B_{зг}$ – вартість впровадження діагностичного комплексу, розрахований для одного структурного підрозділу енергопостачальної компанії становить 418 тис. грн; $B_{ен.}$ – вартість спожитої електроенергії.

Розрахунки показують, що термін окупності впровадження діагностичного комплексу для структурного підрозділу енергопостачальної компанії становить 0,0112 року, з економічним ефектом у 418 тис. грн. При впровадженні комплексу для району електричних мереж із 12 підстанціями 10 кВ та 60 фідерами 10 кВ термін окупності складе 6 місяців. Отже, чим ширше буде застосовано цей діагностичний комплекс у районних електричних мережах, тим швидше скорочуватиметься термін окупності — приблизно удвічі.

ВИСНОВКИ І ПРОПОЗИЦІЇ

Проведене в роботі дослідження дозволило зробити наступні висновки щодо результатів роботи:

1. Побудова комбінованої системи діагностики передбачає узгодження та інтеграцію системи безперервного моніторингу працездатності РМ із системою, яка періодично виконує діагностичні цикли. Процедуру діагностування доцільно організувати за методом послідовного аналізу: спочатку безперервний контроль узагальненого параметра надає інформацію про технічний стан РМ; потім більш точні методи уточнюють діагноз; на завершальному етапі обхід, огляд та вимірювання допомагають перевірити стан наперед визначених елементів РМ для поточного діагностичного циклу.

2. Доведено, що як інтегральний діагностичний параметр для оцінки технічного стану ізоляції РМ доцільно використовувати динамічну характеристику активного опору ізоляції всієї мережі. Показано, що зміна технічного стану ізоляції окремих елементів РМ спричинена утворенням шунтуючих зв'язків між струмоведучою частиною та землею. Під впливом навколишнього середовища та перенапруг змінюється активний опір цих шунтуючих зв'язків. Моніторинг динамічної характеристики активного опору ізоляції відносно землі дає змогу виявити дефекти ізоляції на ранніх стадіях за допомогою неруйнівних методів. Проте існуючі методи контролю не здатні відобразити динамічну характеристику активного опору ізоляції, і його величина не має встановлених нормативів, що підкреслює необхідність створення та аналізу діагностичної моделі для оцінки умов працездатності ізоляції.

3. Запропоновано принцип оцінки працездатності ізоляції РМ відносно землі, заснований на використанні критеріїв електробезпеки та мінімізації втрат електроенергії в ізоляції через струми витоку на землю.

4. Умови працездатності ізоляції РМ відносно землі визначено у вигляді обмежень на зміну показників її працездатності, узгоджених із нормативними

документами та стандартами. Розроблено математичну модель, що описує працездатність ізоляції через залежності показників працездатності від параметрів ізоляції відносно землі. Аналіз адекватності моделі показав, що допущення, зроблені під час її побудови, призводять до похибки методу до 3,5%.

5. Розроблено метод оцінки параметрів ізоляції фази мережі щодо землі шляхом безперервного контролю загального активного опору ізоляції та фазних напруг відносно землі. Метод передбачає накладення сигналу постійного струму на мережу з подальшою обробкою даних за допомогою спеціальної математичної моделі у формі системи рівнянь, що описують залежність параметрів ізоляції від контрольованих величин. Такий підхід підвищує чутливість моніторингу, що дозволяє виявляти пошкодження ізоляції відносно землі на ранніх стадіях їх розвитку.

6. Впровадження діагностичного комплексу (ДК) для контролю працездатності ізоляції в розподільчих мережах напругою 6-10 кВ підвищує надійність та безпеку експлуатації, забезпечуючи персонал своєчасною інформацією для проведення обслуговування, що допомагає уникати аварійних відключень та ризику ураження людей небезпечними струмами замикання на землю. Це дозволяє усувати численні проблеми в експлуатації обладнання повітряних РМ, такі як неякісна розчистка охоронних зон ПЛЕП, недостатній контроль стану ізоляторів на трансформаторних підстанціях і опорах ПЛ тощо. Економічний ефект від впровадження цього діагностичного комплексу, розрахований для структурного підрозділу енергопостачальної компанії (район електричних мереж із 12 підстанціями 10 кВ та 60 фідерами 10 кВ), становить 418 тис. грн, а термін окупності – 6 місяців.

