

Міністерство освіти і науки України
Український державний університет науки і технологій

Управління енергетичними та економічними процесами

Інтелектуальні системи енергопостачання

Пояснювальна записка
до кваліфікаційної роботи
магістра

на тему: Удосконалення системи технічного обслуговування і ремонту повітряних ліній

за освітньою програмою Енергетичні та електромеханічні системи на транспорті

зі спеціальності: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Виконав: студент групи EE2321:

 / Сергій САВЧЕНКО /

Керівник:  / доцент Тетяна ДРУБЕЦЬКА /

Нормоконтролер:  / доцент Ірина ПОТАПЧУК /

Засвідчую, що у цій роботі немає запозичень з праць інших авторів без відповідних посилань.

Студент



Дніпро – 2025 рік

Міністерство освіти і науки України
Український державний університет науки і технологій

Факультет: Управління енергетичними та економічними процесами
Кафедра: Інтелектуальні системи енергопостачання
Рівень вищої освіти: Другий (магістерський)
Освітня програма: Енергетичні та електромеханічні системи на транспорті
Спеціальність: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ІСЕ

Дмитро БОСИЙ

Дата 01.04.24

ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу магістр з електроенергетики, електротехніки та електромеханіки

студенту Савченку Сергію Віталійовичу

1. Тема роботи: Удосконалення системи технічного обслуговування і ремонту повітряних ліній

Керівник роботи: Друбецька Тетяна Ігорівна, к.т.н., доцент

затверджені наказом від " 01 " 04 2024 р. № 247ст

2. Строк подання студентом роботи: 17.01.2025 р.

3. Вихідні дані до роботи:

Результати обстеження повітряних ліній

4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно опрацювати):

4.1 Характеристика стану повітряних ліній

4.2 Існуючі системи ТО і Р повітряних ліній

4.3 Удосконалення системи ТО і Р повітряних ліній.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень): 1. Зображення вікна монітора при роботі з програмою РЕЙД-6 2. Функціональна схема розподільної мережі 3. Однолінійна схема заміщення 4. Діаграма послідовності операцій під час пошуку пошкодженої ділянки при ОЗЗ.

6. Консультанти розділів роботи:

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Завдання видав: (підпис консультанта, дата)	Завдання прийняв: (підпис студента, дата)

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Характеристика стану повітряних ліній	10.11.2024	
2	Існуючі системи ТО і Р повітряних ліній	15.12.2024	
3	Удосконалення системи ТО і Р повітряних ліній.	12.01.2025	
5	Подання кваліфікаційної роботи до кафедри	17.01.2025	
6	Захист кваліфікаційної роботи на засіданні Екзаменаційної комісії	20.01.2025	

Студент

Сергій САВЧЕНКО



Керівник роботи

Тетяна ДРУБЕЦЬКА



ВІДОМІСТЬ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ
другого (магістерського) рівня вищої освіти Савченка С.В. на тему:
«Удосконалення системи технічного обслуговування і ремонту
повітряних ліній»

Складова кваліфікаційної роботи	Кількість	Обсяг
Пояснювальна записка	1	66 стор.
Графічна частина (за наявності)	-	-
Демонстраційний матеріал	1	10 слайдів
Електронна частина (за наявності): назва файлу з розширенням	-	-

Керівник:



/ Тетяна ДРУБЕЦЬКА /

Нормоконтролер:



/ Ірина ПОТАПЧУК /

Завідувач кафедри ІСЕ:



/ Дмитро БОСИЙ /

РЕФЕРАТ

Магістерська робота: 66 сторінок, 3 частини, 22 рисунки, 2 таблиці, 19 використаних джерел.

Об'єкт дослідження – повітряні лінії.

Мета роботи – удосконалення системи технічного обслуговування і ремонту повітряних ліній.

Методи дослідження. Основні теоретичні положення магістерської роботи отримані за допомогою математичного апарату теорії надійності.

Одержані результати:

- проведена характеристика стану повітряних ліній,
- описані існуючі системи ТО і Р повітряних ліній,
- проведено удосконалення системи ТО і Р повітряних ліній

Ключові слова: ТЕХНІЧНЕ ОБСЛУГОВУВАННЯ, РЕМОНТ, ПОВІТРЯНІ ЛІНІЇ, ДАТЧИКИ, НАДІЙНІСТЬ.

ЗМІСТ

	стр.
ВСТУП	8
1 ОСОБЛИВОСТІ БУДОВИ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ.....	10
1.1 Основні відомості	10
1.2 Проводи і троси	10
1.3 Лінійні ізолятори.....	20
1.4 Лінійна арматура.....	24
1.5 Опори.....	26
2 ІСНУЮЧІ СИСТЕМИ ТО І Р ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ	38
3 УДОСКОНАЛЕННЯ СИСТЕМИ ТО І Р ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ	48
ВИСНОВКИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ	63
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	64

					02.15.EE2321-ЕС.KPM.2025.ПЗ
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата	
Розробник		Савченко С.В.			Оптимізація конструкції ТП М Літера Аркуш Аркушіє М 7 66 МОНУ, УДУНТ, ІСЕ, гр. EE2321
Консульт					
Керівник		Друбецька Т.І.			
Н.контр		Потапчук І.Ю.			
Зав.каф		Босий Д.О.			

ВСТУП

Актуальність роботи. Пошкодження ЛЕП приводить до порушення нормального режиму роботи електроенергетичних систем і, як наслідок, до порушення нормального електропостачання споживачів, зниженню якості електричної енергії й підвищенню втрат електроенергії в мережі.

Для відновлення нормального режиму роботи необхідно якнайшвидше відновити пошкоджену лінію. Основну частину часу відновлення пошкодженої лінії займає процес визначення місця пошкодження. Виходячи із цього, визначення місця пошкодження повинне бути одночасно швидким і точним.

Тому задача удосконалення системи технічного обслуговування і ремонту повітряних ліній є досить актуальною.

Зв'язок роботи з науковими напрямками діяльності кафедри. Обране дослідження безпосередньо пов'язані з виконанням науково-дослідних робіт в Українському державному університеті науки та технологій.

Мета та задачі дослідження. Метою досліджень є удосконалення системи технічного обслуговування і ремонту повітряних ліній.

Об'єкт дослідження – повітряні лінії.

Предмет дослідження – системи технічного обслуговування і ремонту повітряних ліній..

Методи дослідження – для вирішення поставлених завдань у роботі використовувався математичний апарат теорії надійності.

Наукова новизна одержаних результатів. Методика розрахунку ефективності застосування комплексу засобів захисту від обриву провода та локаційного методу пошуку місця пошкодження.

Особистий внесок здобувача. Постановку мети та завдань дослідження виконано спільно з науковим керівником. Основні наукові положення, теоретичні дослідження, розрахунки, зіставлення та аналіз отриманих результатів, та формулювання висновків отримані здобувачем самостійно.

Апробація результатів роботи.

									Арк.
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EE2321-ЕС.КРМ.2025.ПЗ				8

Основні положення роботи і результати досліджень доповідалися здобувачем і обговорювалися на науково-практичній конференції.

Публікації.

Друбецька Т.І. Системи технічного обслуговування і ремонту повітряних ліній / Друбецька Т.І., Савченко С.В., Деревинець І.С. // Енергетика: економіка, технології, екологія : науковий журнал. – 2025. – № 1.

					02.15.EE2321-ЕС.KPM.2025.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		9

1 ОСОБЛИВОСТІ БУДОВИ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ

1.1 Основні відомості

Основними елементами ПЛ є проводи для передачі електроенергії, грозозахисні троси для захисту від атмосферних перенапружень (грозових розрядів), опори для підвіски проводів і тросів, ізолятори (гірлянди ізоляторів) для ізоляції проводів від опори, лінійна арматура для кріплення проводів і тросів до ізоляторів і опор, а також для з'єднання проводів і тросів.

За конструктивним виконанням ПЛ можуть бути одно- і дволанцюговими.

У цілому конструктивна частина ПЛ характеризується типами опор, довжинами прогонів, габаритними розмірами, конструкцією фази і типами гірлянд ізоляторів.

При спорудженні ПЛ для підтримки проводів застосовують проміжні опори, а для натягнення і жорсткого закріплення проводів у певних точках лінії анкерні.

Конструктивне виконання ПЛ істотно залежить від кліматичних умов: температури, вітру, ожеледі, а також від наявності в довкіллі сірчистих газів, відкладень солей і т. п.

1.2. Проводи і троси

Проводи призначені безпосередньо для передачі електричної енергії. Повітряні лінії розподільних мереж виконують голими (неізольованими) проводами. Залежно від конструкції розрізняють:

- багатодотові монометалічні проводи, які складаються залежно від перерізу проводу з 7, 19, 37 скручених між собою окремих дровів з одного металу або сплаву;

- багатодотові біметалічні проводи, що складаються з дровів двох металів або металу і сплаву.

Перерізи проводів нормовані стандартом.

Алюмінієві проводи мають питому провідність γ - 34,7 м/(Ом-мм²) і питомий опір ρ - 28,8 Ом-мм²/км. Ці проводи відрізняються невеликою механічною міцністю на розрив ($\sigma_{\text{п}} = 156—180$ МПа), що є їх основним недоліком. Проте

									Арк.
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EE2321-ЕС.КРМ.2025.ПЗ				10

виробництво алюмінію дешевше, ніж виробництво міді, алюмінії менш дефіцитний. Це зумовило його широке використання для виготовлення проводів ПЛ. Невелика міцність алюмінію на розрив змушує виготовляти алюмінієві проводи лише багатодрововими і підвішувати їх при зменшеній відстані між опорами, аби уникнути великих стріл провисання. Добре переносячи атмосферні дії, алюмінієві проводи погано протистоять дії хімічно активних домішок повітря. Тому при спорудженні ПЛ поблизу морського узбережжя, солоних озер і хімічних підприємств рекомендується застосовувати алюмінієві проводи марки АКП (АпКП), захищені від корозії завдяки заповненню міждротового простору нейтральним мастилом. Для збільшення міцності проводів може бути використаний алюмінієвий сплав. Проводи з алюмінієвого сплаву рекомендується використовувати в мережах сільськогосподарського призначення напругою до 110 кВ і в районах з товщиною стінки ожеледі до 20 мм.

До багатодровових біметалічних проводів належать комбіновані проводи — сталєалюмінієві. Конструктивно вони складаються зі сталевого осердя, довкола якого навивається алюміній

Сталеве осердя збільшує механічну міцність проводу, а зовнішня алюмінієва частина, переріз якої набагато більше сталевого, маючи хорошу електричну провідність, визначає необхідні електричні характеристики пропиту її цілому. Сталєалюмінієві проводи широко застосовуються при спорудженні ПЛ, то пояснюється їх порівняно невисокою вартістю і хорошими електричними і механічними характеристиками.

Для спорудження ПЛ, що працюють у різних умовах, сталєалюмінієві проводи всіх марок випускаються з різним відношенням перерізів алюмінієвої частини і сталевого осердя, який характеризує їх міцність, що використовується за різних умов роботи (проводи полегшеної, середньої, посиленої конструкції, особливо посиленої міцності, та ін.). Так, у районах з товщиною стінки ожеледі до 20 мм застосовують проводи марки АС з відношенням перерізів алюмінієвої частини і сталевого осердя, рівним 6-8; при більшій товщині стінки ожеледі нижня межа цього відношення дорівнює 4,3. На узбережжі морів, солоних озер,

									Арк.
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EE2321-ЕС.КРМ.2025.ПЗ				11

у промислових районах, де проводи руйнуються від корозії, рекомендується використовувати проводи з відношенням перерізів алюмінію і сталі 6,1 - 6,25.

Конструктивна одноманітність сталеалюмінієвих проводів для ліній електропередачі зберігається тривалий час (зміни зазнають тільки їх параметри - діаметри сталевих і алюмінієвих дротів, кількість їх у повиві, співвідношення сталевий й алюмінієвий частин, перетин провідникової частини й інше). Але це не означає їхню досконалість. За кордоном для мережевого будівництва розроблені:

- сталеалюмінієвий провід зі зниженим лобовим опором, тобто із гладкою поверхнею верхнього повиву;
- однорідний провід, звитий із дротів на основі алюмінієвого сплаву;
- алюмінієвий провід із сердечником з алюмінієвого сплаву;
- комбінований багатофункціональний провід з волоконно-оптичним осереддям, призначений для передачі електроенергії й інформації;
- «снігоскидальний» провід, на якому відбувається однічне налипання снігу й самообвалення його при критичних масі й розмірі.

Подальшому вдосконалюванню конструкції ліній електропередачі повинні послужити нові прогресивні розробки проводів, які задовольняли б таким технічним вимогам:

- надійність, живучість і довговічність;
- корозійна стійкість;
- висока адгезійна здатність;
- несхильність вібрації в умовах експлуатації;
- стійкість до температурних впливів навколишнього середовища;
- можливість установки ізолюючих накладок на ділянки проводів і т. п.

На шляху підвищення ефективності передачі електричної енергії при проектуванні й реконструкції електричних мереж в Україні склались об'єктивні умови для розвитку й застосування перспективних видів кабельної продукції - самонесучих ізольованих проводів (СІП) і повітряних, захищених проводів (ПЗП). Застосування таких проводів є на сьогоднішній день найбільш прогресивним і перспективним шляхом розвитку електричних мереж. У

									Арк.
									12
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EE2321-ЕС.КРМ.2025.ПЗ				

порівнянні із традиційними ПЛ лінії із застосуванням СП і ПЗП мають ряд конструктивних особливостей: наявність ізоляційного покриття на струмоведучих провідниках; підвищену механічну міцність; прогресивну арматуру, що зчіпляє та відокремлює. У результаті цих переваг значно підвищується надійність електропостачання споживачів і різко знижуються експлуатаційні витрати, що й визначає високу економічну ефективність ізольованих проводів в електричних мережах. Застосування (СП і ПЗП при спорудженні повітряних ліній ізольованих (ПЛІ) і повітряних ліній захищених (ПЛЗ) значною мірою підвищує надійність і економічність електропостачання споживачів. Основні переваги ПЛІ із застосуванням ізольованих і захищених проводів представлено в табл. 1.1.

