

Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет

П. Д. Лежнюк, М. В. Кутіна

**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

УДК 621.925:621.315.1

ББК 31.279

Л40

Рекомендовано до друку Вченою радою Вінницького національного технічного університету Міністерства освіти і науки України (протокол № 11 від 26.06.2013 р.)

Рецензенти:

О. М. Сінчук, доктор технічних наук, професор

М. Й. Бурбело, доктор технічних наук, професор

Лежнюк, П. Д.

Л40 Методи і засоби захисту від обриву проводу та пошук місця пошкодження в розподільній мережі зі складною топологією напругою 6–35 кВ : монографія / П. Д. Лежнюк, М. В. Кутіна. — Вінниця : ВНТУ, 2014. — 152 с.

ISBN 978-966-641-561-8

В монографії розглядаються питання релейного захисту та автоматики розподільних електричних мереж зі складною топологією напругою 6–35 кВ. Запропоновано метод виявлення обриву проводу та автоматизації процесу пошуку місця обриву в розподільній мережі 6–35 кВ. Розроблено математичну модель для визначення перехідного опору в місці падіння проводу на землю. Розроблено автоматизовану систему керування аварійним режимом обриву проводу, та пошуку місця пошкодження. Розрахована на фахівців з релейного захисту та автоматики електричних розподільних мереж.

УДК 621.925:621.315.1

ББК 31.279

ISBN 978-966-641-561-8

© П. Лежнюк, М. Кутіна, 2014

ЗМІСТ

ЗМІСТ	3
ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	5
ВСТУП	6
1 Постановка задачі і визначення шляху її розв'язання.....	8
1.1 Загальна характеристика об'єкта дослідження.....	8
1.2 Аналіз існуючих методів і засобів захисту розподільних повітряних мереж напругою 6–35 кВ від несиметричних режимів роботи.....	14
1.3 Аналіз існуючих методів і засобів захисту від однофазних замикань на землю.....	19
1.4 Аналіз існуючих методів і засобів пошуку пошкодження в розподільних мережах з повітряними лініями електропередачі напругою 6–35 кВ.....	24
2 ВДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДУ ЗАХИСТУ ВІД ОБРИВУ ПРОВОДУ РОЗГАЛУЖЕНОЇ ПОВІТРЯНОЇ ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ НАПРУГОЮ 6–35 КВ.....	28
2.1 Параметри і ознаки, які характеризують обрив проводу повітряної ЛЕП до моменту падіння його на землю	28
2.1.1 Визначення часу падіння проводу на землю	30
2.1.2 Визначення струмів прямої та зворотної послідовностей у випадку обриву проводу	34
2.2 Параметри і ознаки, які характеризують обрив проводу повітряної ЛЕП після моменту його падіння на землю	38
2.2.1 Визначення перехідного опору в місці падіння проводу	38
2.2.2 Дослідження струмів замикання на землю при обриві проводу в різних місцях прольоту.....	45
2.3 Вдосконалення методу захисту при обриві проводу повітряної РЕМ напругою 6–35 кВ.....	52
2.3.1 Принцип дії захисту при обриві фазного проводу повітряної РЕМ напругою 6–35 кВ	52
2.3.2 Вибір уставок спрацювання захисту при обриві фазного проводу повітряної РЕМ напругою 6–35 кВ	55
3 ВИЗНАЧЕННЯ МІСЦЯ ОБРИВУ ПРОВОДУ ЛОКАЦІЙНИМ МЕТОДОМ В РОЗПОДІЛЬНІЙ ЕЛЕКТРИЧНІЙ МЕРЕЖІ ЗІ СКЛАДНОЮ ТОПОЛОГІЄЮ НАПРУГОЮ 6–35 КВ	62

3.1 Теоретичне обґрунтування доцільності використання локаційного вимірювання на лініях з деревоподібною топологією напругою 6–35 кВ для визначення місця обриву проводу	62
3.2 Вплив величини активного навантаження на форму відбитого імпульсу	68
3.3 Вплив величини ємнісного навантаження на форму відбитого імпульсу	76
3.4 Вплив величини індуктивного навантаження на форму відбитого імпульсу та дослідження імпульсної реакції реальних трансформаторів	79
3.5 Методи розшифрування рефлектограм	83
4 ЗАСОБИ РЕАЛІЗАЦІЇ АВТОМАТИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ КЕРУВАННЯ АВАРІЙНИМ РЕЖИМОМ ОБРИВУ ФАЗНОГО ПРОВОДУ (АСКАРОП) ТА ОЦІНКА ЇХ ЕФЕКТИВНОСТІ.....	87
4.1 Вибір структури автоматизованої системи керування.....	87
4.2 Розробка пристрою релейного захисту від обриву проводу	92
4.3 Мікропроцесорна реалізація пристрою захисту від обриву проводу	95
4.4 Розробка засобів визначення місця пошкодження локаційним методом.....	98
4.5 Методика розрахунку ефективності застосування комплексу засобів захисту від обриву проводу та локаційного методу пошуку місця пошкодження	104
ВИСНОВКИ.....	116
ЛІТЕРАТУРА	118
Додаток А. РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПЛЕП 10 КВ ПАТ «ВІННИЦЯОБЛЕНЕРГО»	129
Додаток Б. КОЕФІЦІЄНТИ ДЛЯ ЗНАХОДЖЕННЯ КОНТУРНИХ СТРУМІВ ДО МОМЕНТУ ПАДІННЯ ПРОВОДУ НА ЗЕМЛЮ В МАТНСАД	148
Додаток В. РОЗРАХУНКОВІ ЗНАЧЕННЯ СТРУМІВ У ФАЗАХ ТА В МІСЦІ ЗАМИКАННЯ ПРИ ОБРИВІ ПРОВОДУ	150

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

- АВР – автоматичне введення резерву
- АПВ – автоматичне повторне вмикання
- АСКАРОП – автоматизована система керування аварійним режимом обриву проводу
- ВМП – визначення місця пошкодження
- ГД – граничнодопустиме значення
- ЕРС – електрорушійна сила
- ЗС – зовнішнє середовище
- КЛ – кабельна лінія
- ЛЕП – лінія електропередач
- МСЗ – максимальний струмовий захист
- НД – нормально допустиме значення
- ОВБ – оперативно-виїзна бригада
- ОЗЗ – однофазне замикання на землю
- ПАР – параметри аварійного режиму
- ПВ – повторне вмикання
- ПКЗ – покажчики короткого замикання
- ПЛ – повітряна лінія
- РЕМ – розподільна електрична мережа;
- РЗА – релейний захист і автоматика
- РМ – розподільна мережа
- СВ – струмова відсічка
- СЕП – система електропостачання
- ТП – трансформаторна підстанція

ВСТУП

Найбільш ненадійним елементом системи електропостачання є повітряні лінії електропередачі напругою 6–35 кВ, які мають деревоподібну топологію. При віддалених к. з. і пошкодженнях за трансформаторами в повітряних лініях напругою 6–35 кВ струми к. з. мало відрізняються від струмів навантаження [1–3]. Особливо небезпечним є аварійний режим, який супроводжується обривом фазного проводу. Струмові захисти від несиметричних режимів на цей вид пошкодження не реагують. Після падіння проводу на землю виникає однофазне замикання на землю (ОЗЗ) через значний перехідний опір. Існуючі засоби від ОЗЗ надійно спрацьовують тоді, коли перехідний опір не перевищує 1 кОм, і діють на сигнал. Процес пошуку пошкодження характеризується низьким рівнем автоматизації і може тривати протягом декількох годин. За цей час в місці падіння проводу відбувається «спікання» ґрунту, що призводить до різкого зростання перехідного опору. Захист від ОЗЗ перестає діяти і небезпечне поле розтікання струму може існувати протягом невизначеного часу. Несиметричний режим роботи мережі негативно впливає на роботу споживачів, особливо двигунів [4–6].