ПОСИЛАННЯ ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Жуковський С. С., Лабай В. Й. Системи енергопостачання і забезпечення мікроклімату будинків та споруд: Навч. пос. для ВЗО. Львів: Астрономо-геодезичне товариство, 2000. 259 с.
2. Корчемний М., Федорейко В., Щербань В. Енергозбереження в агропромисловому комплексі. Тернопіль: Підручники і посібники, 2001. 984 с.
3. Кудря С. О., Головка В. М. Основи конструювання енергоустановок з відновлюваними джерелами енергії: навч. посіб. К.: НТУУ "КПІ", 2011. 184 с.
4. Маляренко В.А. Енергетичні установки. Загальний курс. Х.: В-во САГША, 2008. 320 с.
5. Ghadi M.; Rajabi A.; Ghavidel S.; Azizivahed A.; Li L.; Zhang J. From active distribution systems to decentralized microgrids: A review on regulations and planning approaches based on operational factors. *Appl. Energy* 2019, 253, 113543.
6. Schwan M.; Ettinger A.; Gunaltay S. Probabilistic reliability assessment in distribution network master plan development and in distribution automation implementation. In *Proceedings of the CIGRE, 2012 Session, Paris, France, 26–30 August 2012*; p. 4-203.
7. Alberto Escalera A.; Prodanovi'c M.; Castronuovo E. D. Analytical methodology for reliability assessment of distribution networks with energy storage in islanded and emergency-tie restoration modes. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 2019, 107, 735–744.
8. Lebedev V.; Filatova G.; Timofeev A. Increase of accuracy of the fault location methods for overhead electrical power lines. *Adv. Mater. Sci. Eng.* 2018, 2018, 3098107.
9. Saha M. M.; Izykowski J.; Rosolowski E. *Fault Location on Power Networks*; Springer: London, UK, 2010; p. 437.
10. Schweitzer E. O. A review of impedance-based fault locating experience. In *Proceedings of the 14th Annual Iowa–Nebraska System Protection Seminar, Omaha, NE, USA, 16 October 1990*; pp. 1–31.

11. Minullin R. G. Detecting the faults of overhead electric-power lines by the location-probing method. *Russ. Electr. Eng.* 2017, 88, 61–70.
12. CTO56947007-29.240.55.224-2016; Guidelines for Determining the Places of Damage to Overhead Lines with a Voltage of 110 kV and Higher (Date of Introduction: 17.08.2016). PJSC FGC UES
13. Ilyushin P. V. Emergency and post-emergency control in the formation of micro-grids. *E3S Web Conf.* 2017, 25, 02002.
14. Zaporozhets A. O. *Studies in Systems, Decision and Control*; Springer: Cham, Switzerland, 2021; Volume 359, pp. 35–53.
15. Senderovich G. A., Zaporozhets A. O., Gryb O. G., Karpaliuk I. T., Shvets S. V., Samoilenko I. A. Experimental studies of the method for determining location of damage of overhead power lines in the operation mode. In *Control of Overhead Power Lines with Unmanned Aerial Vehicles (UAVs)*; Sokol, Y.I., Zaporozhets, A.O., Eds.; *Studies in Systems, Decision and Control*; Springer: Cham, Switzerland, 2021; Volume 359, pp. 55–77.
16. Gu et al. 2021 – Gu, C., Li, H., and Haces-Fernandez, F. 2021. Feasibility of the Potential for Wave and Wind Energy Hybrid Farm to Supply Offshore Oil Platform in Gulf of Mexico. DOI: 10.4043/31124-MS.
17. Gulkov YU. V., Turysheva A. V. 2021. Reducing the influence of lightning overvoltages on the electrical insulation of overhead power lines 6 (10) KV. *News of the Tula State University. Engineering Sciences* 5, pp. 452–458.
18. Gunger Y. R., Lavrov Y. A. 2008. Experience in the construction and operation of 6–10 kV power transmission lines on steel poles of the ELSI company in the oil and gas complex. *Territory Oil and Gas* 6, pp. 178–181.
19. Ivanov D. M. 2022. Application of automatic sectioning in order to improve the reliability of power supply to consumers of the overhead distribution network 6 (10) kV. *Age of Science* 30, pp. 49–58.
20. Kockel et al. 2022 – Kockel, C., Nolting, L., Priesmann, J. and Praktijnjo, A. 2022. Does renewable electricity supply match with energy demand? –

A spatio-temporal analysis for the German case. *Applied Energy* 308(C), DOI: 10.1016/j.apenergy.2021.118226.

21. Kozlov P. E. 2022. Simulation of emergency outages of network electrical equipment in order to increase reliability while optimizing the schedule of planned outages. *Science Bulletin* 50, pp. 172–177.

22. Lansberg et al. 2022 – Lansberg A. A., Panfilov A. A. and Vinogradov A. V. 2022. Analysis of possible methods of unauthorized voltage supply in electrical networks of 0.4–10 kV and the consequences of this. *Scientific Journal of Young Scientists* 27, pp. 43–50

23. Sarmiento et al. 2021 – Sarmiento L., Molar-Cruz A., Avraam C., Brown M., Rosellón J., Siddiqui S. and Rodríguez B. S. 2021. Mexico and US power systems under variations in natural gas prices. *Energy Policy* 156, DOI: 10.1016/j.enpol.2021.112378.

24. Toshkhodzhaeva M. I., Khodzhiev A. A. 2020. Mathematical model of the influence of natural and operational factors on the reliability of 110 kV power transmission lines in a sharply continental climate. *Bulletin of the Kazan State Power Engineering University* 1(45), pp. 71–81.