Таблиця 1.1 – Основні переваги ПЛІ із застосуванням СП

Переваги ПЛІ	Чим обумовлені
Висока електробезпечність	Відсутність можливості прямого контакту зі струмовідними елементами. Виключення однофазних замикань на землю. Виключення обривів проводів при атмосферних впливах (ожеледь, вітрові навантаження) і падіннях дерев
Висока експлуатаційна надійність	Виключення коротких замикань при зіткненні проводів та контактах із заземленими елементами (будівельні механізми, гілки дерев)
Зниження трудомісткості при монтажі ліній	Просте конструктивне виконання ПЛІ. Висока монтажна готовність із урахуванням застосування комплекту арматури й монтажного інструменту. Збільшення відстані між опорами
Зниження експлуатаційних витрат	Відсутність необхідності перемонтажу для усунення збільшення провису, розчищення трас, заміни ізоляторів. Зниження перерв у забезпеченні електропостачання споживачів. Можливість технічного обслуговування й ремонту ПЛ під напругою
Зменшення падіння напруги, зниження втрат електроенергії	Низький індуктивний опір (в 2,5—3 рази) у порівнянні із традиційними ПЛ

Закордонний досвід застосування ізолюваних проводів для ПЛІ показує, що в цей час одержали поширення чотири типи проводів. Основні типи проводів представлено в табл. 1.2.

Таблиця 1.2 – Основні типи ізолюваних і захищених проводів

Тип проводу	Позначення проводу українського виробництва	Закордонний аналог
Ізолюваний провід на 0,4-1 кВ із неізолюваною нульовою несучою жилою	СПП-1	АМКА (Фінляндія)
	СПП-2	АХКА (Фінляндія)
Ізолюваний провід на 0,4-1 кВ із ізолюваною нульовою несучою жилою	СПП-1А	АМКА-Т (Фінляндія)
	СПП-2А	
Ізолюваний провід на 0,4-1 кВ без несучого елемента	СПП-2АF	Торсада (Франція)
	СПП-4	АLUS (Швеція)
Захищений провід для ліній електропередачі на 10, 20 і 35 кВ	СППс-4	АSXS (Польща)
	СПП-3	SAХ (Фінляндія)
	ПЗП	

Конструктивне виконання самонесучих ізолюваних проводів з неізолюваною або ізолюваною нульовою несучою жилою показано на рис.1.1.

Система самонесучих ізолюваних проводів має неізолюваний або ізолюваний несучий нульовий провід з алюмінієвого сплаву, навколо якого скручено 3 ізолювані фазні проводи й, при необхідності, 1 або 2 додаткових ізолюваних проводів для зовнішнього освітлення. Ізоляція жил: самонесучих ізолюваних проводів виконується зі світостабілізованого зшитого поліетилену (СПП—1, СПП-2), світостабілізованого термопластичного поліетилену (СПП—1 А, СПП—4) або зшитого поліетилену (СПП-2А). Нульова жила виконує роль несучого елемента проводів й служить нульовим робочим (N), нульовим захисним (PE) або об'єднаним (PEN) провідником.

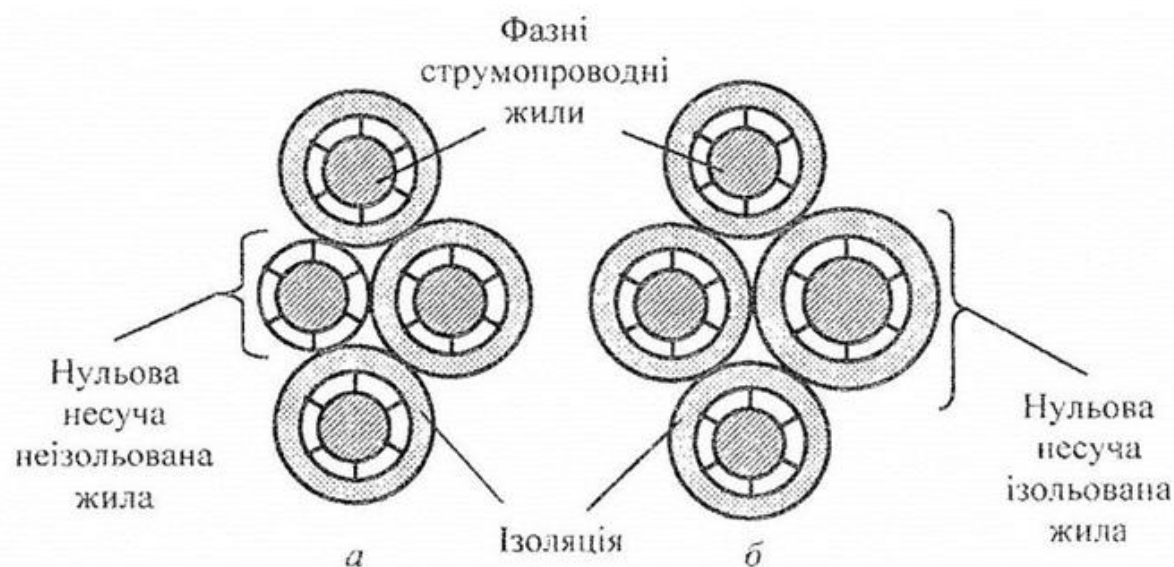


Рисунок 1.1 – Конструкція самонесучих ізолюваних проводів із неізолюваною (а) або ізолюваною (б) нульовою несучою жилою

Нульова жила проводів типу СП-1, СП-2, СП-1А, СП-2А виготовляється зі сплаву алюмінію (Al, Mg, Si), хоча тимчасово нормативною документацією допускається застосування алюмінієвих жил, укріплених сталевим сердечником.

Проводи ізолювані без несучого елемента, на відміну від проводів з нульовою несучою жилою, являють собою пучок ізолюваних алюмінієвих проводів, скручених у загальний джгут. Таким чином, при експлуатації розтяжні зусилля сприймають усі жили. Така система має 4 ізолюваних проводи її, при необхідності, 1 або 2 додатково ізолюваних проводів для зовнішнього освітлення.

Четвертим типом проводів є одножильні захищені проводи, у яких ізоляційний шар поверх струмопровідної жили виконує роль захисної ізоляції завдяки якій можливо зменшити відстань між проводами на опорах ПЛЗ і виключити ймовірність короткого замикання на землю. Жила проводу виконана з алюмінієвого сплаву високої міцності або сталюалюмінію, а ізоляція світостабілізованого зшитого поліетилену. Ці проводи передбачені для спорудження ПЛЗ на напруги 6, 10, 20 і 35 кВ.

Надійність і експлуатаційна привабливість СП-3 складається з наступного:

									Арк.
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EE2321-ЕС.КРМ.2025.ПЗ				15

обслуговування лінії. Низькі витрати на експлуатацію ліній із СП-З дозволяють швидко окупити первинні витрати.

Ізольовані проводи на 110 кВ в Україні поки не використовуються.

Застосовувані за кордоном проводи марки SAX 110 кВ мають три алюмінієві фазні жили із двома шарами ізоляції й неізолювану несучу жилу. Ширина коридору «неізолюваної» лінії 110 кВ становить 26 метрів, а ізолюваної – 12 метрів, що зменшує вартість землі й робіт на вирубці дерев. Ізоляція проводів витримує упале дерево більше місяця. Нова технологія SAX 110 кВ успішно вирішує модернізацію старих ліній. Наприклад, при необхідності збільшення номінальної напруги лінії габарит просіки в лісових масивах залишиться без зміни, а в міських умовах ширина коридору старої лінії виявиться достатньою й для нової. Усе це дасть позитивний результат не тільки в економічному плані, але й в екології.

Збільшення генеруючих потужностей і споживання електроенергії вимагає відповідного збільшення пропускної здатності ПЛ. Виникає завдання: будувати нові ПЛ або шукати альтернативні рішення. У якості альтернативних рішень в останні роки ряд фірм Японії, Південної Кореї, Італії й США розробили нові високотемпературні проводи для ПЛ на довгостроково припустиму робочу температуру до 210 °С замість стандартно застосовуваних алюмінієвих і сталевалюмінієвих проводів, розрахованих на робочу температуру не більш 100 °С. Підвищення робочої температури і пропускної здатності лінії більш ніж в 2 рази зажадало вирішення наступних супутніх проблем:

- зниження стріли прогину проводу за рахунок застосування в конструкції проводів матеріалів зі зниженим як мінімум удвічі коефіцієнтом лінійного розширення;
- підвищення розривних зусиль і зниження маси проводів на одиницю довжини зі збереженням високої електропровідності.

Особливо цікаво ці проблеми вирішені в конструкції високо температурного проводу типу ACCR (Aluminum Conductor Composite Reinforced) алюмінієвого композитного посиленого проводу, розробленого в США. Сердечник проводу з

									Арк.
									17
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EE2321-ЕС.KPM.2025.ПЗ				

високим розривним зусиллям, низьким коефіцієнтом лінійного розширення й високою електропровідністю виконаний із дротів на основі алюмінію високої чистоти, у який впроваджені більш 25 тисяч мікронних безперервних поздовжніх волокон оксиду алюмінію ($Al_2 O_3$) являє типовий приклад застосування нанотехнологій. Навколо сердечника накладаються повиви дротів зі сплаву алюміній-цирконій. Основні характеристики високотемпературних проводів для ПЛ дані в табл. 1.3.

Таблиця 1.3 – Властивості високотемпературних проводів для ПЛ

Властивості композитного осердя		Властивості проводів зі сплаву алюміній-цирконій	
Межа міцності на розрив	1380 МПа	Межа міцності на розрив: при діаметрі < 4 мм при діаметрі > 4 мм	162 МПа 159 МПа
Густина	3.33 г/см ³	Граничне подовження	Більш 2%
Жорсткість	215 ГПа	Збереження міцності на розрив при нагріванні понад 280 °С / 1 год	Більш 90%
Електропровідність	Відповідає алюмінію	Густина	2.7 г/см
Температурний коефіцієнт лінійного розширення	$6 \cdot 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$	Питомий опір при 20 °С	Менш $28.73 \cdot 10^{-9}$ Ом*м
Опір (втомна міцність)	Більш 10 млн циклів при 690 МПа	Робоча температура	210 °С
Максимальна температура при короткочасних піках навантаження	Більш 300 °С	Максимальна температура при короткочасних піках навантаження	240 °С

Представляється також перспективним застосування жорстких шин прямокутного й трубчастого перетинів для обведених шлейфів на анкерно кутових опорах ліній електропередачі, для приєднання в електричне коло електроустаткування (наприклад, роз'єднувачів, конденсаторів зв'язку, обмежників перенапруги й інше). Перевагою даного способу виконання електричних з'єднань є фіксованість елемента лінії електропередачі, що перебуває під напругою, стосовно інших аналогічних елементів і заземленими частинами опор.

Троси призначені для захисту ПЛ від атмосферних перенапруг і прямих ударів блискавки, а також для зниження впливу на лінії зв'язку. Трос підвішується на опорах вище проводів, у результаті чого розряди блискавки відбуваються не в лінію, а в трос, і струм розряду через заземлення на опорі приділяється в землю.

На ПЛ до 110 кВ троси застосовують тільки на підходах до ПС (підстанції), що знижує ймовірність перекриття проводів лінії поблизу устаткування ПС. На ПЛ напругою 110 кВ і вище троси підвішують уздовж усієї лінії,

В останні роки грозозахисні троси використовують для організації високочастотних каналів зв'язку, тому такі троси повинні виконуватися з провідного матеріалу, що має високу провідність. Із цією метою застосовують проводи марок АС-70/72 і АС—95/141. При цьому кращими характеристиками з погляду проходження високочастотного сигналу зв'язку мають троси, виготовлені зі сталевалюмінієвого дроту по типу "алюмовелд" (кожен дріт має сталеве осердя, покрите алюмінієвою оболонкою).

Сталевалюмінієві троси також можуть використовуватися в якості струмоведучих проводів для електропостачання споживачів малої потужності. При цьому вони підвішуються на ізоляторах і для забезпечення відповідного рівня грозозахисту лінії повинні приєднуватися до заземлень через іскрові проміжки.

									Арк.
									19
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EE2321-ЕС.КРМ.2025.ПЗ				

1.3 Лінійні ізолятори

За матеріалом виготовлення розрізняють фарфорові, скляні та полімерні ізолятори.

За конструктивним виконанням лінійні ізолятори поділяються на штирьові, підвісні і стрижневі.

Штирьові ізолятори застосовують на ПЛ до 35 кВ включно, причому на 0,4 - 10 кВ їх виготовляють суцільними, а на 20-35 кВ - складеними з двох частин, сполучених між собою цементним зв'язком і покритих у місцях сполучення вологостійким лаком. До опор ці ізолятори кріплять за допомогою штирів або крюків.

Підвісні ізолятори мають вищі механічні характеристики, ніж шпильові, Вони застосовуються на ПЛ 35 кВ і вище. Залежно від умов забрудненості довкілля використовуються різні типи підвісних ізоляторів, які розрізняються між собою довжиною шляху струму витoku і випробувальною напругою. Так, ізолятори типу ПФ (підвісний фарфоровий) або ПС (підвісний скляний) застосовують в умовах чистої атмосфери, а ізолятори типів ПФГ, ПСГ встановлюють на ПЛ в районах з підвищеним рівнем забруднення.

Підвісні ізолятори збирають в гірлянди - підтримувальні (для кріплення проводів до проміжних опор) і натяжні (для кріплення проводів до анкерних опор). Кількість ізоляторів у гірлянді залежить від напруги лінії, міри забрудненості атмосфери, матеріалу опор і типу вживаних ізоляторів. Натяжні гірлянди на ПЛ до 110 кВ (з невеликою кількістю ізоляторів) мають на один ізолятор більше, ніж підтримувальні гірлянди, працюючі в легших умовах.

Стрижневі ізолятори використовують і як штирьові, і як підвісні. Стрижневий ізолятор штирьового типу є суцільним стрижнем циліндрової або конічної форми з рівномірно розташованими ребрами (спідницями). Нижній кінець ізолятора армується чавунним фланцем з отворами для кріплення ізолятора болтами до траверсі опори. Провід може кріпитися до ізолятора в канавці, розташованій збоку або зверху його голівки, за допомогою м'якого дроту або спеціальними затисками, укріпленими на голівці ізолятора. Ізолятор

									Арк.
									20
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EE2321-ЕС.КРМ.2025.ПЗ				

електрично непробивний. Стрижневий ізолятор підвісного типу складається з довгого стрижня з рівномірно розподіленими ребрами (спідницями) звичайної або гвинтоподібної форми. Кінці ізолятора мають конусоподібну форму, армовану шапкою з гніздами для зчеплення з арматурою. В порівнянні з підвісними ізоляторами (гірляндами) стрижневі ізолятори підвісного типу економічні внаслідок меншої витрати металу і ізоляційного матеріалу, а також зменшених витрат на контроль і експлуатацію з причини їх електричного непробивання. Недоліком стрижневих ізоляторів є їх невисока механічна міцність (при механічному пошкодженні відбувається розрив ізолятора), що знижує надійність лінії. Проте використання нових високоміцних синтетичних матеріалів, склопластиків і спеціальних покриттів є перспективною основою для створення стрижневих ізоляторів не лише з хорошими електричними характеристиками, але і з високою механічною міцністю, що дозволить застосовувати їх при спорудженні ПЛ.