Значний внесок в розробку методів і засобів захисту розподільних мереж напругою 6–35 кВ від несиметричних режимів роботи та визначення місця пошкодження зробили вчені А. І. Айзенфельд, В. А. Андреев, В. А. Борухман, Я. С. Гельфанд, І. В. Карпов, А. В. Кириленко, В. М. Кутін, П. Д. Лежнюк, Ф. А. Ліхачов, Р. Г. Мінуллін, В. В. Назаров, І. М. Сирота, Р. Ф. Стасенко, А. М. Федосєв, Е. Ф. Цапенко, М. А. Шабад, Г. М. Шалит, Ф. П. Шкрабець та інші.

Таким чином, розвиток теорії побудови ефективних методів захисту від обриву фазного проводу повітряних ліній електропередачі з деревоподібною топологією і автоматизація процесу пошуку пошкодження під час їх експлуатації дозволять збільшити рівень надійності, безпеки і ефективності експлуатації електричних мереж, що є актуальною науково-прикладною задачею.

У першому розділі показано, що розподільні мережі (РМ) напругою 6–35 кВ з повітряними лініями електропередач (ПЛЕР) є складною системою. Вони розподілені в просторі, мають деревоподібну структуру, є неоднорідними, а відмова в електропостачанні призводить до значних збитків. Розподільні мережі характеризуються несиметричним навантаженням фаз, різноманітністю і нерівномірністю добового навантаження та режимом заземлення нейтралі, мають низький рівень надійності. Проведено аналіз існуючих методів і засобів

захисту розподільних мереж від несиметричних режимів роботи мережі.

У другому розділі виконано розрахунки параметрів аварійного режиму роботи реальних ліній ПАТ «Вінницяобленерго» напругою 10 кВ за максимального та мінімального навантаження. Запропоновано математичні моделі для визначення перехідного опору в місці падіння проводу на землю, яка враховує кліматичні умови, довжину проводу, що лежить на землі, параметри ЛЕП та струму витоку на землю. Здійснено експериментальну перевірку адекватності математичної моделі визначення перехідного опору в місці падіння проводу на землю.

За результатами проведених досліджень запропоновано захист від обриву проводу, здійснено розрахунок уставок спрацювання захисту.

У третьому розділі розглянуто доцільність застосування локаційного методу в умовах розподільної мережі з складною деревоподібною топологією, яку мають мережі напругою 6–35 кВ.

Проведено дослідження імпульсних реакцій на навантаження різного типу. Для розшифрування рефлектограм при визначенні місця пошкодження (ВМП) запропоновано різницевий метод. Він дозволяє визначити місце обриву проводу без детального розшифрування рефлектограми.

У четвертому розділі запропоновано автоматизовану систему керування аварійним режимом обриву проводу, а також реалізацію захисту від обриву проводу на мікроелектронній та мікропроцесорній базах.

Розроблено алгоритм функціонування автоматизованої системи керування аварійним режимом обриву проводу

Для зменшення похибки визначення місця обриву в розгалужених електричних мережах з високою неоднорідністю, пропонується алгоритм, в якому застосовано перетворення Фур'є, що дозволяє усунути завади.

Запропоновано методику оцінювання ефективності АСКАРОП. Оцінювання ефективності застосування АСКАРОП здійснюється шляхом порівняння її з двома базовими варіантами: застосування пристроїв, що ґрунтуються на використанні вищих гармонік в струмі нульової послідовності при ОЗЗ, («Поиск-1», «Волна», «Зонд», «ВПІ-1» та інші), та методом послідовного ділення мережі з оптимальною послідовністю перевірок при виникненні міжфазних к. з. та ОЗЗ.

1 ПОСТАНОВКА ЗАДАЧІ І ВИЗНАЧЕННЯ ШЛЯХУ ЇЇ РОЗВ'ЯЗАННЯ

1.1 Загальна характеристика об'єкта дослідження

СЕП напругою 6–35 кВ за функціональним призначенням поділяють на міські, сільські та промислових підприємств. В містах та на промислових підприємствах мережі цього класу напруги виконуються переважно на основі кабельних ліній (КЛ), в сільській місцевості – на основі повітряної лінії (ПЛ), існують і змішані ділянки, що складаються з КЛ і з ПЛ [1, 2].

В загальному випадку в СЕП 6–35 кВ використовують різноманітну комутаційну апаратуру. Потужність трансформаторів може складати від 63 до 250 кВА в сільській місцевості, від 250 до 2500 кВА на великих промислових підприємствах. Марки проводів на різних ділянках мережі однієї напруги різні (АС-35, АС-50, АС-70). Кількість різнотипних проводів, що використовують на окремому приєднанні, може змінюватись від 2 до 6. Використання роз'єднувачів та вимикачів різних типів, компенсаційних пристроїв, засобів автоматики у вигляді пристроїв АВР та АПВ, вимірювальних приладів ще більше ускладнює конструктивне виконання таких систем. Найбільш неоднорідними, з цієї точки зору, є СЕП сільськогосподарського призначення [3, 4].

Структура СЕП 6–35 кВ впливає на засоби релейного захисту і автоматики (РЗА) та точність методів визначення місця пошкодження (ВМП). Розподільні мережі (РМ) цього класу напруги є складною системою, вони розподілені в просторі, мають деревоподібну структуру, автономні, відмова в електропостачанні призводить до значних збитків [4]. В більшості випадків кількість ієрархічних рівнів складає 4–6, в залежності від призначення РМ. На рис. 1.1 наведена схема, що ілюструє структуру таких електричних мереж. В процесі захисту від аварійних режимів і пошуку місць ОЗЗ складна структура та розгалуженість ПЛ стають причинами невизначеності, особливо при обриві проводу, якщо він відбувся не на початку лінії, і має до місця обриву відгалуження.

Режим роботи СЕП 6–35 кВ характеризується несиметричністю навантаження фаз, різноманітністю і нерівномірністю добового навантаження та режимом заземлення нейтралі трансформаторів. Ці, та багато інших факторів суттєво впливають на ефективність застосування методів ВМП, оскільки врахування їх впливу є на даний час складною задачею, наприклад, несиметрія навантаження призводить до викривлення параметрів за якими розраховується відстань до місця пошкодження при використанні дистанційних методів ВМП [4, 5].

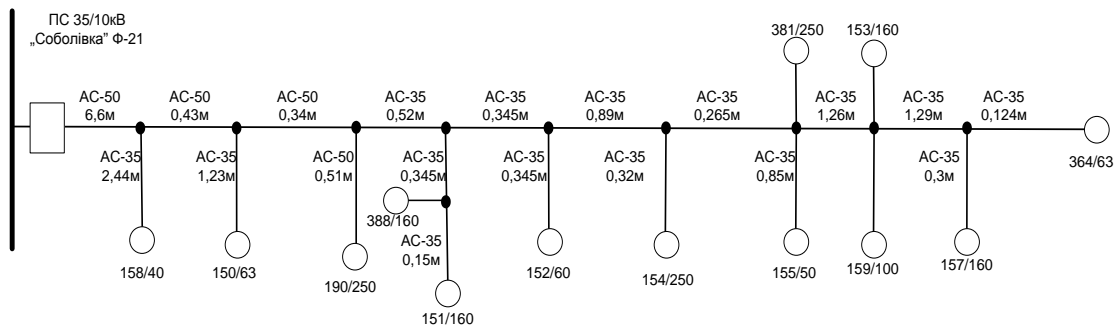


Рисунок 1.1 – Розгалужена РМ 10 кВ

Особливою складністю відрізняється режим ОЗЗ, який супроводжується розривом фазного проводу в ПЛ і падінням його на землю. Режим нейтралі дозволяє релейному захисту діяти на сигнал і довгий час не вимикати ОЗЗ, що досить часто призводить до значних пошкоджень ізоляторів, загоряння опор, пошкодження заземлення опор, створює небезпечне поле розтікання струму, в яке можуть потрапити тварини чи люди, впливає на умови роботи вимірювальних приладів та пристроїв релейного захисту і автоматики [6]. В більшості випадків на такий вид пошкодження не реагує жоден із захистів від замикання на землю. Тривале існування такого режиму є досить небезпечним. Тому існує необхідність вдосконалення методів попередження та засобів захисту від обриву проводу.

Найбільш ненадійною частиною розподільної мережі є провідники повітряних ліній електропередачі. Встановлено [2–7], що основними причинами пошкоджень провідників є зовнішні чинники: грозові перекриття ізоляції, відкладення, навантаження від вітру, вібрація мереж, загоряння дерев'яних опор, послаблення механічної міцності, пошкодження опор та мереж автотранспортом і різними механізмами. Зовнішні збурювальні дії призводять до перекриття ізоляції, розриву ізоляторів, оплавлення механічних елементів, обриву провідників, послаблення їх механічної міцності під час вібрації та коливання в результаті розлому окремих провідників, пошкодження елементів, падіння опор разом з провідниками. Найбільш важкі наслідки викликають відкладання ожеледі.

Порушення нормальної роботи ПМ пов'язане з такими факторами: неправильне використання електрообладнання, дефекти, які були допущені при виготовленні опор, ізоляторів, перевищення фактичних зовнішніх навантажень розрахункових значень, порушення правил монтажу та спорудження ПМ, недоліки існуючої системи обслуговування та іншими. Для отримання кількісної характеристики пошкоджень елементів ПМ були опрацьовані статистичні дані причин пошкоджень повітряних РМ напругою 10 кВ, зібрані у ПАТ «Вінницяобле-

нерго» за 2009 р. Кількість пошкоджень за рік становила 1492. В табл. 1.1 наведено причини їх виникнення.

Таблиця 1.1 – Порівняльна характеристика відключень ПЛЕП 6–10 кВ через пошкодження обладнання в РМ ПАТ «Вінницяобленерго» за 2009 р.

5461	Всього відключень		Відключення через пошкодження ЛЕП																
	Відключення без пошкодження ЛЕП з успішним АПВ і РПВ		Елементів ПЛ						Кабельних вставок										
	К-сть	%	Опор		Проводу		Ізоляції		Арматури кріплення		Інше		Кабелю		Муфти з'єднувальної, кінцевої		Інше		
			К-сть	%	К-сть	%	К-сть	%	К-сть	%	К-сть	%	К-сть	%	К-сть	%	К-сть	%	
3969	72,68	1492	27,32	122	8,18	414	27,75	552	37	130	8,71	154	10,32	35	2,35	66	4,42	19	1,27

Як видно з таблиці 1.1, пошкодження проводу є одним з найчастіших видів пошкоджень (27,75 %).

Статистичні дані за видами технологічних порушень наводяться в таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 – Класифікація основних причин технологічних порушень при обслуговуванні повітряних ЛЕП 6–10 кВ в розподільних мережах ПАТ «Вінницяобленерго» за 2009 р.

4173	Всього порушень		Стихійні явища						Інші						
	Недоліки тех. обслуговування та ремонту	Помилкові дії персоналу	Хвибна дія РЗА	Грозові перенапруги	Сильний вітер	Ожеледь	Інші	Забруднення ізоляції	Падіння дерев	Дефекти монтажу	Дії сторонніх осіб, організації	Ненормальний режим роботи ЛЕП	Через пошкодження на суміжних ділянках ПЛ	Пошкодження обладнання ПС	Нез'ясовані причини
16	1	44	720	792	195	210	105	240	17	70	6	25	214	1263	255

Що ж до наслідків виникнення пошкоджень, то кількість пошкоджень, які супроводжувались стійкими ОЗЗ, є найбільшою і складає 63,2 %, міжфазних коротких замикань – 9,7 %, подвійних замикань на землю – 5,2 %, інші – 21,9 %.

Характерними пошкодженнями мережі є накиди, розриви або перекриття окремих проводів, сліди перекриття, зміна стріли провисання, корозія проводів, пошкодження проводів біля затискувачів та з'єднань.

В СЕП відмови можуть бути повними або частковими, стійкими і нестійкими, розрізняють також раптові відмови та передбачені вимкнення. Вважають [3, 4], що збитки від передбачених вимкнень в РМ приблизно в три рази менші, ніж від виникнення раптових відмов.

В середньому за 2008–2009 р. р. питома кількість пошкоджень ПЛ 6–10 кВ ПАТ «Вінницяобленерго» складає 0,17 пошкоджень на 1 км довжини РМ за рік.

За даними, що отримані багатьма дослідниками, ВЛ пошкоджується поблизу опор значно частіше, ніж в проміжній частині прольоту. Ця обставина є важливою при оцінюванні очікуваних значень перехідних опорів у місці ОЗЗ.

Особливою складністю відрізняється режим ОЗЗ, який виникає при обриві фазного проводу повітряних ЛЕП, як уже відмічалось, найбільш небезпечним є обрив проводу, який виникає в прольоті зі сторони джерела живлення у випадку падіння проводу на землю. Струм при замиканнях на землю однієї фази незначний, а міжфазні напруги залишаються без змін. В цьому випадку пошкоджена лінія не відключається засобами РЗА. Тому такий режим роботи є тривалим у часі і дуже небезпечним, він утворює небезпечне поле розтікання струму в місці падіння проводу, яке загрожує життю тварин і людей, супроводжується перенапругами які, призводять до пошкодження ізоляторів, загорання опор, пошкодження заземлення опор, виникнення пожеж. Несиметричні режими живлення двигунів спричиняють пошкодження і брак на виробництві. Перехідний опір в місці падіння проводу на землю є нестійким і значним за величиною. Він може коливатись від декількох десятків Ом до МОм. Існуючі засоби від ОЗЗ забезпечують необхідну чутливість при перехідному опорі до 1 КОм [7]. Процес пошуку пошкодження багатокроковий, тому аварійний режим є тривалим. Виходячи з цього, існує необхідність дослідження режиму ро-

боти РМ при обриві проводу і розробки засобів захисту від обриву проводу.

Для обґрунтування відміченого вище, проведемо розрахунок поля розтікання струму в результаті розриву проводу і падіння його на землю.

Рівняння потенціальної кривої вздовж проводу (вісь ox), можна визначити як [8, 9]

$$\varphi_x = \frac{I_3 \rho}{2\pi l} \ln \frac{\sqrt{l^2 + d^2} + 2x}{\sqrt{l^2 + d^2} + 2x - 2l}, \quad (1.1)$$

де I_3 – струм замикання на землю, А; ρ – питомий опір землі, Ом·м; l – довжина проводу, що лежить на землі, м; d – діаметр проводу, що лежить на землі, м.

За умови $l \gg d$ (1.1) можна записати:

$$\varphi_x = \frac{I_3 \rho}{2\pi l} \ln \frac{l + 2x}{2x - l}. \quad (1.2)$$

Рівняння потенціальної кривої вздовж осі oy перпендикулярної проводу [9]

$$\varphi_y = \frac{I_3 \rho}{\pi l} \ln \frac{\sqrt{l^2 + 4y^2} + l}{2y}. \quad (1.3)$$

Загальний потенціал проводу матиме вигляд

$$\varphi_{\Pi} = \frac{I_3 \rho}{\pi l} \ln \frac{2l}{d}. \quad (1.4)$$

Напругу кроку визначимо як

$$U_k = \varphi_{\Pi} \beta, \quad (1.5)$$

де $\beta = \frac{(\varphi_x - \varphi_{x+a})}{\varphi_{\Pi}} > 1$ – коефіцієнт напруги кроку, який враховує форму потенціальної кривої.