В Україні розроблені й вже виготовляються ізолятори на основі нових матеріалів склопластику й кремнійорганічної гуми. Композиційні ізолюючі конструкції призначені для ліній, ПС, контактної мережі на всі класи напруг і на всі ступені забруднення атмосфери.

Композиційний ізолятор складається зі склопластикового стрижня, як основи електромеханічної міцності, ребристої захисної оболонки стрижня, виконаної із силіконової гуми гарячої вулканізації, і металевих окінцевателів. Для зниження рівня напруженості електричного поля й захисту від впливу електричної дуги лінійні ізолятори на клас напруги вище 110 кВ оснащені металевими екранами.

Лінійні композиційні ізолятори на клас напруги до 500 кВ включно виконуються одноелементними.

Область застосування композиційних ізолюючих конструкцій: температура навколишнього повітря від -60 до +50 °С, висота місцевості до 3500 м над рівнем моря й зони з I—VII ступенями забруднення атмосфери (СЗА).

									Арк.
									21
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EE2321-ЕС.КРМ.2025.ПЗ				

Різноманітність ізоляторів по номенклатурі й конструктивному виконанню дозволяють розширити технічні можливості в області проектування, будівництва й експлуатації ліній електропередачі.

Композиційні ізолюючі конструкції дозволяють створювати нові типи ПЛ, які вже створені за кордоном: ПЛ підвищеної пропускної здатності, компактні і надкомпактні ПЛ, а також ПЛ підвищеної надійності й довговічності.

Композиційні лінійні стрижневі підвісні конструкції, у порівнянні з попередніми порцеляновими й скляними, мають ряд основних позитивних якостей:

- незначна власна маса, наприклад, для ПЛ 35 кВ при III СЗА в 4 рази менше, а при VII СЗА в 13 раз; для ПЛ і 10 кВ при III СЗА в 8 раз менше, а при VII СЗА в 17 раз;

- малий поверхневий опір вітру;

- високі аеродинамічні характеристики, що забезпечує істотне самоочищення від забруднень;

- високі гідрофобні характеристики, що виключає зледеніння й налипання мокрого снігу;

- висока ударна в'язкість, чим забезпечується опірність ударним впливам, які виникають при падінні, зіткненнях, трясці, обстрілі дробом і інше:

- простота в обслуговуванні й монтажі;

- підвищені розрядні напруги, чим забезпечується висока грозоупор- ність ліній;

- високий рівень вологорозрядних градієнтів (3,3 кВ/см замість 1,1 кВ/см), що скорочує корисну довжину ізоляційної деталі до 40 % у режимі робочої напруги;

- низький рівень радіо-, телевізійних перешкод.

Поряд з позитивними якостями композиційні лінійні стрижневі підвісні ізолятори мають такі недоліки:

- обмежене число шарнірів через стрижень, що може обумовити роботу його в нерозрахованих режимах (стик), наприклад, при «плясці» проводів, скиданні ожеледі;

									Арк.
									22
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EE2321-ЕС.КРМ.2025.ПЗ				

- неможливість роботи стрижня при таких складних навантажувальних режимах, як розтягання в комбінації із крутінням, або стиском, або вигином;
- необхідність повної заміни при ушкодженні (неремонтуємість);
- неприпустимість використання для обпирання, переміщення, кріплення оснащення й пристосувань в умовах будівництва й обслуговування;
- необхідність транспортування й зберігання за допомогою нестандартної тари;
- наявність місць перекриття, пробою, трекінгу й ерозії стрижня.

Комплексна оцінка застосування композиційних ізоляторів по характеристиках, параметрах, ознаках, властивостям і накопиченому досвіду експлуатації дозволяють зробити висновок, що ізолюючі конструкції на основі композиційних ізоляторів цілком задовольняють вимогам надійності ліній електропередачі. Це визначає доцільність їх розширеного застосування як для ремонтних цілей, так і для нового будівництва.

Найбільш ефективно застосування композиційних ізоляторів у мережах напругою 110 кВ і вище, що перебувають у зонах інтенсивного забруднення (VI і VII СЗА).

Впровадження композиційних ізоляторів буде сприяти процесу відбудові, відновленню необхідних якостей, удосконаленню й модернізації основних фондів підприємств електричних мереж, а також створенню нових технологій в організації технічного обслуговування й ремонтів у діючих електроустановках, що перебувають під напругою.

На ПЛ 35 кВ з дерев'яними опорами підвісна гірлянда ПФ-5 складається з двох, а на залізобетонних та металевих опорах – з трьох ізоляторів;

на ПЛ 110 кВ – відповідно 6 чи 7,

220 кВ – 11 або 13 шт.

Натяжні гірлянди мають на один (до 110 кВ) ізолятор більше,

а понад 220 кВ – на два.

1.4 Лінійна арматура

									Арк.
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EE2321-ЕС.КРМ.2025.ПЗ				23

До лінійної арматури ПЛ належать натяжні і підтримуючі затискачі; зчіпні деталі; з'єднувачі; дистанційні розпірки; гасителі вібрації; захисні кільця і роги

Для підвішування та закріплення проводів використовують підтримуючі затискачі (рис. 1.2) : глухий – для жорсткого закріплення; проковзний – допускає проковзання проводу.



Рисунок 1.2 – Загальний вигляд підтримуючого затискача

Зараз виготовляють затискачі з обмеженою жорсткістю, в котрих провід проковзує, але не падає на землю. На анкерних опорах проводи кріплять наглухо – за допомогою натяжних гірлянд та натяжних затискачів (клинових та болтових).

Для з'єднання проводів користуються з'єднувальними затискачами, а потім зварюють їхні кінці. Проводи (однодротові та багатодротові) можна з'єднувати скруткою, а за тим пропаяти. Найбільш розповсюдженим з'єднувальним затискачем є овально-трубчастий. Кінці з'єднувальних проводів вводять у трубку з різних боків і за допомогою спеціальних переносних кліщів трубку обтискають (у шаховому порядку). Вільні кінці з'єднаних проводів зварюють.

До зчіпної арматури належать скоби, серезки, штовхані, одно-, дво- лапчасті і спеціальні вушка, регулювальні і проміжні ланки, дво-, триланцюгові коромисла. За допомогою скоб, серезок, товкачів і вушок ізолятори кріплять до

									Арк.
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EE2321-ЕС.КРМ.2025.ПЗ				24

опори, а проводи - до ізоляторів. Коромисла використовують для утворення двох або трьох паралельних гірлянд ізоляторів. Регулювальні і проміжні ланки застосовують для приєднання затискача з проводом до місця кріплення гірлянди на опорі.

З'єднувачі призначені для з'єднання кінців проводу в прольоті. При з'єднанні проводів до 240 мм² включно використовують овальні з'єднувачі, що монтуються обтисканням або скручуванням, для сталевих тросів - пресовані з'єднувачі.

Захисні кільця і роги служать для відведення електричної дуги від поверхні ізоляторів, що виникає при перекриттях гірлянд ізоляторів, і поліпшення розподілу електричної напруги по гірлянді.

Гасителі вібрації використовуються для захисту проводів від коливань у вертикальній площині. На ПЛ застосовують два основних види гасителів.

Петльовий гаситель призначений для гасіння вібрації проводів не-великих перерізів (алюмінієвих 35—95 мм² і сталевих 25-70 мм²). Він виготовляється з обрізків того ж проводу, що і ПЛ, і поглинає вібрацію проводів за рахунок пружності петлі і тертя між собою дротів в петльовому відрізку проводу. Для гасіння вібрації алюмінієвих проводів 120 мм² і більше, сталевих 95 мм² і більше встановлюють гасителі вібрації два чавунних вантажі, закріплені на відрізку сталевих тросу.

Стандартні гасителі вібрації розміщують на проводі поблизу натяжного або підтримувального затиску. Кількість їх залежить від характеру місцевості, середньої експлуатаційної механічної напруги у проводі і довжини прогону. Гасителі вібрації не встановлюють на ПЛ, прокладених у лісовому масиві, уздовж гірських долин, а також у тих випадках, коли середня експлуатаційна напруга в проводах і тросах не перевищує 35 Н/мм² для алюмінієвих, 40 Н/мм² для сталевих і 180 Н/мм² для сталевих проводів і тросів.

1.5 Опори

									Арк.
									25
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EE2321-ЕС.КРМ.2025.ПЗ				

Опори призначені для підвіски проводів і тросів на необхідній висоті над поверхнею землі чи води. Вони класифікуються за матеріалом, типом, призначенням і конструктивними особливостями.

В залежності від матеріалу опори ПЛ можуть бути дерев'яними, металевими або залізобетонними.

Для виготовлення металевих опор застосовують звичайну вуглецеву сталь і низьколеговані сталі. Основним недоліком металевих опор є їхня схильність до корозії, особливо в зоні промислових підприємств, а також на берегах морів і солоних озер. Для захисту від корозії опори оцинковують або використовують антикорозійні лаки й фарби. Досить перспективним для виготовлення опор може стати застосування спеціальних корозійностійких сталей, які при високій міцності дозволяють суттєво знизити масу опори й не вимагають оцинкування.

Залізобетонні опори не зазнають корозії, прості в експлуатації. Недоліком залізобетонних опор є велика маса, що ускладнює їхнє транспортування й монтаж. Залізобетонні опори залежно від ущільнення бетону можуть бути вібровані й центрофуговані. Опори з віброваного бетону виконують двотаврового, квадратного або прямокутного перетинів. Центрофуговані залізобетонні опори виготовляють із високоміцного бетону, який ущільнюється за рахунок обертання в центрифусі. Перетин центрофугованих опор кільцеподібний, стійки опор можуть бути конічними або циліндричними. У якості арматури для залізобетонних опор застосовуються сталеві стрижні й дрід.

Залежно від цього залізобетонні опори діляться на опори з ненапруженою, частково напруженою й з повністю напруженою арматурою. В опорах з попередньою напруженою поздовжньою арматурою замість стрижнів використовується високоміцний сталевий дрід, а самі опори зводяться опори зі струнобетону. Такі опори мають підвищену міцність.

За типом опори ПЛ поділяють на два основних види: проміжні і анкерні.

Проміжні опори (рис. 1.3) складають 80-90% загальної кількості опор.

Анкерні опори (рис. 1.4) обмежують границі руйнування чи пошкодження при аварійних навантаженнях.

									Арк.
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EE2321-ЕС.КРМ.2025.ПЗ				26

Перші служать для підтримки проводів у нормальних режимах роботи ПЛ (при необірваних проводах і тросах), коли на них діє вертикальна маса всіх елементів лінії і ожеледі, а також тиск вітру, перпендикулярний до напрямку лінії. Проводи кріплять до проміжних опор за допомогою підтримувальних гірлянд ізоляторів. Анкерні опори повністю сприймають важкість дротів і тросів у суміжних з опорою прогонах. Вони встановлюються для жорсткого закріплення проводів в особливо відповідальних районах (на кінцях лінії, на кінцях її прямих ділянок, на пересіченнях водоймищ, залізниць, автомобільних трас і т. п.).



Рисунок 1.3 - П-подібна проміжна одноланцюгова опора



									Арк.
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EE2321-ЕС.КРМ.2025.ПЗ				27

Рисунок 1.4 – Одноланцюгова анкерна опора

Проводи до анкерної опори кріплять натяжними гірляндами ізоляторів. Проміжні опори мають носійку здатність у вертикальному напрямі і в аварійних режимах (при обриві проводів) можуть деформуватися. Анкерні опори розраховуються на сприйняття значних натягів дротів і тросів при обриві частини з них у сусідньому прольоті. При цьому вони не повинні деформуватися.

За призначенням розрізняють опори кутові, кінцеві, перехідні, транспозиційні і відгалуджувальні (три останніх види спеціальні).

Кутові опори встановлюють у точках повороту ПЛ. Кутом повороту лінії називається кут, який доповнює внутрішній кут β до 180° . Кутові опори можуть бути проміжними і анкерними. Проміжні кутові опори застосовують при кутах повороту лінії до 20° , анкерні кутові опори при кутах повороту лінії більш 20° .

Кутові опори (рис.1.5) встановлюють в точках лінії, де змінюється її напрямок.



Рисунок 1.5 – Анкерно-кутова одноланцюгова опора

Кінцеві опори виконують анкерними, їх встановлюють перед ПС або електростанціями, від яких відходять ПЛ, і розраховують на односторонню важкість дротів і тросів з боку лінії.

									Арк.
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EE2321-ЕС.КРМ.2025.ПЗ				28

Перехідні опори (рис. 1.6) служать для здійснення переходів через різні інженерні споруди і природні перешкоди (мости, річки, озера, гірські ущелини і т. п.), а також через інші ПЛ. Такі опори вищі, ніж інші типи опор, і виконуються як проміжними, так і анкерними. При переходах через ріки, канали, озера з регулярним судноплавством перехідні або суміжні з ними опори повинні бути анкерними кінцевими. Довжина прогону при таких опорах досягає 1...5 км, а висота опори (при перетинанні суднохідних рік) досягає 70...80 м.



Рисунок 1.6 – Перехідна опора

Транспозиційні опори (рис. 1.7) - це анкерні опори з додатковими гірляндами ізоляторів і конструктивними елементами, що дозволяють змінювати розташування проводів (виконувати їх транспозицію).

					02.15.EE2321-ЕС.КРМ.2025.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		29



Рисунок 1.7 – Транспозиційна опора

Транспозицію виконують для вирівнювання індуктивностей і ємностей та падіння напруг усіх трьох фаз ПЛ напругою 110 кВ і вище при довжинах ліній більше 100 км. На ПЛ звичайно виконують один цикл транспозиції, тобто кожна фаза рівномірно по довжині лінії займає послідовне положення всіх трьох фаз на опорі.

Вілгалужувальні опори призначені для приєднання і розведення проводів відгалуження і основної лінії.

Конструктивне виконання опор залежить, від кількості ланцюгів, що підвішуються, матеріалу з якого виготовлені опори, їх типу м призначення, напруги ПЛ.