Струм, що проходить через тіло людини, визначимо як

$$I_h = \frac{U_k}{R_h}, \quad (1.6)$$

де R_h – опір тіла людини.

Для кількісної оцінки, скориставшись виразом (1.4), розрахуємо потенціал проводу, що лежить на землі (таблиця 1.3).

Таблиця 1.3 – Значення потенціалу проводу в «В», який лежить на землі, для мережі 6–10 кВ з ізольованою нейтраллю

Характеристика ґрунту	Довжина проводу, що лежить на землі, м	Діаметр проводу 0,0084 м. Марка проводу АС-35			Діаметр проводу 0,0096 м. Марка проводу АС-50		
		Струм замикання на землю 0,3 А	Струм замикання на землю 0,5 А	Струм замикання на землю 1 А	Струм замикання на землю 0,3 А	Струм замикання на землю 0,5 А	Струм замикання на землю 1 А
Глина 45 Ом•м	1	23,448	39,08	78,16	22,88	38,126	76,253
	42	0,94	1,566	3,132	0,926	1,543	3,087
Суглинок 91 Ом•м	1	47,654	79,42	158,847	46,49	77,486	154,971
	42	1,91	3,183	6,365	1,882	3,136	6,273
Пісок 524 Ом•м	1	273,84	456,4	912,794	267,2	445,26	890,523
	42	10,973	18,29	36,576	10,81	18,023	36,046

Розрахуємо струм, що пройде через тіло людини по шляху «нога-нога», вираз (1.6), при умові, що струм замикання на землю 1 А, опір тіла людини 1 кОм [10], довжина проводу, що лежить на землі, 1 м, (таблиця 1.4).

Таблиця 1.4 – Значення струму в «А», що проходить через тіло людини, яка знаходиться на відстані h від проводу, що впав на землю

Відстань між проводом і людиною h , м	Характеристика ґрунту		
	Глина, 45 Ом м	Суглинок, 91 Ом м	Пісок, 524 Ом м
1	0,027	0,055	0,317
2	$3,61 \cdot 10^{-3}$	$4,299 \cdot 10^{-3}$	0,042
3	$1,447 \cdot 10^{-3}$	$2,927 \cdot 10^{-3}$	0,017
4	$7,815 \cdot 10^{-4}$	$1,58 \cdot 10^{-3}$	$9,1 \cdot 10^{-3}$
5	$4,895 \cdot 10^{-4}$	$9,898 \cdot 10^{-4}$	$5,7 \cdot 10^{-3}$
6	$3,355 \cdot 10^{-4}$	$6,784 \cdot 10^{-4}$	$3,906 \cdot 10^{-3}$
7	$2,443 \cdot 10^{-4}$	$4,94 \cdot 10^{-4}$	$2,845 \cdot 10^{-3}$
8	$1,858 \cdot 10^{-4}$	$3,758 \cdot 10^{-4}$	$2,164 \cdot 10^{-3}$

Для практичних цілей використовують безпечне значення струму 50–75 мкА; струм невідпускання становить 3–5 мА при частоті змінного струму 50 Гц [11, 12]. Як видно з таблиці, при падінні проводу на землю на відстані від проводу до 8 м, усі значення струмів перевищують значення безпечного струму. Це свідчить про значну загрозу життю людини при потраплянні її в поле розтікання струму.

Аварійний режим роботи при обриві проводу становить не тільки небезпеку для здоров'я і життя людей, а також призводить до руйнування ізоляції та виходу з ладу обладнання. В період виконання робіт обслуговуючим персоналом на ввімкнутій ПЛ можуть виникати перенапруги в результаті різкої зміни режиму роботи мережі. Найбільш небезпечними внутрішніми перенапругами за умовами дії на лінійну ізоляцію є перенапруги, викликані в результаті виникнення однофазних замикань на землю через дугу в мережах з ізолюваною нейтраллю. Внутрішні перенапруги мають коливальний характер, їх тривалість знаходиться в широких межах, вони можуть поширюватись на всю систему або лише на обмежену її частину, і становлять 2,5–4 від фазної напруги [13–17]. Тому існує необхідність у негайному вимкненні лінії, на якій виник аварійний режим через обрив проводу.

1.2 Аналіз існуючих методів і засобів захисту розподільних повітряних мереж напругою 6–35 кВ від несиметричних режимів роботи

Повітряні розподільні мережі напругою 6–35 кВ широко застосовують для сільської електрифікації і на промислових підприємствах. Особливі труднощі виникають при виконанні захисту від несиметричних режимів роботи в мережах сільської електрифікації, які розподілені в просторі, мають деревоподібну структуру і малий переріз сталевих проводів на віддалених ділянках. Це призводить до того, що рівень струмів к. з. наближається до рівня струмів навантаження на головних ділянках ПЛ. Захист в повітряних РМ виконують у вигляді двоступеневого максимального струмового захисту (МСЗ) [15, 16].

Для ПЛ довжиною декілька кілометрів проблеми забезпечення чутливості і селективності вирішуються існуючими засобами захисту. Значні труднощі виникають при виборі типу захисту при наявності секційних вимикачів ПЛ 6–10 кВ з резервуванням [18]. На цих вимикачах необхідно облаштовувати два комплекти МСЗ з різним рівнем чутливості і швидкодії, вмикання і вимикання яких здійснюється автоматично за допомогою органа спрямування потужності, або логічних органів, що реагують на наявність чи відсутність напруги на шинах підстанції.

Для реалізації МСЗ використовується різна елементна база, починаючи з реле прямої дії типу РТМ, РТВ. В наш час впроваджуються реле на мікроелектронній базі, наприклад, двофазний пристрій максимального захисту з залежною і незалежною витримкою часу та струмовою відсічкою РС80М2, який є функціональним аналогом двох електромеханічних реле РТ 80, 90 і забезпечує заміну РТ 80, 90 з контактною комутацією при струмах до 200 А [19].

В розподільних повітряних мережах сільськогосподарського призначення в багатьох випадках виникають труднощі узгодження МСЗ з залежною характеристикою запобіжників, які використовують для захисту трансформаторів потужністю 250 кВА і більше. В цьому випадку часові характеристики МСЗ на вводах і лініях напругою 6–10 кВ, які відходять від шин підстанції, повинні узгоджуватись з характеристиками плавких вставок запобіжників як зі сторони вищої напруги, так і понижувальних трансформаторів 6–10 кВ [18]. І в тих випадках, коли збільшення струму і часу дії МСЗ недопустимі, дозволяється не-селективна дія захисту, яка виправляється автоматом повторного вмикання (АПВ) [16].

В мережах, які живлять потужних споживачів (птахоферми, тваринницькі комплекси) навантаження двигунів практично таке ж, як і на промислових підприємствах. В середньому ж для мереж сільськогосподарського призначення навантаження двигунів невелике, а тому коефіцієнт самозапуску при розрахунку струму спрацювання захисту приймається $K_{c.з.} = 1,1 - 2$ [18] при мінімальному часі спрацювання захисту 0,5 с. Струмова відсічка має обмежене застосування, оскільки її потрібно відстроювати від ближньої до головної ділянки трансформаторної підстанції і сумарного кидка струму намагнічення трансформаторів всіх ТП, що живляться від лінії. В цьому випадку неселективність дії при пошкодженні одного з трансформаторів може бути виправлена в циклі АПВ ПЛ, якщо струм спрацювання відсічки узгоджений з характеристикою плавкої вставки запобіжника [18].