Залежно від кількості підвішуваних ланцюгів ПЛ розрізняють одно- і дволанцюгові опори. На одноланцюгових опорах проводи розташовують у вершинах трикутника або в горизонтальній площині, на дволанцюгових - у вигляді прямої або зворотної «ялинки» або у вигляді "бочки". Пряма «ялинка» застосовується рідко через незручність монтажу, зворотна «ялинка» зручно вмонтовується, але вимагає двох захисних тросів; тому найбільш широкого вживання на ПЛ напругою 35 кВ і вище отримало розташування дротів у вигляді "бочки".

									Арк.
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EE2321-ЕС.КРМ.2025.ПЗ				30

Кількість розроблених типів і конструкцій металевих і залізобетонних опор досить велика.

При будівництві й реконструкції ПЛ дотепер традиційно застосовуються уніфіковані конструкції опор і фундаментів, розроблені в другій половині минулого сторіччя.

Металеві опори встановлюють на ПЛ 35 кВ і вище. Основними елементами металевої опори є: стовбур або стійка, відтягнення, траверси, тросостійки й фундамент.

Стовбур опори складається із чотирьох поясів, трати й діафрагм. Пояси є несучими елементами конструкції. Стрижні грат зв'язують між собою пояса. Діафрагми (горизонтальні зв'язки) надають більшу твердість і стійкість опорі.

Відтягнення забезпечують стійкість опор і шарнірність кріплення стійок до фундаментів. У якості відтягнень звичайно використовуються високоміцні сталеві троси. Застосування відтягнень дозволяє значно скоротити витрата металу.

Траверси металевих опор конструктивно виконують у вигляді консольних конструкцій трикутної форми І куточків або просторових ферм квадратного або прямокутного перетину. Траверси деяких опор роблять ті швелерів. Для кріплення гірлянд ізоляторів до траверси приварюють скоби або вушка. Конструкції тросостійок аналогічні конструкціям стовбурів опор і траверс. Троси кріплять до тросостійок аналогічно кріпленням гірлянд ізоляторів до траверс.

Фундаменти забезпечують стійкість опор при впливі зовнішніх навантажень. Вони можуть бути різних видів: металеві підножники, монолітні бетонні фундаменти, залізобетонні грибоподібні підножники, пальові залізобетонні фундаменти, гвинтові палі й залізобетонні анкерні плити для кріплення відтягнень опор.

Металеві підножники у вигляді просторової ферми зі сталевих куточків у цей час знаходять обмежене застосування через сильну схильність корозії й необхідності покриття антикорозійними лаками.

									Арк.	
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EE2321-ЕС.КРМ.2025.ПЗ					31

Монолітні бетонні фундаменти (найбільш важкі й трудомісткі при спорудженні ГІЛ) застосовують тільки при спорудженні опор, установлюваних у заплавах рік, а також спеціальних перехідних опор, підданих дії великих механічних навантажень. Особливим видом таких фундаментів є набивні фундаменти, які закладають у свердлених котлованах, що розширюються в нижній частині. Завдяки малому обсягу грабарств, набивні фундаменти є одними з найбільш економічних.

Широко застосовуються збірні залізобетонні фундаменти. їхнє спорудження дорожче, однак майже повністю виключає бетонні роботи на трасі лінії, що дозволяє прискорити будівництво й зменшити залежність будівельних робіт від погодних умов і місцевих ресурсів (піску, гравію й води для бетонних робіт).

Залізобетонні грибоподібні підножки найпоширеніший вид фундаментів опор. Різна несуча здатність підножок дозволяє використовувати їх при спорудженні як проміжних, так і анкерних кутових опор для ПЛ усіх напруг, тобто уніфікувати фундаменти.

Польові фундаменти для металевих опор застосовують при установці цих фундаментів у слабких ґрунтах (дрібних і милоподібних пісках, насичених водою глинах, суглинках і супісках). Різновидом польового фундаменту є гвинтові палі із гвинтовим напрямним наконечником (лопатою) на кінці з високоміцного чавуну й залізобетонного або металевого стовбура трубчастого перетину довжиною 4—6 м і більше.

Для закріплення відтягнень опор використовують спеціальні залізобетонні анкерні плити, розмір і глибина закладення яких залежать від характеру ґрунту й розрахункових зусиль у відтягненнях опори.

По способу складання металеві опори можуть бути зварними й болтовими. Зварні опори складаються з декількох секцій, розміри й кількість яких визначаються конструкцією опори й вимогами її транспортування до місця установки. Болтові опори повністю збирають на трасі з окремих стандартизованих елементів. Перевагою таких опор є зручність транспортування й спрощення технології захисту їх від корозії в заводських умовах.

									Арк.
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EE2321-ЕС.КРМ.2025.ПЗ				32

Металеві опори ПЛ 35-220 кВ виконують наступних конструкцій: проміжні одно- та дволанцюгові (баштового типу), проміжні одноланцюгові з відтягненнями (одностосєчні), проміжні з відтягненнями (портальні), анкернокутові одноланцюгові (Т-образні).

Залізобетонні опори застосовують на ПЛ до 500 кВ включно. Траверси й тросостійки з металу до стійок цих опор кріплять за допомогою наскрізних болтів.

Залізобетонні опори виконують наступних конструкцій: ПЛ 6 10 кВ - проміжні й кутові проміжні; ГПЛ 35-220 кВ - проміжні одноланцюгові, проміжні дволанцюгові. проміжні портальні одноланцюгові, анкерно-кутові одноланцюгові з відтягненнями, анкерно-кутові одноланцюгові тристосєчні.

Схеми основних уніфікованих, типових або характерних опор ПЛ напругою 0,38-1150 кВ та їх основні характеристики конструкції й умов застосування вказані в табл. 41.5 41.49 [3].

Розробка в другій половині минулого сторіччя конструкцій уніфікованих опор фундаментів переслідувала головну мету - організацію масового електромережевого будівництва. Основні технічні ідеї, закладені в цій уніфікації, на сьогоднішній день не повною мірою вписуються в діючі економічні вимоги, умови проведення ремонту ПЛ під напругою, а також не враховують змін у підходах до відчуження земель, формуванню вартості й інших аспектів сучасних економічних відносин [1].

У найближчій перспективі малоімовірний розворот масового будівництві високовольтних ліній електропередачі. Будуватися будуть лише окремі об'єкти. Тому немає ніяких об'єктивних підстав для розробки нової (української) уніфікації лінійних конструкцій. Змінюється й сам характер проектування й будівництва нових ПЛ. Ці фази інвестування будуть здійснюються з урахуванням вимог і можливостей інвестора. Якщо інвестор обмежений у строках будівництва, але більш вільний у коштах, то, спорудження ПЛ може здійснюватися, в основному, з використанням уніфікованих і типових конструкцій у рамках діючої нормативно-технічної оази. У цьому випадку

									Арк.
									33
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EE2321-ЕС.KPM.2025.ПЗ				

проектування буде полягати в прив'язці конструкцій опор і фундаментів існуючої уніфікації до умов спорудження ПЛ.

Якщо вимоги інвестора будуть спрямовані на створення сучасного лінійного спорудження, повністю відповідного до умов проходження ПЛ, то слід, вести індивідуальну розробку й виготовлення конструкцій. Однак, при цьому, строки проектування й виготовлення конструкцій можуть збільшитися, очевидно, варіант використання як уніфікованих конструкцій, так і конструкцій, спеціально розроблених для кожної ПЛ. Остаточну відповідь може дати тільки техніко-економічне порівняння різних варіантів конструктивного виконання.

Практика спорудження ПЛ у промислово розвинених країнах говорить, про те, що опори для кожної нової ПЛ, як правило, розробляються індивідуально й випробовуються на конкретні умови. При такому підході забезпечується найменша витрата матеріалів і інших ресурсів на спорудження лінії, а також гарантується відповідність спорудження локальним природним умовам, його екологічна безпека. Тимчасові економічні втрати, ви-кликани збільшенням обсягів проектування в цьому випадку, як правило, з лишком окупаються ефектом задовільної експлуатації в наступні 40 50 років фізичного життя лінії.

На перспективу основними матеріалами для виготовлення конструкцій опор залишаться сталь і залізобетон. Для ліній напругою 110 кВ і вище в якості анкерно-кутових буде доцільне застосування тільки сталевих металевих опор. Вони досить тверді, закріплення їх у ґрунті не представляє особливих утруднень, легко забезпечується їхня міцність при будь-яких навантаженнях, що досягається зміною їх конструктивних розмірів і пере-тину прокатних профілів. У якості проміжних можуть використовуватися як металеві, так і залізобетонні опори. Будучи більш деформативними (гнучкими), залізобетонні опори при майже однаковому терміні служби з металевими приблизно в 3-4 рази дешевше останніх, що визначає їхнє переважне застосування на ПЛ 0,4-330 кВ.

Проміжні залізобетонні опори планується проектувати з використанням залізобетонних центрофугованих стійок довжиною 22,6 м і 26 м (лінії 110 кВ і вище), 16,4 м (лінії 35 кВ і нижче), 10-12 м (лінії 0,4-10 кВ).

									Арк.
									34
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EE2321-ЕС.КРМ.2025.ПЗ				

Застосування надалі опор з відтягненнями не представляється доцільним через велику площу займаної землі, частих випадків ушкодження відведень землеоброблюючої технікою й викрадачами металу, необхідності регулювання натягу відтягнень у процесі обслуговування.

У ненаселеній місцевості конструкція металевих опор буде мало відрізнятися від застосовуваних у цей час (відмінність може бути в частині габаритів, розмірів траверс і застосовуваних сталей і прокату). Однак в окремих місцях установка широкобазисних опор викликає утруднення. Це в першу чергу міські й гірські умови. У міських умовах найчастіше відсутні ділянки землі, достатні для установки широкобазисних опор, велика кількість підземних комунікацій утрудняє виробництво грабарств по установці фундаментів. Забудова висотними будинками із глибоким закладенням фундаментів також ускладнює виконання підземної частини ПЛ. У гірських, умовах утруднена установка опор в окремих стиснутих місцях і необхідна розробка великого обсягу порід, яка вкрай небажана за умовами розвитку зсувної системи в горах. При застосуванні існуючих широкобазисних опор не представляється можливим зміна висоти опор без зміни розмірів бази при проходженні ПЛ по трасі із сильно пересіченим рельєфом.

Для гірських і міських умов проходження траси ПЛ планується використовувати конструкції спеціальних вузькобазисних опор (відношення бази опори по висоті 1/15 і менш). Застосування таких опор дозволить значно зменшити площу землі, займану опорою, різко скоротити номенклатуру елементів, з яких збирається опора (за рахунок ідентичності секцій з паралельними поясами). При цьому знижується втрата сталі й залізобетону в фундаментах обсяг грабарств при розробці котлованів, скорочуються працезатрати й вартість у порівнянні з уніфікованими опорами.

Вузькобазисні опори з паралельними поясами дають можливість ступінчато змінювати висоту опори. Міняючи типорозміри секцій і їх комбінацію можна одержати цілу гаму різних по висоті опор. Можливість зміни шпоні опор дозволяє повною мірою використовувати рельєф місцевості при розміщенні опор

									Арк.
									35
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EE2321-ЕС.КРМ.2025.ПЗ				

і при цьому одержати певний економічний ефект. Установка таких опор, на відміну від опор діючої уніфікації, може виконуватися на одиночний фундамент, установлюваний у вузький котлован. При цьому, конструкція фундаментів під вузькобазі опори може бути різна.

При спорудженні декількох ліній електропередачі в стиснутих умовах міської забудови, на виходах із ПС і електростанцій виникають значні труднощі в їхнім проходженні, в узгодженні трас і відчуженні землі. Застосування звичайних одноланцюгових і дволанцюгових опор приводить до не-виправдано більших площ земель, що вилучаються, а в ряді випадків, до необхідності зносу існуючих будинків і споруджень. Усе це визначає необхідність застосування багатоланцюгових опор. Уже створені чотириланцюгові металеві анкерно-кутові й проміжні опори для ВЛ 110-150 кВ). Крім перерахованих причин багатоланцюгові опори знайдуть також застосування при проходженні ліній по коштовних землях, лісових масивах і зрошуваним землям. Представляється перспективною розробка багатоланцюгових опор рівних напруг, утому числі й комбінованих (як по напругах, так і по застосовуваних матеріалах опор).

					02.15.EE2321-ЕС.КРМ.2025.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		36

2 ІСНУЮЧІ СИСТЕМИ ТО І Р ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ

На сьогоднішній день у всьому світі досить розвинена тенденція до проведення технічного обслуговування і ремонту повітряних ліній під напругою. Це стосується як високих, так і надвисоких напруг. Цьому питанню присвячений ряд міжнародних конференцій як світового рівня – ESMO (Engineering in Safety, Maintenance and Operation), так і європейських – ICOLIM (International Conference on Live Maintenance).

На таких конференціях розглядається широке коло питань, серед яких:

- розвиток методів організації робіт ПРН у різних країнах, в окремих енергосистемах і підприємствах;
- забезпечення комфорту і безпеки робіт ПРН;
- застосовувані методи і засоби проведення робіт ПРН;
- ефективність методів ПРН порівняно з традиційними методами виконання робіт;
- розроблення сучасних методів і засобів для проведення робіт ПРН;
- вивчення впливу і розроблення засобів захисту персоналу від впливу електромагнітних полів під час проведення робіт ПРН;
- закони, інструкції та правила, що регламентують проведення робіт ПРН.

Нижче представлений аналіз проведення технічного обслуговування і ремонту повітряних ліній під напругою у різних країнах.

Обслуговування електроустановок без виведення їх з роботи (під робочою напругою) в США почалися з моменту використання ізоляційних штанг для відключення знеструмлених роз'єднувачів. Вважається, що проведення простих операцій за допомогою ізолюючих штанг у США орієнтовно почалося у 1906 р. Проведення цих операцій показало, що використання довгої сухої штанги забезпечує задовільну безпеку робіт. Попередники сучасних інструментів для робіт ПРН з'явилися в США в 1913 році.

Лише з початку 60-х років у США почали застосовувати так званий метод «голих рук», тобто робота за схемою «провід – людина – ізоляція – земля».

									Арк.
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EE2321-ЕС.КРМ.2025.ПЗ				37

Методи робіт з ізоляцією людини від заземлених частин з перших років їх освоєння в енергокомпаніях США стали витіснити технологію з використанням ізолювальних штанг. Низка експериментальних досліджень у 1967 р. показала, що роботи з безпосереднім торканням до проводу можуть виконуватися на лініях 765 кВ. Але при цьому необхідно використовувати екрануючий костюм, який захищає електриків від дії електричного поля. Одночасно удосконалювалися методи «доставки» електрика до місця ремонту. Для наближення монтера до струмопровідних частин на лініях вищих класів напруги застосовувалися гідропідійомники з ізолювальною ланкою; сходи, що качаються; ізолювальні канати з підвішеним до них кріслом-коліскою через блоки, які закріплюються на траверсі опори або блискавкозахисному тросі.

Застосування підійомників з ізолювальними вставками в стрілу підйому й ізоляційними кошиками, а також гнучких ізолювальних накладок на проводи, ізолятори і конструктивні елементи ліній електропередачі напругою до 36 кВ (а надалі – і ПЛ більш високих класів напруги) дозволило значно спростити й здешевити роботи під напругою в мережах середньої напруги, застосувавши так званий метод «гумових рукавиць» (рис. 2.1).



Рисунок 2.1 — Обслуговування повітряної лінії за методом «гумових рукавиць»

									Арк.
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EE2321-ЕС.КРМ.2025.ПЗ				38

На сьогоднішній день ремонти без виведення ліній з роботи виконуються на ПЛ усіх класів напруги. В основному на лініях високої напруги (30 кВ і вище) під напругою виконується заміна ізоляторів, арматури, гасників вібрації, ремонт троса, усунення дефектів проводів та ін. На лініях середньої (від 1 до 50 кВ) і низької (нижче 1 кВ) напруги виконуються заміна ізоляторів, кріплень проводів, роз'єднувачів, монтаж відгалужень та ін.

Проблема впровадження робіт під робочою напругою у Канаді виникла наприкінці 20-х років минулого століття у зв'язку з необхідністю заміни ізоляторів на ПЛ 110 кВ. Значне поширення в середині 30-х років одержали методи і пристосування, що застосовувалися в США, тобто роботи з використанням ізолювальних штанг та спеціального інструменту.

У Франції впровадження робіт ПРН почалося з вересня 1960 року, коли в компанії Électricité de France (EDF) було утворено технічний комітет з вивчення методик проведення робіт ПРН. У 1962 році при технічному комітеті було створено відділ із вивчення, випробування і впровадження робіт ПРН. Було створено перші експериментальні бригади для робіт на потенціалі ПЛ середньої і високої напруги. З 1965 р. перша бригада працювала на ПЛ високої напруги із застосуванням ізолювальних штанг. На ПЛ високої напруги (до 380 кВ включно) виконувалась заміна гірлянд ізоляторів, арматури, гасників вібрації й т. ін.), причому до 80 % обсягу робіт виконувалось під напругою із застосуванням ізолювальних штанг і методом роботи на потенціалі. У мережах середньої напруги без відключення виконувалось до 70 % робіт на ПЛ: приєднання нових ліній, заміна ізоляторів і арматури, заміна розташованих на опорах секціонувальних пунктів. Основний метод робіт в електроустановках до 1 кВ – з використанням діелектричних рукавичок і ізолювальних екранів.

Значне поширення під час обслуговування і спорудження ПЛ у Франції отримали гвинтокрили. За допомогою гвинтокрилів виконувалися такі види робіт: огляд ПЛ; транспортування людей і вантажів; розкочування проводів, у тому числі і під механічним тяжінням; обмивка ізоляції; ремонтні роботи як на відключених ПЛ, так і під напругою.

									Арк.
									39
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EE2321-ЕС.КРМ.2025.ПЗ				

За заявою французьких фахівців, до 80 % робіт із використанням гвинтокрилів може виконуватись без зняття напруги з ПЛ. При цьому час робіт знижується у 5 – 12 разів порівняно з часом виконання робіт традиційними методами. Під час виконання робіт ПРН гвинтокрили використовувалися як для доставки електромонтерів на місце безпосередньої роботи, так і для підтримки у висячому положенні робочої площадки під час виконання робіт (при цьому застосовувалися важкі двомоторні гвинтокрили).

У колишньому Радянському Союзі виконання робіт на лініях електропередачі під напругою із застосуванням ізолювальних штанг (переважно для контролю ізоляторів і з'єднувачів, а також під час оперативних переключень) почалося в 30-ті роки минулого століття. Проте наприкінці 50-х років обсяг робіт під напругою в енергосистемах став скорочуватися. Причин було декілька:

- розвиток електричних мереж 35 – 220 кВ і спорудження резервних ліній;
- застосування в ізолювальних конструкціях електротехнічного деревинно-шаруватого пластику, що не забезпечив стабільності ізоляційних властивостей (пластик згодом розшаровувався);
- зниження додаткової оплати праці персоналу за виконання робіт під напругою.

Головною ж причиною було припинення випуску надійних пристосувань і пристроїв для робіт під напругою. У 1985 р. було здійснено спробні роботи під напругою на дослідній ділянці ПЛ 1150 кВ.

У містах Вінниця і Рівне було створено центри з робіт під напругою, де розроблено технології і випускалися пристосування для ремонту ПЛ під напругою 0,38 кВ, а також 110 кВ та вище.

У 1985 – 1987 р. у м. Вінниця пройшли навчання бригади всіх енергосистем України і 40 енергосистем інших регіонів країни роботам під напругою на ПЛ 110 – 750 кВ. З 1984 р. велась підготовка електромонтерів для ремонтів під напругою ПЛ 0,38 кВ; навчено 500 бригад енергосистем України. З 1982 р. (в основному у 1985 – 1987 рр.) замінено 87 тисяч дефектних ізоляторів на ПЛ 330 – 750 кВ та майже 30 тисяч дистанційних розпірок на ПЛ 330 – 750 кВ. На ПЛ

									Арк.
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EE2321-ЕС.КРМ.2025.ПЗ				40

0,38 кВ в енергосистемах України замінено 6 тисяч ізоляторів, змонтовано 7,7 тисячі вводів у будівлі.

На сьогоднішній день найбільш розповсюдженими методами ТО ліній є періодичні та позачергові огляди.

Періодичні огляди ПЛ (6 – 750) кВ проводиться електромонтерами не рідше одного разу в 6 місяців. Проте ПЛ, які проходять у населених пунктах, промислових районах, місцях сильного забруднення, рекомендується оглядати більш частіше один раз на 3 місяці. Під час огляду обхідник пересувається по краю траси, уважно оглядаючи всі елементи ліній і одночасно трасу. Лінія, що оглядається, у всіх випадках вважається такою, що перебуває під напругою.

Найпоширеніші дефекти:

- проводів і тросів (розтягування, провисання, розрив);
- ізоляторів і арматури (механічні пошкодження ізоляторів, тріщини в шапках, перекриття гірлянд, забруднення ізоляторів, сильні відхилення підтримуючих гірлянд ізоляторів);
- трубчастих розрядників (незадовільне кріплення розрядників, забруднення, пошкодження лакової плівки, відсутність показчиків спрацювання);
- опор і фундаментів (тріщини, осідання і висмикування фундаментів, ослаблення і пошкодження натяжок опор, деформація частин металевих опор, наявність загнивання, обгорання і розщеплювання деталей дерев'яних опор, нахили опор);
- трас і просік (наявність в охоронній зоні матеріалів, небезпечних в пожежному відношенні, наявність на краю просік дерев, які можуть загрожувати падінням на проводи, відсутність сигнальних знаків біля автомобільних доріг тощо).

Про всі виявлені під час обходу несправності електромонтер-обхідник робить докладний запис в листку огляду. З цими записами знайомиться майстер ділянки і призначає терміни усунення пошкоджень.

Періодичні огляди ПЛ або їх окремих ділянок проводяться також інженерно-технічним персоналом.

									Арк.
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EE2321-ЕС.КРМ.2025.ПЗ				41

Позачергові огляди організуються з розпорядження чергового диспетчера, виконуються після автоматичних відключень ПЛ. Позачергові огляди ПЛ проводяться за несприятливих метеорологічних умов (ожеледиці, тумані), лісових і степових пожежах, під час льодоходу і розливу річок.

Усі роботи з технічного обслуговування (підтяжка болтових з'єднань, чищення й обмив ізоляції, заміна окремих дефектних ізоляторів, контроль стану проводів і розпірок та інші дрібні дефекти) проводяться залежно від реального поточного технічного стану конструкцій, контрольованого в процесі експлуатації на базі виміру відповідних параметрів. Нагляд за станом ПЛ може виконуватись за допомогою тепловізійного контролю, виміру розподілу напруги на ізоляторах, виміру частотних характеристик електричних полів тощо.

Правильно організоване обслуговування ПЛ дозволяє:

- контролювати реальний поточний технічний стан конструкцій;
- технічно обґрунтовано визначати терміни і зміст ремонтних і налагоджувальних робіт, контролювати якість їхнього виконання;
- зменшити фінансові і трудові витрати на експлуатацію устаткування за рахунок продовження міжремонтного періоду і збільшення терміну служби устаткування;
- скоротити потреби в запасних частинах, матеріалах і допоміжному устаткуванні;
- позбутися від "раптових" поломок елементів конструкції ПЛ. Технічне обслуговування передбачає ведення журналів дефектів та іншої документації, на базі якої формуються обсяги капітального ремонту ПЛ.

Метою проведення капітальних ремонтів ПЛ є відновлення або підтримка первісних експлуатаційних характеристик лінії, її конструкцій та окремих елементів. До обсягу ремонтних робіт належить усунення всіх виявлених під час технічного обслуговування недоліків, які не були усунуті у поточному порядку.

Розподільні електричні мережі напругою 6-35 кВ характеризуються великою протяжністю, значною кількістю відгалужень і наявністю ділянок зі складним доступом до траси ПЛ. Ефективним способом зменшення часу пошуку

									Арк.
									42
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EE2321-ЕС.КРМ.2025.ПЗ				

пошкодженої ділянки ПЛ є використання індикаторів визначення місць пошкодження – пристроїв, що здійснюють моніторинг електромагнітного поля навколо ПЛ і фіксують факт пошкодження на лінії [10]. Індикатори пошкодження ПЛ дозволяють вирішити два основних завдання пошуку пошкодженої ділянки ПЛ: визначення відгалуження ПЛ, на якому виникла аварія; визначення наявності аварії на ділянках зі складним доступом для огляду (ліс, болото, яр, тощо). Використання індикаторів із засобами зв'язку і передачі інформації знижує час пошуку аварії до мінімуму. Після появи пошкодження всі індикатори, встановлені на пошкоджених ділянках між центром живлення і місцем пошкодження, відправляють відповідні сигнали в диспетчерський центр, що дозволяє негайно ідентифікувати аварійну ділянку і здійснити оперативні дії. Одним із найпростіших варіантів фіксуючих приборів є пристрій, що вимірює струм короткого замикання. При цьому для визначення відстані до місця к.з. можна вирішити задачу, зворотну тій, яку розглядають при розрахунку струму к.з. А саме – за відомими величинами струму к.з. і напруги визначити опір до точки к.з. Знаючи цей опір, нескладно за відомими параметрами мережі знайти відстань до точки к.з. [10].

Проте такі прилади мають ряд недоліків: для визначення відстані до пошкодження необхідно проводити додаткові розрахунки; на точність заміру впливають перехідний опір в місці пошкодження (опір дуги), рівень напруги мережі і значення струму навантаження. Більш ефективним є використання індикаторів, що базуються на вимірюванні магнітного поля, індукованого струмом в проводі ПЛ. Принцип роботи таких індикаторів полягає в тому, що сигнал з приймальної обмотки індикатора подається на датчик зміни струму в часі, де виконується розпізнання причини різкого зросту сили струму: підключення нового навантаження чи поява струму к.з. [10]. Отже, індикатор реагує на миттєве збільшення струму. Визначення пошкодженого відгалуження. Використання приладів, що визначають відстань до місця пошкодження є не дуже ефективним в мережі зі значною кількістю відгалужень. Ця проблема вирішується встановленням індикаторів пошкоджень на початку відгалуження. Об'єднавши

						Арк.
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EE2321-ЕС.КРМ.2025.ПЗ	43

інформацію щодо відстані до місця пошкодження з інформацією від індикатора пошкоджень, можна визначити точне місце пошкодження. Встановлені по краях ділянок індикатори дозволяють визначити диспетчеру факт пошкодження ПЛ на даній ділянці (рис. 2.2) [11].

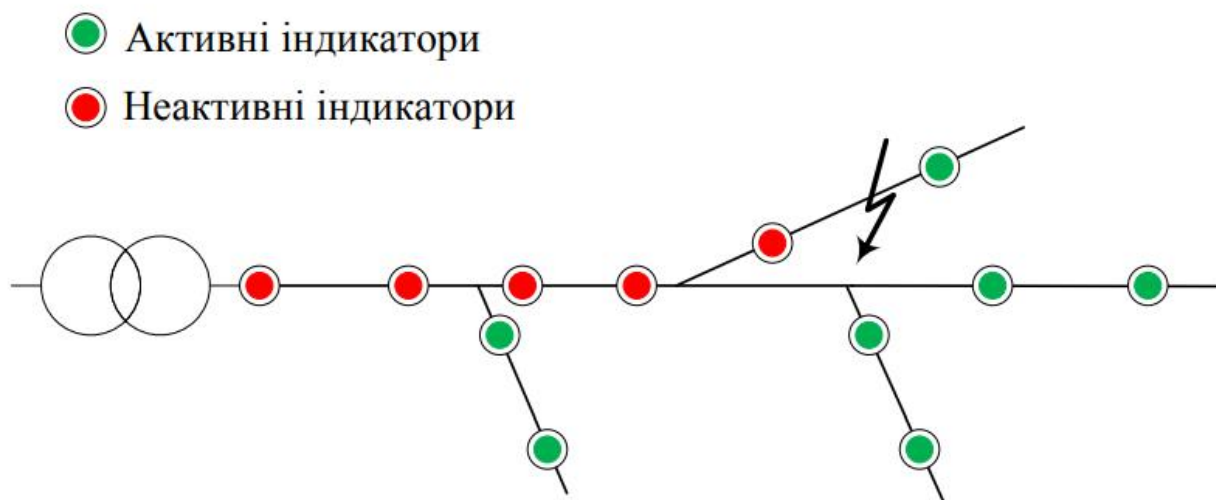


Рисунок 2.2 – Встановлення індикаторів пошкодження на ПЛ з відгалуженнями

Виділяють два основні типи індикаторів пошкодження ПЛ: індикатори, що встановлюються на проводі ПЛ; індикатори, що встановлюються на опорі ПЛ. Індикатори, встановлені на проводі ПЛ (рис. 2.3) [11] є однофазними пристроями.