Сьогодні в повітряних мережах широко застосовують вакуумні вимикачі з електромагнітним приводом, який живиться за допомогою вмонтованого блока живлення, що під'єднується до трансформаторів струму і напруги. На закритих підстанціях 10 кВ використовують комірки типу КСО [19].

В повітряних розподільних мережах промислових підприємств навантаження двигунів є значним, це призводить до необхідності застосовувати менш чутливий захист, оскільки збільшується коефіцієнт самозапуску і час спрацювання, що призводить до зниження напруги протягом тривалого часу та не забезпечує самозапуску у випадку к. з. на шинах відповідальних синхронних двигунів. Крім цього, необхідно при розрахунку струмів к. з. враховувати додаткове живлення від двигунів, що особливо важливо при виборі уставок швидкодійних захистів.

Для підвищення чутливості МСЗ при несиметричних к. з. в мережах 6–10 кВ запропоновано використовувати захист, який реагує на струми зворотної послідовності [20–22]. Перевагою такого захисту є те, що можна не враховувати струмів нормального режиму ПЛ. Разом

з тим, завдяки існуванню заземлених нейтралей трансформаторів на приймальних підстанціях при зовнішніх несиметричних к. з., наприклад, в мережі 110–220 кВ, струм зворотної послідовності з'являється і в мережі 6–10 кВ. Відстроюватись від цих струмів можна шляхом вибору відповідного струму спрацювання чи витримки часу, або застосування реле потужності, але відстроювання за струмом зворотної послідовності не підвищує чутливість МСЗ в порівнянні із захистом, який реагує на повні струми [23]. Чутливий неспрямований струмовий захист зворотної послідовності можна застосувати, якщо відстроюватись за часом від захисту мережі, який реагує на несиметричні к. з. попередніх приєднань. Наприклад, на рисунку 1.2 показана схема мережі, де струмовий захист зворотної послідовності облаштовується на ПЛ 6–10 кВ.

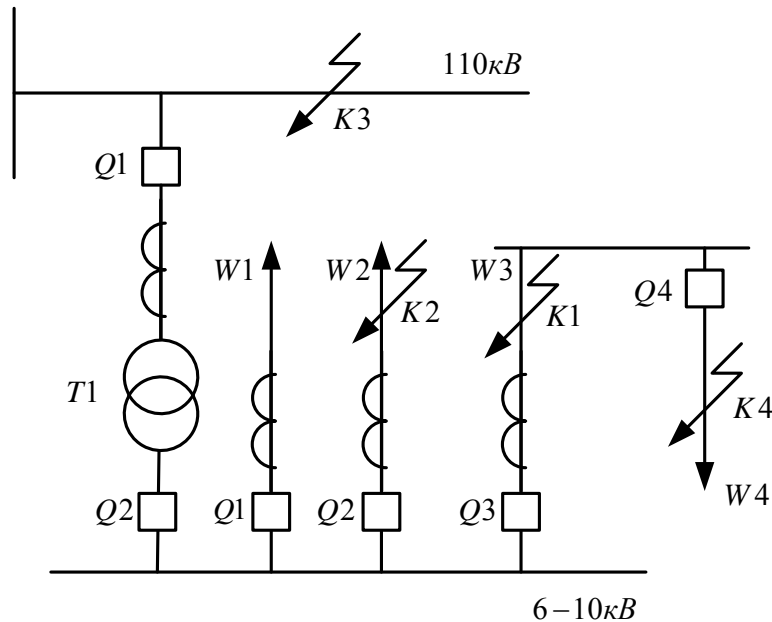


Рисунок 1.2 – Схема мережі для аналізу ефективності застосування струмового захисту зворотної послідовності

Для захисту лінії W1 від зовнішніх несиметричних к. з., струм зворотної послідовності, що протікає по W1, буде максимальним, у випадку к. з. в точках K2 і K3. Якщо не відстроювати захист лінії W1 від найбільшого струму зворотної послідовності I_2 , то витримка часу його повинна бути більшою, ніж час спрацювання резервного захисту трансформатора T1 і ПЛ 110 кВ. При несиметричному к. з. на лінії W3, струм зворотної послідовності на непошкоджених лініях W1 і W2 зменшується, коли точка к. з. віддаляється від шин. Якщо відстроюватись від лінії W3 за часом, то чутливість струмового захисту зворотної послідовності ліній W1 і W2 можна вибрати за значенням струму в

непошкодженій лінії при несиметричному к. з. в кінці зони МСЗ лінії W3, коли струм зворотної послідовності непошкоджених ліній має відносно невелике значення [21–24]. Якщо розглядати доцільність застосування чутливого захисту зворотної послідовності на лінії W3, при к. з. на лінії W4, то умовою її селективності є відстроювання за чутливістю і часом від захисту зворотної послідовності лінії W4, що призводить до зменшення чутливості і збільшення часу спрацювання захисту лінії W3. Отже підвищення чутливості струмового захисту зворотної послідовності забезпечується лише на лініях, які відходять від однієї системи шин і є несекціонованими, тобто, на лініях, які живлять зосереджене навантаження, наприклад, потужні електродвигуни.

Більш досконалим за чутливістю та швидкістю є термінал інтегрованого захисту і автоматики вводів напругою 6–35 кВ типу «Сіріус В» [25]. Він виконує функції захисту від несиметричних режимів та обриву фази і реагує на струм зворотної послідовності, але він не відрізняє обриву фази від міжфазного к. з. в електричній мережі, і діє на вимкнення зі значною витримкою часу. Аналогічно працює захист від несиметричних режимів в складі мікропроцесорного терміналу НТЦ «Мехатроніка».

Розподільні повітряні мережі сільськогосподарського призначення мають деревоподібну структуру, тобто, навантаження розподілене в просторі, з іншого боку, струми зворотної послідовності при виникненні міжфазних к. з. мають на декілька порядків більше значення, ніж струм зворотної послідовності при обриві проводу (додаток А). Тому існуючі засоби захисту від несиметричних режимів не забезпечують необхідної чутливості до такого виду пошкодження в повітряній мережі з деревоподібною конфігурацією як обрив проводу. Оскільки після обриву фази, провід падає на землю і виникає ОЗЗ, то вважають, що цей вид пошкодження може виявити захист від ОЗЗ.

Відомі також пристрої захисту від обриву проводу [26–29], які використовують ознаку знеструмлення пошкодженої фази. На рисунку 1.3 представлено функціональну схему пристрою захисту від обриву проводу [26, 28]. Вона складається з первинних перетворювачів сигналів – трансформаторів струму і напруги 1, 2, 3, увімкнених у фази захищеної електричної мережі – перетворювачів змінної напруги в постійну 4–6, виходи яких з'єднані з відповідними входами блока 7 (логічний елемент І) і 8 (логічний елемент АБО). Блоки 7 і 8 під'єднані до відповідних входів блока 9 (логічний елемент І-НІ) і блока 10 (елемент затримки сигналу), які послідовно з'єднані з блоком 11 (логічна схема збігу І на два входи) і вихідним блоком 12.

Коли пошкодження відсутнє, на входи перетворювачів змінної напруги в постійну 4–6 надходять сигнали, які пропорційні струмам у

фазах. Вони випрямляються, обмежуються за величиною у вигляді безперервної логічної одиниці, надходять на три входи схеми збігу 7 і логічного елемента 8, відповідно. На виходах елементів 7 і 8 з'являються сигнали логічної одиниці, що надходять на два входи логічного елемента І-НІ 9, при цьому з його виходу сигнал логічного нуля надходить на перший вхід схеми збігу 11. На його другий вхід надходить сигнал логічної одиниці з виходу логічного елемента АБО 8 через елемент затримки часу 10. У цьому випадку на вхід вихідного блока сигнал не надходить і команда на вимкнення вимикача Q не формується. Елемент затримки сигналу 10 виключає помилкову роботу пристрою при різночасності замикання контактів силового вимикача при ввімкненні лінії в роботу.