Використання таких індикаторів на фазних проводах дозволяє визначити вид пошкодження: одно-, дво-, чи трифазне КЗ. Такі пристрої є автономними і не потребують зовнішніх джерел живлення. Вони монтуються безпосередньо на проводі ПЛ [10].

Індикатори, встановлені на опорі (рис. 2.4) [11, 12] дозволяють розрізнити міжфазні КЗ та однофазні пошкодження, враховуючи замикання на землю, незалежно від типу нейтралі.



Рисунок 2.3 – Встановлення індикаторів пошкоджень на проводі ПЛ



Рисунок 2.4 – Встановлення індикаторів пошкоджень на опорі ПЛ

Також перевагою даного типу індикаторів є можливість визначення місця пошкодження відносно місця встановлення індикатора. Принцип визначення

					02.15.EE2321-ЕС.КРМ.2025.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		45

напрямку пошкодження полягає в порівнянні векторних значень вимірної напруги та перехідного струму. Коли вектор перехідного струму знаходиться у фазі з вектором напруги, індикатор показує стан «пошкодження перед індикатором», і якщо вектори знаходяться в профазі, то індикатор показує стан «пошкодження за індикатором» [10].

Впровадження в розподільні електричних мережах 6-35 кВ сучасних індикаторів пошкоджень та модернізація диспетчерських пунктів із запровадженням централізованих систем моніторингу надасть можливість оперативно визначати місця пошкоджень ПЛ в важкодоступних місцях.

					02.15.EE2321-ЕС.КРМ.2025.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		46

3 УДОСКОНАЛЕННЯ СИСТЕМИ ТО І Р ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ

Один із найбільш розповсюджених видів пошкодження повітряних ліній – обрив проводів. У зв'язку з зазначеним вище актуальним стає питання виявлення та визначення місця обриву проводу ЛЕП. Потрібно розробити пристрій для визначення конкретного місця пошкодження, що побудований на базі локаційного методу. Складнощі із застосуванням запропонованої методики полягають у розшифруванні рефлектограм ліній з деревоподібною топологією. Розшифрувати рефлектограми ліній з простою конфігурацією не складно, а аналогічні дії з лініями, що мають велику кількість відгалужень та неоднорідностей, що знаходяться на незначній відстані одна від одної, зумовлюють значні труднощі.

Для зонування ЛЕП зі складною топологією можна використовувати рефлектометри, які серійно випускаються. Оптимальним за співвідношенням ціна-якість є рефлектометр РЕЙС-105Р (рис.3.1) [13].



Рисунок. 3.1 – Комплект приладу РЕЙС-105Р

									Арк.	
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EE2321-ЕС.КРМ.2025.ПЗ					47

Представлений рефлектометр призначений для дослідження лінійних структур, тому потрібно розробити метод, який дозволяв би його використовувати при аналізі ЛЕП з деревоподібною топологією. Для цього необхідно перевірити діагностичні ознаки неоднорідності ЛЕП при імпульсному локаційному зондуванні; розробити метод розпізнавання рефлектограм.

Локаційне зондування реалізовується шляхом під'єднання рефлектометра до вимкненої від напруги лінії, або через спеціальний високочастотний фільтр, який знаходиться під високою напругою, а також через конденсатор ВЧ зв'язку, що знаходиться під напругою.

Зв'язок з ПК є найважливішою вимогою до сучасних імпульсних рефлектометрів. У сучасних імпульсних рефлектометрах реалізовані наступні рівні зв'язку з комп'ютером (рис. 3.2)

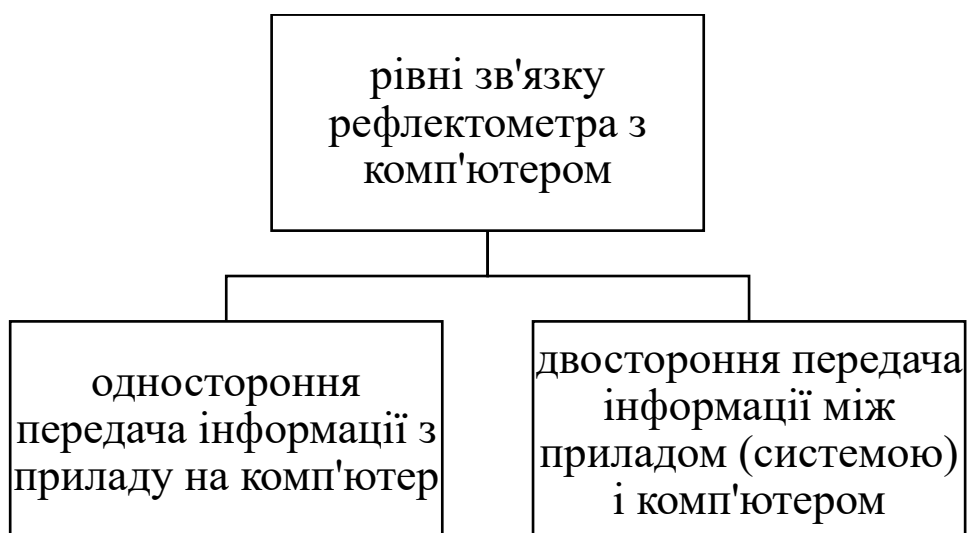


Рисунок 3.2 – Рівні зв'язку рефлектометра з комп'ютером

Двостороння передача реалізована в усіх цифрових приладах і системах : P5-17, K6P-5, РЕЙС-105Р. При двосторонній передачі інформація може бути передана не лише з приладу в комп'ютер, але і з комп'ютера в прилад. Це дає можливість порівняти зняту рефлектограму лінії і рефлектограму з бази даних комп'ютера.

У цифрових рефлектометрах наявна вбудована пам'ять, що дає можливість запису рефлектограми і передачі даних на комп'ютер в будь-який момент.

									Арк.
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EE2321-ЕС.KPM.2025.ПЗ				48

Процеси запису у вбудовану пам'ять і перезапису в комп'ютер можуть бути рознесені в часі, тому при роботі на лінії наявність комп'ютера не обов'язкова. Провести передачу на комп'ютер можна пізніше, наприклад, в умовах лабораторії.

Рефлектометр РЕЙС-105Р працює з комп'ютером через послідовний інтерфейс RS - 232 і забезпечує двосторонню передачу інформації. Рефлектометр повністю цифровий [13]..

При виготовленні РЕЙС-105Р використовується сучасна SMD- технологія. Мінімальна довжина вимірюваної лінії становить 40 см, максимальна довжина 25 км. Прилад має малі габарити, вага приладу 700 грам. Похибка при вимірюванні не перевищує 0,2%. В вбудованій пам'яті для рефлектограм вистачає на 200 ліній.

Вбудована таблиця коефіцієнтів укорочення на 64 лінії. Усі рефлектограми і коефіцієнти укорочення зберігаються в пам'яті при вимкненому живленні або повному розрядженні акумуляторів протягом 10 років. Прилад має вбудований зв'язок з комп'ютером. Програма обміну приладу з комп'ютером входить в комплект постачання. Прилад має вбудовані пальчикові акумулятори. Прилад може працювати як від мережі 220В, так і від вбудованих акумуляторів.

Прилад РЕЙС-105Р замінює вітчизняні рефлектометри Р5-1А, Р5-5, Р5-8, Р5-9, Р5-10, Р5-13, Р5-17 і К6Р-5 (у режимі рефлектометра), а також рефлектометри KABELLUX 3Т і 4Т, системи САF - alpha і САF – eta (у режимі рефлектометра) фірми Seba Dynatronic (Німеччина), прилади digiflex T12/3, easyflex plus і miniflex фірми Hagenuk (Німеччина), прилади LEXXI-T810 фірми Vicotest (Англія), прилади TDR - 1503 фірми Tektronix (США), рефлектометри фірми Riser Bond(США).

Маючи такі переваги, рефлектометр РЕЙС-105Р може бути ефективно використаний для зондування мереж зі складною топологією. Проведені дослідження показали, що РЕЙС-105Р дозволяє отримати рефлектограми, на яких чітко відображено усі неоднорідності мережі. Робота з пристроєм

									Арк.	
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EE2321-ЕС.КРМ.2025.ПЗ					49

здійснюється в діалоговому режимі, з використанням трьох багатофункціональних кнопок.

Режими роботи та параметри встановлюються за допомогою меню. Відомо, що амплітуда імпульсів, відбитих від місць неоднорідності хвильового опору, не перевищує 10-20% від амплітуди імпульсу відбитого від місця обриву провoda, чи металічного к.з. Величину амплітуди відбитого імпульсу можна визначити, як [13]:

$$U_{B.C.} = E_{П.С.} \cdot k_{cx} \cdot k_n \cdot k_z, \quad (3.1)$$

де $U_{B.C.}$ – значення амплітуди відбитого сигналу,

$E_{П.С.}$ – значення амплітуди посланого сигналу,

k_{cx} – коефіцієнт схеми,

k_n – коефіцієнт неоднорідності,

k_z – коефіцієнт затухання.

Після вибору необхідних налаштувань здійснюється зондування лінії.

Найбільш ефективними програмами для обробки рефлектограм є програми РЕЙД-6 та Локатор-1. Програма РЕЙД-6 дозволяє усунути перешкоди, що можуть виникнути при зондуванні, але не може визначити місця пошкодження та відстані до нього, лише сигналізує про наявність відмінностей між рефлектограмами. Висновок про наявність пошкодження лінії робить оператор, користуючись власними знаннями та набутим досвідом.

Зображення вікна монітора при роботі з програмою РЕЙД-6 на рис 3.3. Програма Локатор-1 дозволяє визначити відстань при зондуванні мережі з невеликою кількістю відгалужень (2-3). При зондуванні мережі напругою 6-35 кВ виникає значна кількість імпульсів, відбитих від неоднорідностей, що значно ускладнює розшифрування рефлектограм.

									Арк.
									50
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EE2321-ЕС.KPM.2025.ПЗ				

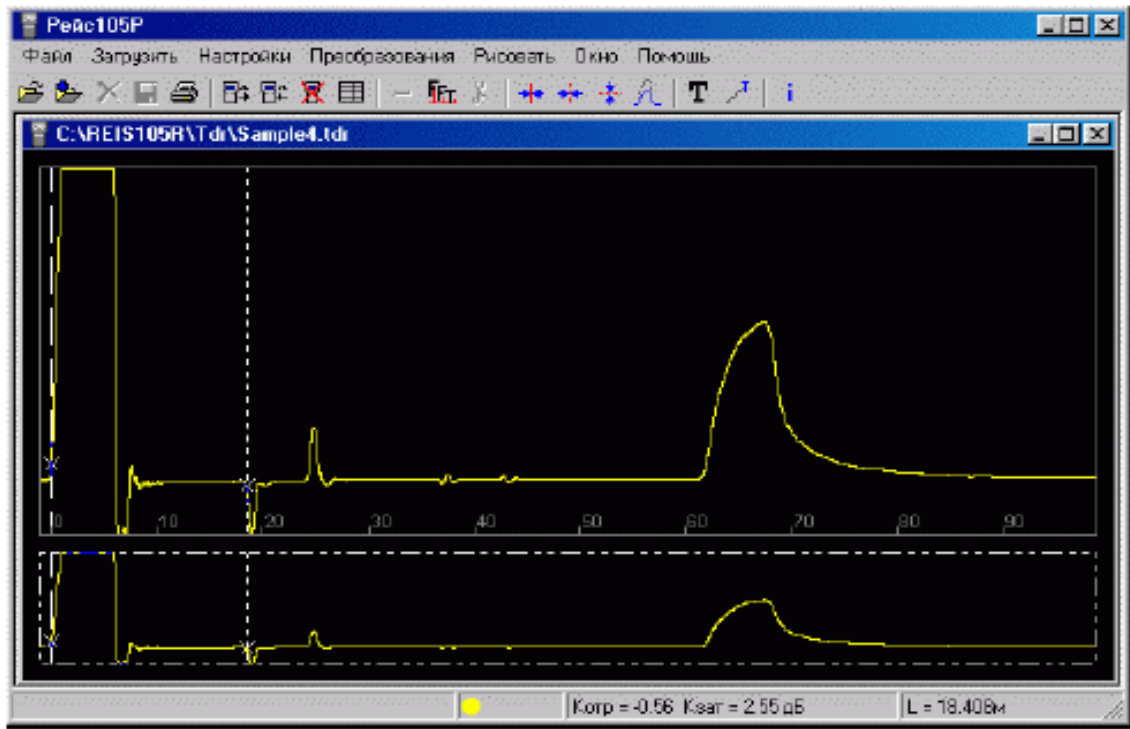


Рисунок 3.3 – Зображення вікна монітора при роботі з програмою РЕЙД-6

Для зменшення похибки при визначенні місця обриву в розгалужених електричних мережах, які мають високий ступінь неоднорідності, пропонується алгоритм, в якому застосовано перетворення Фур'є (рис. 3.4, 3.5). Це дозволяє з високою точністю визначити місце обриву. Структурна схема запропонованої програми представлена на рисунку 3.6.