У випадку обриву проводу однієї з фаз ЛЕП зникне сигнал на одному з виходів схеми збігу 7 і логічного елемента 8, тому на виході елемента 7 сигнал логічної одиниці зникає, а 8 залишається, запускається вихідний блок 12 і формується сигнал на відключення розподільної мережі.

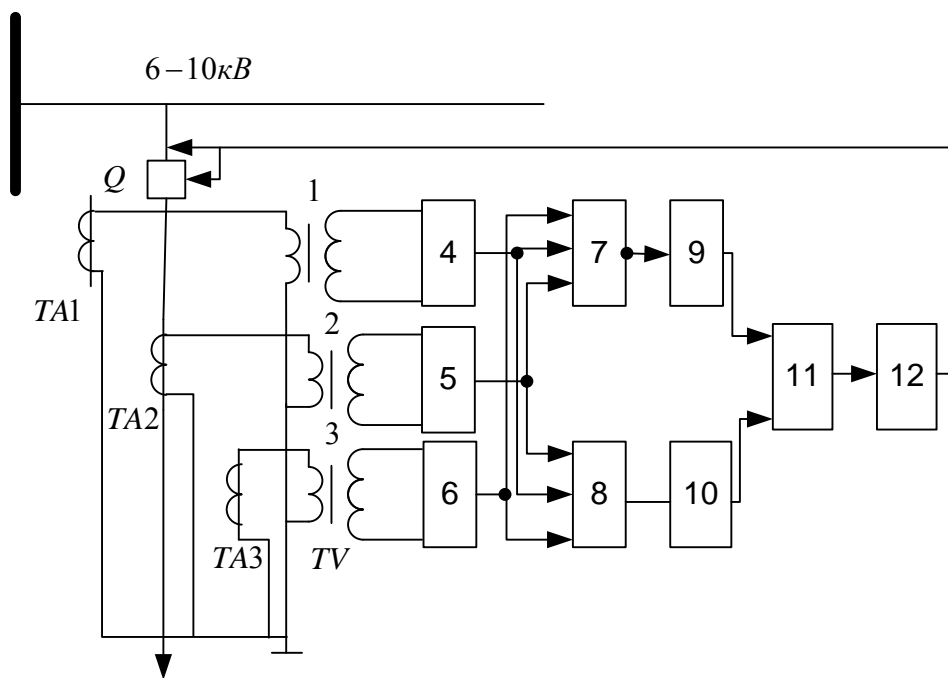


Рисунок 1.3 – Функціональна схема захисту від обриву проводу в розподільній мережі з ізольованою чи компенсованою нейтраллю

Цей захист має обмежене застосування для мереж, які не мають відгалуження. В розподільних мережах з деревоподібною структурою при виникненні пошкодження за першим і наступними відгалуженнями струм в пошкодженій фазі на початку лінії визначається струмом навантаження відгалуження до місця обриву.

1.3 Аналіз існуючих методів і засобів захисту від однофазних замикань на землю

Однофазні замикання на землю є найбільш розповсюдженим видом пошкодження (60–90 % від загальної кількості пошкоджень ЛЕП) в мережах з ізолюваною або компенсованою нейтраллю. Опір нульової послідовності в таких мережах визначається, в основному, ємністю ліній електропередачі відносно землі і перехідним опором в місці замикання, тому струми замикання на землю на декілька порядків менші, ніж струми міжфазних к. з. і, в більшості випадків, менші, ніж струми навантаження, особливо в повітряних мережах напругою 6–10 кВ, де ємність мережі відносно землі невелика (0,1–1.0 мкФ).

Причини виникнення ОЗЗ, різноманітні [30, 31], однак, найбільш небезпечним є ОЗЗ, яке супроводжується обривом проводу, оскільки у цьому випадку замикання на землю відбувається через значний активний опір. При цьому напруга на пошкодженій фазі відносно землі не знижується до нуля, а напруга непошкоджених фаз стає більшою від фазної, але меншою ніж міжфазна. Зміну фазних напруг і появу напруги нульової послідовності використовують для виконання захисту від ОЗЗ.

Розглянемо вплив перехідного опору $r_{OЗЗ}$ в місці падіння проводу на величину напруги нульової послідовності U_0 , яка вимірюється за допомогою трансформаторів напруги типу НОМ або НТМИ [30–32]. Схема з'єднання додаткової обмотки трансформатора напруги для вимірювання U_0 та розрахункова схема для визначення напруги нульової послідовності U_0 зображені, відповідно, на рисунку 1.4а, б. Де

$Y_A = \frac{1}{r_A} + j\omega C_A$; $Y_B = \frac{1}{r_B} + j\omega C_B$; $Y_C = \frac{1}{r_C} + j\omega C_C$ – комплексні провідності фаз мережі відносно землі; r_A, r_B, r_C – активний опір ізоляції, відповідно, фази мережі відносно землі; C_A, C_B, C_C – ємність фаз мережі по відношенню до землі; r_1, L_1 – внесений активний опір і індуктивність трансформатора напруги контролю ізоляції.

Згідно з [31] для трансформатора типу НТМИ

$$r_1 = \frac{n_1^2 n_2^2 r_\Delta r_\Upsilon}{n_2^2 r_\Delta + 3n_1^2 r_\Upsilon}, \quad (1.7)$$

де n_1, n_2 – відповідно, коефіцієнти трансформації між первинною, вторинною основною і додатковою обмотками НТМИ, з'єднаними за схемою «зірка» та «відкритий трикутник».