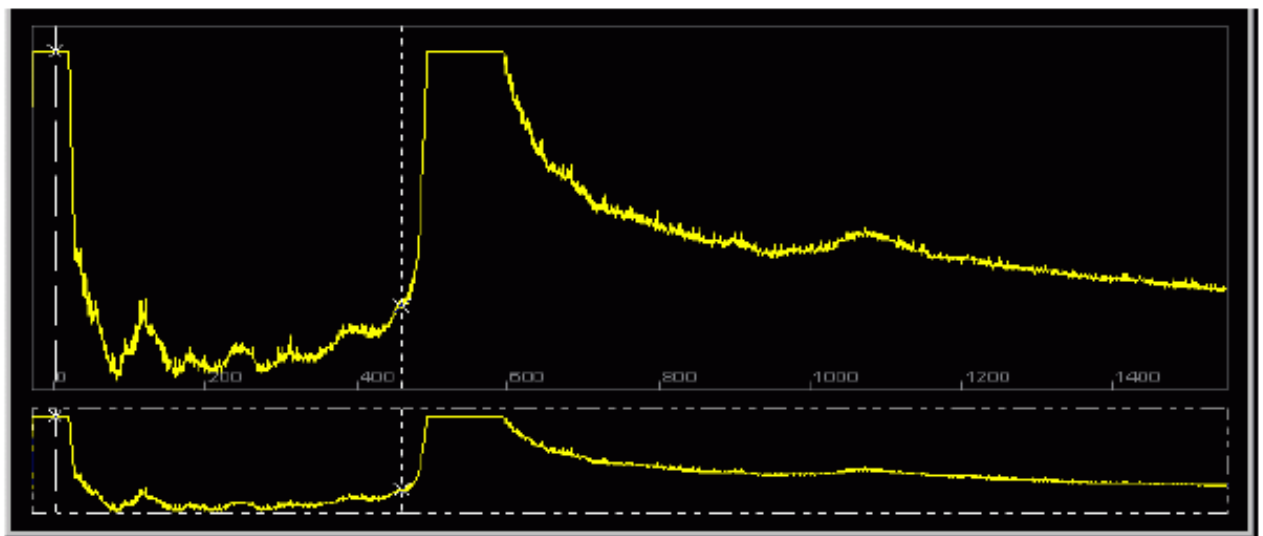


Рисунок 3.4 – Зображення рефлектограми до застосування перетворення Фур'є

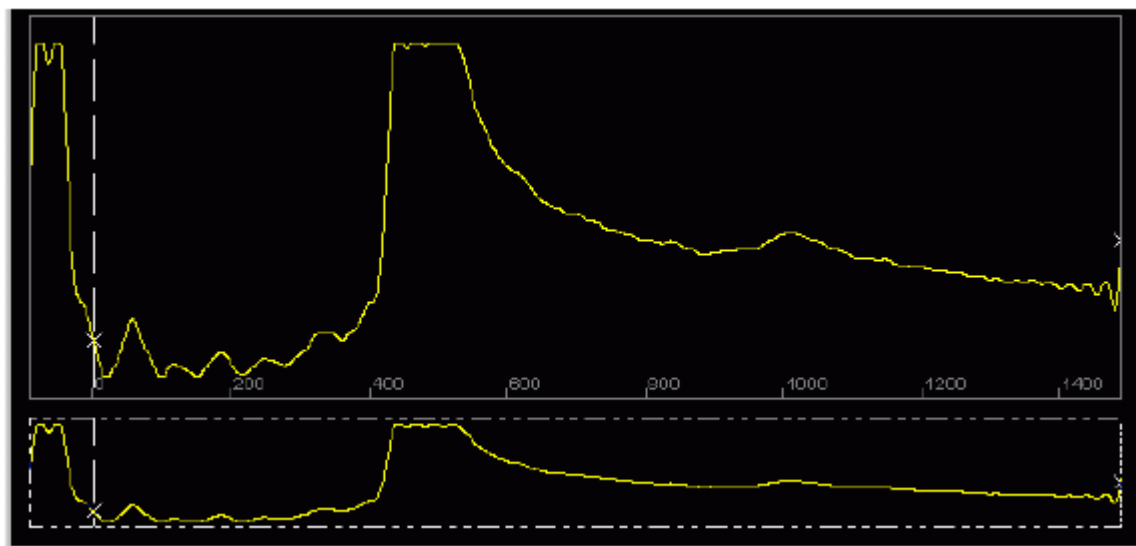


Рисунок 3.5 – Зображення рефлектограм після застосування перетворення Фур'є

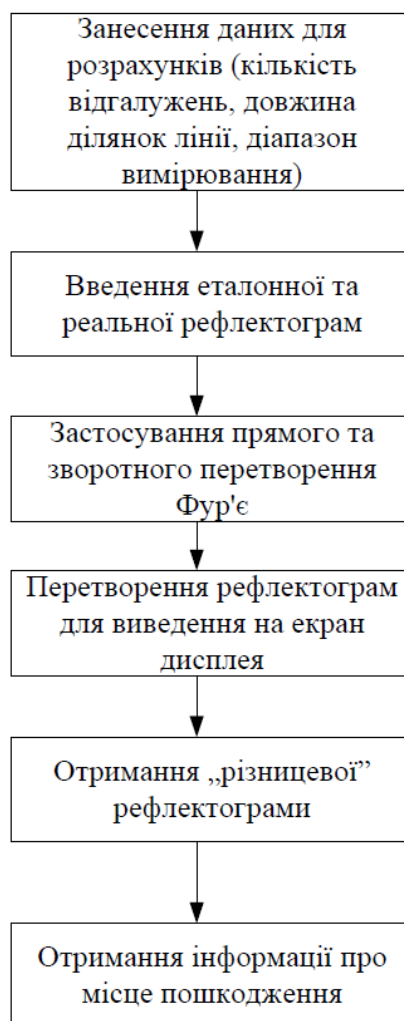


Рисунок. 3.6 – Структурна схема програми комп'ютерної обробки

Комп'ютерна програма обробки повинна здійснювати:

- виведення на екран однієї рефлектограми;
- виведення на екран двох рефлектограм одночасно з відображенням «різницевої» рефлектограми;
- виведення на екран схеми лінії;
- визначення відстані між двома будь-якими вузлами рефлектограми;
- детальний розгляд складних ділянок;
- виділення контрольних точок рефлектограми з визначенням відстані до них;
- усунення перешкод, шляхом застосування рядів Фур'є.

Перед вибором рефлектограм необхідно задати діапазон вимірювань. Для визначення змін, що відбуваються в лінії перед початком аналізу, необхідно мати штатну рефлектограму.

Аналіз рефлектограм починається з введення діапазону вимірювання відстані, при якому відбувалося зондування лінії. Як правило, схема лінії відома і її необхідно «побудувати» на екрані дисплея з дотриманням всіх розмірів ділянок лінії. Побудову роблять або за допомогою покажчика миші, переміщуючи необхідний вузол, або вибравши пункт «спливаючого» меню - Schema Tab, задаючи координати вузлів.

Після вибору необхідного пункту меню, в даному випадку порівняння двох рефлектограм – на екрані різними кольорами відображаються дві порівнювані рефлектограми: жовта – L1, червона – L2. Під ними розташовується «різницева» рефлектограма – зелена Compare.

Визначення відстані виконується за допомогою покажчика миші. Над рефлектограмою відображаються відстані від вузлів відліку до місця розташування покажчика миші *D*. Положення вузлів відліку *L1* можна змінювати, двічі клацнувши мишею в необхідному місці рефлектограми. Значення *L2* відповідає відстані \cdot від початку рефлектограми до місця розташування покажчика миші.

Для точного визначення відстані за допомогою «ефекту лупи» необхідне точне «наведення» покажчика на потрібну точку. За виглядом ділянки різницевої

									Арк.
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EE2321-ЕС.KPM.2025.ПЗ				53

рефлектограми в зображенні з великою роздільною здатністю можна точно визначити місце, де відбулася зміна в схемі лінії. При необхідності, для підвищення точності при порівнянні рефлектограм, можна використати перетворення Фур'є.

Отже, розроблена методика використання приладу РЕЙС зондування. Властивості приладу РЕЙС-105Р можна розширити шляхом розробки алгоритму й програми інтелектуальної обробки рефлектограм із використанням ПК.

Існуючі засоби релейного захисту від несиметричних режимів не реагують на обрив проводу. На цей вид пошкодження після падіння проводу на землю реагують засоби сигналізації ОЗЗ. Дистанційні засоби пошуку місця ОЗЗ не застосовують через великі похибки і складність їх реалізації [10].

Пошук пошкодження здійснюється за допомогою топографічних методів пошуку або методом послідовного поділу мережі.

Обладнання шин підстанції 6-35 кВ засобами захисту від обриву проводу та локаційного зондування дозволяє отримати декілька ефектів: підвищення рівня надійності експлуатації розподільної мережі через зменшення часу пошуку пошкодження та недовідпуску електроенергії; підвищення рівня безпеки експлуатації завдяки зменшенню часу існування поля розтікання струму в місці падіння проводу, та перенапруги; підвищення надійності функціонування споживачів завдяки зменшенню часу існування струму зворотної послідовності при обриві проводу фази і інші. Пріоритет того, чи іншого ефекту залежить від вибраного базового варіанта з яким порівнюють запропонований комплекс захисту від обриву проводу та локаційного методу пошуку (АСКАРОП).

Для визначення базових варіантів приймемо, що розподільна мережа оснащена чутливим пристроєм контролю ізоляції мережі відносно землі. Для пошуку місця виникнення ОЗЗ найбільш широке розповсюдження отримали пристрої, що ґрунтуються на використанні вищих гармонік в струмі нульової послідовності. До них належать; «Поиск-1», «Волна», «Зонд», «ВП-1» та інші. Досвід експлуатації цих пристроїв, в основному, є позитивним, тому будемо розглядати їх застосування як перший базовий варіант. Їх недолік в тому, що

									Арк.
									54
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EE2321-ЕС.КРМ.2025.ПЗ				

№ пошкодженої ділянки	$L_{дж-л}$, км	Кількість відгалужень у вузлі	Довжина ділянки L_d , м	Ймовірність пошкодження ділянки, P_i	Час пошуку пошкодження, $t_{мл}$, год	Критерій ефективності k_i пошуку ОЗЗ	Відношення частоти відмов при базовому та запропонованому варіантах, $W_{б}/W_{аскаропї}$	Час пошуку пошкодження в базовому та запропонованому варіантах $t_{плб}/t_{пл_аскаропї}$
ab	0	0	6,6	0,358	1,95	13,62	8,25/7,65	7,18/6,166
bc	6,6	2	2,44	0,132		7,28	3,05/2,46	7,99/6,166
bd	6,6	0	0,43	0,023	2,76	0,943	0,53/0,498	7,28/6,166
de	7,03	2	1,23	0,066	2,05	3,38	1,53/1,426	7,79/6,166
df	7,03	0	0,34	0,018	2,565	0,707	0,425/0,394	7,39/6,166
fg	7,37	2	0,51	0,027	2,14	1,33	0,637/0,591	7,7/6,166
fh	7,37	2	0,52	0,028	2,47	1,38	0,65/0,603	7,71/6,166
hi	7,89	2	0,345	0,018	2,48	0,918	0,431/0,4	7,78/6,166
ij	7,89	2	0,345	0,018	2,55	0,918	1,11/1,03	7,78/6,166
ik	8,235	2	0,89	0,048	2,55	2,46	0,4/0,37	7,78/6,166
kl	9,125	2	0,32	0,017	2,57	0,97	0,33/0,307	8,09/6,166
km	9,391	2	0,265	0,014	2,96	0,815	0,125/0,116	8,14/6,166
mo	9,39	3	0	0,005	2,914	0,297	0,125/0,116	8,2/6,16
mn	9,39	3	0,85	0,005	2,97	0,297	1,57/1,46	8,2/6,16
mp	10,65	0	1,26	0,068	2,27	4,44	0,125/0,116	8,5/6,16
pr	10,65	3	0	0,005	3,57	0,357	0,125/0,116	8,8/6,16
pq	10,65	3	0	0,005	3,57	0,357	0,125/0,116	8,8/6,16
ps	10,65	3	1,29	0,005	3,57	0,357	1,57/1,46	8,8/6,16
st	11,94	3	0,3	0,016	3,66	1,17	0,375/0,348	8,89/6,16
su	11,94	3	0,124	0,014	3,66	1,02	0,323/0,3	8,89/6,16
hv	7,37	2	0,345	0,018	2,42	0,87	0,43/0,4	7,65/6,16
vx	7,715	0	0,07	0,038	2,4	1,824	0,875/0,812	7,63/6,16
xy	8,415	2	0,08	0,043	2,62	2,25	1/0,928	7,85/6,16

Процес визначення місця пошкодження локаційним методом передбачає приєднання приладу до лінії, налагодження пристрою зондування, обробка

								Арк.
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EE2321-ЕС.КРМ.2025.ПЗ			56

рефлектограми. Як показує досвід експлуатації, в середньому досвідчений оператор витрачає на визначення відстані до місця пошкодження 10-30 хв.

Для розрахунку ефективності застосування АСКАРОП будемо розглядати випадок, коли $t_{ПЛ_АСКАРОП}=0,5$ год.

Коефіцієнт ефективності пошуку ОЗЗ при використанні АСКАРОП визначимо як

$$k_i = \frac{t_{\delta i}}{t_{ПЛ_АСКАРОП}} 10P_i, \quad (3.2)$$

$$k_{et} = \frac{\sum_{i=1}^n k_i}{n}, \quad (3.3)$$

де n –кількість ділянок мережі.

Результати розрахунку наведені в табл. 3.1, свідчать про те, що для цієї лінії застосування АСКАРОП дозволяє скоротити час пошуку в $k_{et} = \frac{47}{23} = 2,08$ рази.

Розрахунки виконані для 10 підстанцій, від яких відходило 73 лінії, показали, що у випадку застосування АСКАРОП, коефіцієнт ефективності знаходиться в межах $0,297 < k_i < 14,5$, середнє арифметичне значення $k_{et} = 1,98$, якщо рівень сигналу вищих гармонік в струмі нульової послідовності не достатній, то пошук пошкодження здійснюється методом послідовного поділу мережі і вимірювання рівня опору ізоляції відносно землі за допомогою пристрою контролю ізоляції, розташованого на шинах підстанції.

В даному випадку як функціональний елемент розглядають ділянку мережі, яку можна виділити комутаційним апаратом. Перевірку його технічного стану здійснюють шляхом подачі напруги за допомогою вимикачів Q1 або Q2 (рис. 3.8.) і розглядають реакцію пристрою контролю ізоляції.