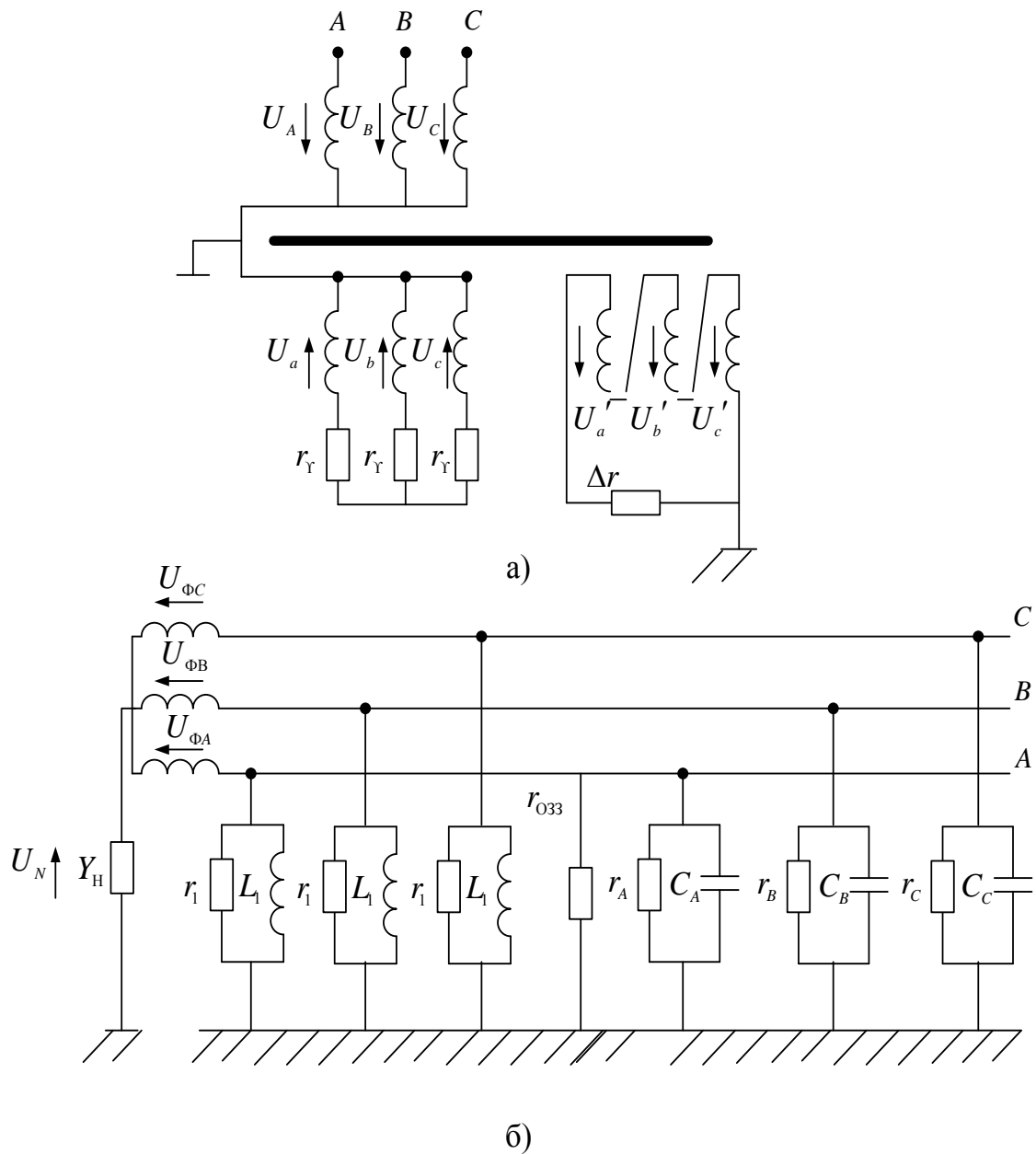


Рисунок 1.4 – Схема з'єднань трансформатора для вимірювання U_0 (а); та розрахункова схема трифазної мережі для визначення U_0 (б)

Якщо вважати, що $C_A = C_B = C_C = C$ і $r_A = r_B = r_C = r$ і виник обрив проводу у фазі A , а при падінні його на землю утворився шунтувальний зв'язок через опір r_{033} , то комплекс напруги нульової послідовності (див. рис.1.4б) можна визначити як

$$\dot{U}_0 = \frac{U_\Phi}{n_2} \frac{1/r_{033}}{1/r_{033} + 3 \left(1/r_1 + 1/r + \frac{1 - \omega^2 L_1 C}{j\omega L_1} \right) + Y_H}. \quad (1.8)$$

Визначимо напругу нульової послідовності при різних режимах роботи нейтралі. У випадку, коли $Y_H = 0$

$$U_0 = -\frac{U_\Phi}{n_2} \frac{\omega L_1}{\sqrt{9r_{O33}^2 (1 - \omega^2 L_1 C)^2 + \omega^2 L_1^2 (1 + 3r_{O33}/r_1 + 3r_{O33}/r)^2}} = -\frac{U_\Phi}{n_2} \gamma_1. \quad (1.9)$$

Коли $Y_H = 1/R$

$$U_0 = -\frac{U_\Phi}{n_2} \frac{\omega L_1}{\sqrt{9r_{O33}^2 (1 - \omega^2 L_1 C)^2 + \omega^2 L_1^2 \left(1 + r_{O33} \left(\frac{1}{R} + \frac{3}{r_1} + \frac{3}{r}\right)\right)^2}} = -\frac{U_\Phi}{n_2} \gamma_2, \quad (1.10)$$

якщо нейтраль заземлена через реактор з параметрами L_K і r_K , тобто,

$Y_H = \frac{1}{r_e} + \frac{1}{j\omega L_e}$, де $r_e = r_K + \omega^2 L_K^2 / r_K$; $L_e = L_K + r_K / \omega^2 L_K$, то

$$U_0 = -\frac{U_\Phi}{n_2} \frac{\omega L_1}{\sqrt{r_{O33}^2 \left(\frac{L_1}{L_e} + 3(1 - \omega^2 L_1 C)^2\right) + \omega^2 L_1^2 \left(1 + r_{O33} \left(\frac{1}{r_e} + \frac{3}{r_1} + \frac{3}{r}\right)\right)^2}} = -\frac{U_\Phi}{n_2} \gamma_3. \quad (1.11)$$

Для захисту від ОЗЗ уставка спрацювання реле за напругою нульової послідовності вибирається як [31]

$$U_{c.p.} \geq 0,3 \frac{U_\Phi}{n_2}, \quad (1.12)$$

тобто, захист повинен спрацювати коли $\gamma_k \geq 0,3$; $k = 1, 2, 3$. Аналіз рівнянь (1.8)–(1.12) показав, що при заданих параметрах захисту

$L_1 = 16 \text{ Гн}$, $r_\gamma = 0,5 \text{ кОм}$, $r_\Delta = 25 \text{ кОм}$, $r_1 = 600 \text{ кОм}$, $R = 6 \text{ кОм}$, $r_k = 1 \text{ МОм}$, $L_k = 4 \text{ Гн}$ і $50 < r < 500 \text{ кОм}$, а $C = 0,2 \div 1 \text{ мкФ}$, необхідна чутливість може бути забезпечена при малих значеннях опору шунтувального зв'язку, коли $r_{O33} \leq 1 \text{ кОм}$. Досвід експлуатації повітряних розподільних мереж гірничорудних кар'єрів [33–35] напругою 6 кВ показав, що в 75 % замикань r_{O33} не перевищує 1 кОм, однак, в інших випадках r_{O33} знаходиться в межах 2–8 кОм (інтегральний розподіл) причому такий значний перехідний опір виникав при ОЗЗ, які супроводжувались обривом проводу і падінням його на землю (24 %

від загальної кількості). В розподільних мережах сільськогосподарського призначення перехідний опір може досягати ще більших значень, оскільки захист від ОЗЗ діє на сигнал, процес пошуку місця пошкодження може тривати декілька годин, в місці падіння проводу відбувається спікання ґрунту і різке підвищення значення $r_{\text{ОЗЗ}}$ при якому сигналізація від ОЗЗ перестає працювати. Виникає хибне враження про самоусунення ОЗЗ, і в місці падіння проводу може довго існувати небезпечне поле розтікання струму [34, 35]. Одночасно зі зміною фазних напруг змінюються і фазні струми, а тому і струми нульової послідовності як в пошкодженому, так і непошкодженому приєднанні в сторону зменшення їх значень. Це знижує чутливість захисту, який ґрунтується на вимірюванні струмів нульової послідовності, оскільки його значення $3I_0$ в пошкодженому приєднанні буде обмежуватись значенням перехідного опору в місці замикання. Аналітичні залежності струмів і напруг нульової послідовності можна отримати користуючись розрахунковою схемою, зображеною на рисунку 1.5, де ТНП – трансформатор нульової послідовності.