Критерієм оптимізації процедури пошуку пошкодженої ділянки є недовідпуск електроенергії або затрати часу на її пошук, тобто

									Арк.
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EE2321-ЕС.КРМ.2025.ПЗ				57

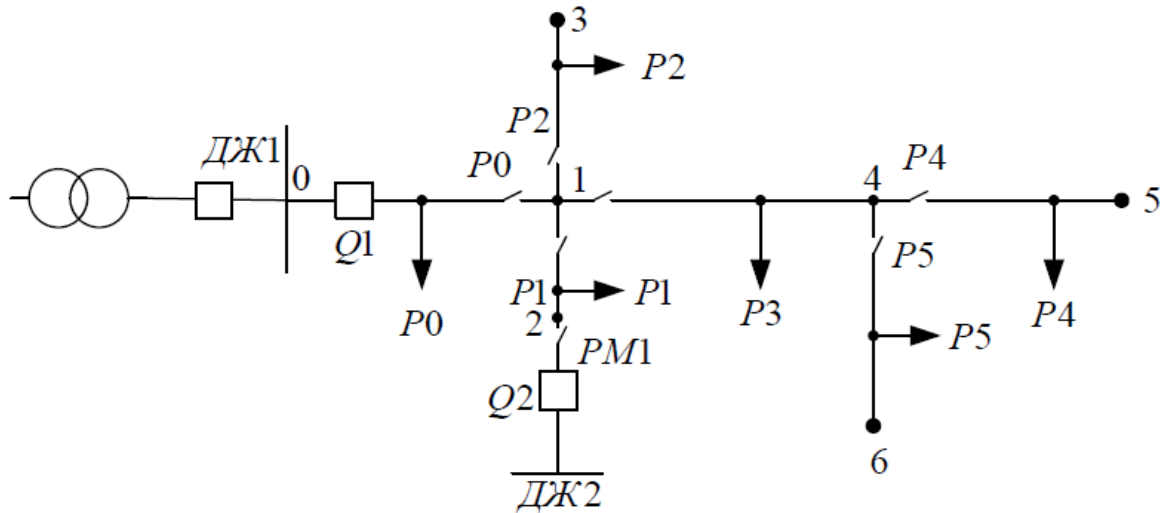


Рисунок 3.8 – Однолінійна схема заміщення

$$W = \sum_{i=1}^n W_i = \sum_{i=1}^n t_i P_{Bi} \rightarrow \min ,$$

$$t_{II} = \sum_{i=1}^n t_{oi} \rightarrow \min ,$$

де t_i , W_i – відповідно, проміжок часу, коли лінія залишається вимкненою, і недовідпуск електроенергії за цей час на i -му кроці пошуку та локалізації пошкодженої частини лінії,

P_{Bi} – значення потужності і навантаження, що вимикається на i -му кроці.

Для визначення ваги кожної перевірки формалізують процес перевірки у вигляді діаграми проходження сигналу, який реалізується шляхом взаємодії ОВБ, яка оснащена транспортними засобами і радіозв'язком з диспетчером [13]. Наприклад, на рисунку 3.9 показана діаграма послідовності операцій під час пошуку пошкодженої ділянки. Для проведення перевірки $Пк$ виконують переїзд оператора до роз'єднувача РК (операція 1) за час $l_{\text{ДЖ-РК}} V_a^{-1}$ далі передають сигнал диспетчеру про перебування оператора біля роз'єднувача протягом часу t_0 (2) (рис. 3.9), диспетчер вимикає вимикач Q за час $t_{\text{оп}}$ (3), передає про це інформацію

оператору за час t_c (4), оператор вимикає роз'єднувач РК (5) за час $t_{оп}$ і передає повідомлення про це диспетчеру (6) за час t_c , диспетчер вмикає вимикач Q за час $t_{оп}$ (7) і фіксує інформацію про зміну стану ізоляції та вимикає вимикач за час $t_{оп}$ (8), передає інформацію оператору за t_c (9), оператор вимикає роз'єднувач РК за час $t_{оп}$ (10) і повідомляє про це диспетчера за t_c (11). Диспетчер вмикає вимикач за час $t_{оп}$ (12). Таким чином, для виконання перевірки будь-якої ділянки, необхідно виконати 12 операцій.

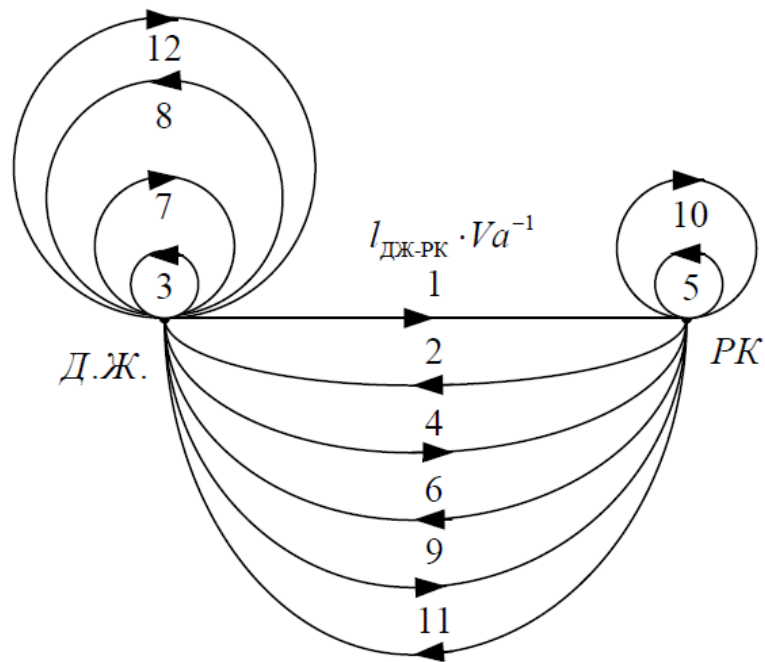


Рисунок 3.9 – Діаграма послідовності операцій під час пошуку пошкодженої ділянки при ОЗЗ

Тоді витрати часу складуть

$$t_{пк} = l_{ДЖ-РК} Va^{-1} + 6t_{оп} + 5t_c, \quad (3.4)$$

Недовідпуск електроенергії під час виконання перевірки $П_k$

$$\Delta W_{Пк} = (6t_{оп} + 5t_c) \sum_{i=1}^n P_i, \quad (3.5)$$

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата
-----	------	-------------	--------	------

де n' – кількість вимкнених від джерела струму ділянок лінії після роз'єднувача РК.

В [13] запропоновано метод вибору оптимальної послідовності перевірок за критерієм мінімуму недовідпуску електроенергії чи часу пошуку пошкодження при різних видах пошкодження і умовах експлуатації. Застосуємо розглянуту вище програму пошуку для другого базового варіанта при порівнянні його з АСКАРОП.

Кількість ділянок, які можна виділити комутаційними апаратами $n = 6$, тобто, множина перевірок буде $\{П_1 - П_6\}$; параметри ділянок $l_{0-1} = 6,6$ км, $P_{0-1} = 250$ кВт, $l_{1-2} = 2,44$ км, $P_{1-2} = 40$ кВт, $l_{1-3} = 1,22$ км, $P_{1-3} = 63$ кВт, $l_{1-4} = 4,565$ км, $P_{1-4} = 730$ кВт, $l_{4-5} = 2,707$ км, $P_{4-5} = 733$ кВт, $l_{4-6} = 0,83$ км, $P_{4-6} = 50$ кВт.

Оптимальною буде така послідовність перевірок: $П_3, П_4, П_1, П_5, П_0$. Використовуючи безумовну послідовність перевірок, побудуємо умовний алгоритм пошуку при ОЗЗ, який зображено на рисунку 3.10.

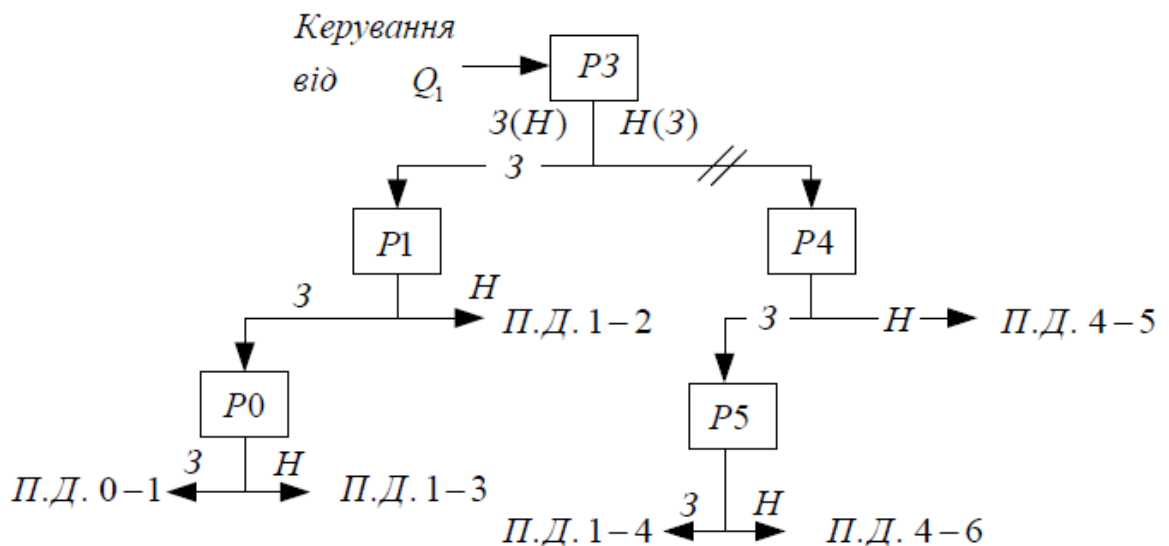


Рисунок 3.10 – Умовний алгоритм пошуку при ОЗЗ

На рисунку 3.10 позначено: $З$ – замикання на землю є; $Н$ – замикання на землю немає; П.Д. – пошкоджена ділянка.

Отже, впровадження АСКАРОП, крім соціального ефекту підвищення рівня безпеки експлуатації РМ, дозволяє: в порівнянні з першим базовим варіантом, в середньому знизити час пошуку місця пошкодження в 2 рази; підвищити коефіцієнт готовності в середньому на 0,6%, знизити коефіцієнт простою в середньому на 40%, підвищити коефіцієнт технічного використання і коефіцієнт оперативної готовності в середньому на 0,7%; в порівнянні з другим базовим варіантом, знизити недовідпуск електроенергії майже в 3 рази, річний економічний ефект від використання АСКАРОП при прийнятих умовах складає 552 грн. за рік на одну лінію.

					02.15.EE2321-ЕС.КРМ.2025.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		61

ВИСНОВКИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ

В магістерській роботі була проведена характеристика стану повітряних ліній, описані існуючі системи ТО і Р повітряних ліній, проведено удосконалення системи ТО і Р повітряних ліній.

Впровадження АСКАРОП, крім соціального ефекту підвищення рівня безпеки експлуатації РМ, дозволяє: в порівнянні з першим базовим варіантом, в середньому знизити час пошуку місця пошкодження в 2 рази; підвищити коефіцієнт готовності в середньому на 0,6%, знизити коефіцієнт простою в середньому на 40%, підвищити коефіцієнт технічного використання і коефіцієнт оперативної готовності в середньому на 0,7%; в порівнянні з другим базовим варіантом, знизити недовідпуск електроенергії майже в 3 рази, річний економічний ефект від використання АСКАРОП при прийнятих умовах складає 552 грн. за рік на одну лінію.

									Арк.
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EE2321-ЕС.КРМ.2025.ПЗ				62

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Казанський С. В., Матеєнко Ю. П., Сердюк Б. М. Надійність електроенергетичних систем: навчальний посібник. Київ: НТУУ «КПІ», 2011. 216 с.
2. Шкрабець Ф. П., Гребенюк А. Н., Ковальов А. І.. Шляхи підвищення безаварійності рівня безпеки електричних мереж карерів: моногр. Д.: Національний гірничий університет, 2011. 233 с.
3. Шкрабець Ф. П., Гребенюк А. Н. Захисне відключення при обриві проводу повітряної електричної мережі. *Гірнича електромеханіка та автоматика: наук. техн.зб.* 2008. №75. С 44-47.
4. Індикатори визначення місць пошкоджень в електричних мережах URL: <http://sicame.com.ua/katalogi-posobiya/magistralnye-liniielektroperedach.html> (дата звернення: 11.12.2024).
5. Федоренко К. Д., Казанський С. В. Визначення місць пошкоджень ліній електропередачі в розподільних електричних мережах *Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики : міжнародний науково-технічний журнал.* 2016. №2. С. 18-20.
6. Пристрої для визначення місць пошкоджень на повітряних лініях URL: <http://electricalschool.info/main/ekspluat/406-ustrojstva-dlja-opredelenija-mest.html> (дата звернення: 27.12.2024).
7. РЕЙС-105М1 - рефлектометр цифровий портативний URL: <https://iron-harry.ua/tovar/49287/> (дата звернення: 27.12.2024).
8. Лежнюк П. Д., Кутіна М. В. Методи і засоби захисту від обриву проводу та пошук місця пошкодження в розподільній мережі зі складною топологією напругою 6–35 кВ: монографія. Вінниця: ВНТУ, 2014. 152 с.
9. Кутін В. М. Вашковський В. В. Визначення роботоздатності ізоляції розподільної мережі змінного струму. *Вісник Вінницького політехнічного інституту.* 2000. №1. С. 29-36.

									Арк.
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EE2321-ЕС.КРМ.2025.ПЗ				63

10. Кутін В. М., Луцяк В. В. Комбінована система визначення місця пошкодження в повітряних розподільних мережах напругою 6-35 кВ. *Технічна електродинаміка: тематичний випуск «Проблеми сучасної електротехніки»*. 2008. №1. С. 57-61.

11. Кутін В. М., Матвієнко С. В., Кутіна М. В. Комбінована система керування технічним станом розподільних мереж. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2007. №1. С. 37-41.

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

13. Кутін В. М., Матвієнко С. В., Кутіна М. В. Комбінована система курування технічним станом розподільних мереж. *XIII Міжнародна конференція з автоматичного управління*. Вінниця. 2006. С. 116.

14. Кутін В. М., Ілюхін М. О., Кутіна М. В. Оцінка ефективності системи діагностичного контролю електротехнічних комплексів *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2005. №3. С. 51-54.

15. Кутін В. М., Кутіна М. В. Метод визначення залежності між параметрами структури та діагностичними ознаками складних об'єктів. *Вісник Кременчуцького державного політехнічного університету імені Остроградського*. 2006. №3 (38) С. 99-100.

16. Кутін В. М. Комбінована система діагностування сисеми електропостачання змінного та постійного струму (теорія, дослідження та розробка): автореф. дис. ... д-ра. техн. наук 05.09.03. Дніпропетровськ, 2002. 37 с.

17. Кутіна М. В. Визначення ознак аварійного режиму обриву проводу в повітряних лініях електропередачі напругою 6-35 кВ *Електромеханічні і енергозберігаючі системи*. 2011. №2 (14). С. 145-149.

18. Лежнюк П. Д., Кутіна М. В. Математична модель для визначення

										Арк.
										64
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EE2321-ЕС.КРМ.2025.ПЗ					

перехідного опору в місці обриву проводу повітряної ЛЕП. *Наукові праці ВНТУ*. 2011. №2. С. 24-28.

19. Кутіна М.В. Система захисту від обриву проводу та пошук місця пошкодження в розподільних мережах напругою 6-35 кВ. *Теоретична електродинаміка*. 2012. №2 С. 46-48.

					02.15.EE2321-ЕС.КРМ.2025.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		65