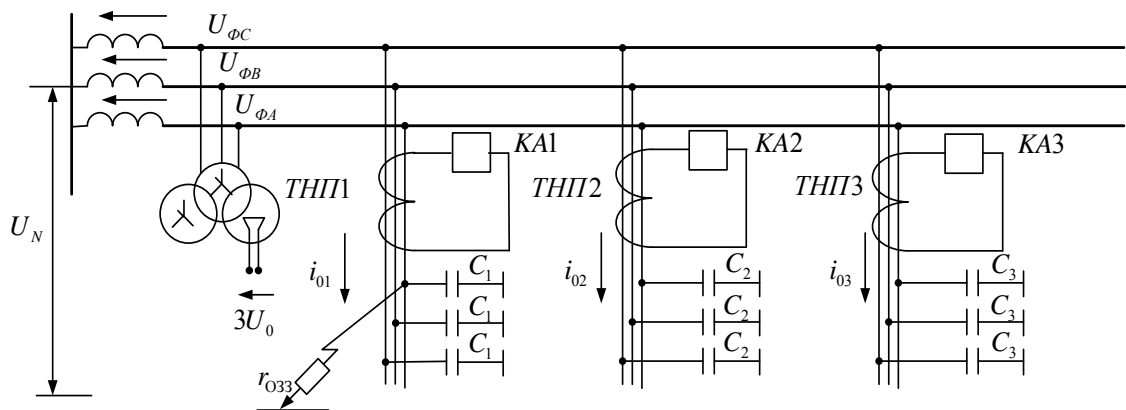


Рисунок 1.5 – Розрахункова схема для визначення струмів нульової послідовності окремих приєднань

Визначимо струми нульової послідовності на окремих лініях, коли $U_{\phi A} = U_M \sin(\omega t + \phi)$ – напруга живлення; $r_{\text{ОЗЗ}}$ – перехідний опір в місці замикання; C_1, C_2, C_3 – ємність фаз мережі відносно землі. При обраних напрямках струму і напруги, керуючись законами електротехніки [36], отримаємо:

$$\begin{aligned}
i_{01} &= \frac{U_M \omega (C_2 + C_3)}{\sqrt{r_{033}^2 \omega^2 C_M^2 + 1}} \left[\sin(\omega t + \varphi + \psi) - \frac{\cos(\varphi - \psi)}{\omega r_{033} C_M} e^{-\frac{t}{r_{033} C_M}} \right]; \\
i_{02} &= -\frac{U_M \omega C_2}{\sqrt{r_{033}^2 \omega^2 C_M^2 + 1}} \left[\sin(\omega t + \varphi + \psi) - \frac{\cos(\varphi - \psi)}{\omega r_{033} C_M} e^{-\frac{t}{r_{033} C_M}} \right]; \\
i_{03} &= -\frac{U_M \omega C_3}{\sqrt{r_{033}^2 \omega^2 C_M^2 + 1}} \left[\sin(\omega t + \varphi + \psi) - \frac{\cos(\varphi - \psi)}{\omega r_{033} C_M} e^{-\frac{t}{r_{033} C_M}} \right]; \\
i_3 &= \frac{3U_M C_M}{\sqrt{r_{033}^2 \omega^2 C_M^2 + 1}} \left[\sin(\omega t + \varphi + \psi) - \frac{\cos(\varphi - \psi)}{\omega r_{033} C_M} e^{-\frac{t}{r_{033} C_M}} \right]; \\
U_N &= \frac{U_M}{\sqrt{r_{033}^2 \omega^2 C_M^2 + 1}} \left[\sin(\omega t + \varphi + \psi) - \sin(\varphi - \psi) e^{-\frac{t}{r_{033} C_M}} \right], \quad (1.13)
\end{aligned}$$

де $C_M = 3(C_1 + C_2 + C_3)$; $\psi = -\arctg(1/r_{033}\omega C_M)$; $\psi' = \arctg(\omega C_M r_{033})$.

Із системи рівнянь (1.13) видно, що перехідні струми нульової послідовності як в пошкоджених, так і непошкоджених лініях залежать від перехідного опору в місці падіння проводу і дають можливість оцінити вплив аперіодичної складової струму і напруги на вибір уставки спрацювання захисту.

Для виконання цього захисту від ОЗЗ використовують реле РТ-40/02, РТЗ-50 і РТЗ-51 [19]. Селективність дії захисту забезпечується шляхом відстроювання струму спрацювання від власного емнісного струму лінії, яка захищається, тобто

$$I_{с.з.} = k_{від.} 3I_{0Л}^{(1)} = k_{від.} 3\omega C_{Л} U_{\Phi}, \quad (1.14)$$

де $C_{Л}$ – емність фази лінії відносно землі.

При цьому коефіцієнт відстроювання $k_{від.} = 4 \div 5$ визначається кидком емнісного струму, а для захисту з витримкою часу з урахуванням дуги, яка переміщується, $k_{від.} = 2,0 \div 2,5$. Можна легко довести, що для забезпечення регламентованого коефіцієнта чутливості $k_{ч} \geq 1,5$ найменший сумарний емнісний струм повинен перевищувати власний емнісний струм лінії, що захищається, не менше, ніж у 8–9 разів. Ця умова не завжди виконується. Для більш досконалих реле на мікропроцесорній елементній базі, наприклад, SPA 100, SPA 300 і терміналів

серії SPAS 806 [29, 37, 38] співвідношення між сумарним струмом і емнісним струмом окремої лінії повинно бути не менше, ніж 2,5.

Серед направлених захистів найбільш розповсюдженим є захист ЗЗП-1 [21, 32]. Основний його недолік – помилкове спрацювання при дугових замиканнях, а також при вимкненнях ОЗЗ, зумовлених спотворенням фазових співвідношень при перехідних процесах в колах струму та напруги; більш досконалим є реле ЗЗН [39].

Недолік захистів, які реагують на вищі гармоніки в усталеному режимі струму нульової послідовності (УСЗ-2/2, УСЗ-3М, УСЗ-3) – хибні спрацювання або відмова в спрацюванні через складність вибору уставки спрацювання захисту, яка залежить від низки факторів, основний з них – перехідний опір в місці замикання [40].

Захисти, які реагують на початковий знак потужності нульової послідовності перехідного процесу [41], не набули застосування в повітряних розподільних мережах через конструктивну складність, нестабільність процесів при замиканні на землю і зміні конфігурації мережі та режиму навантаження в процесі експлуатації.

Вдосконалення захисту від ОЗЗ останнім часом здійснюється на основі мікросхем і мікропроцесорної елементної бази. Так, наприклад, підприємство «АББ Реле-Чебоксари» випускає мікропроцесорні реле захисту і автоматики до складу яких входить і захист від ОЗЗ [29, 37, 38].

Модуль *SPCJ4D28* терміналу *SPAC800* в своєму складі має двоступеневий захист від ОЗЗ з цифровим реле, яке має високу чутливість, однак, реалізувати цю чутливість складно через великий струм небалансу в трансформаторах нульової послідовності, які облаштовуються в повітряних мережах сільськогосподарського призначення [32].

1.4 Аналіз існуючих методів і засобів пошуку пошкодження в розподільних мережах з повітряними лініями електропередачі напругою 6–35 кВ

Коли відсутні засоби автоматизації, організація процесу пошуку залежить від конфігурації РМ, її довжини, кількості комутаційних апаратів, місця їх розташування. Наприклад, коли відсутні на лінії секційні роз'єднувачі, пошук місця обриву проводу перетворюється на обхід та огляд лінії, коли є роз'єднувачі, процес пошуку пошкодження та його локалізація починається з поділу мережі на дві частини і вимкненням однієї з них. Далі здійснюється повторне ввімкнення (ПВ) вимикача лінії на підстанції. За результатами ПВ роблять висновок – на якій з частин мережі є пошкодження. Аналогічні операції виконують до тих пір, поки не буде виявлена пошкоджена ділянка. Після цього виконують вмикання тих пошкоджених ділянок, для яких мож-

на подати напругу від джерела живлення. Місце пошкодження визначають шляхом обходу, огляду, вимірювання параметрів на пошкодженій ділянці.

Якщо в мережі наявні резервні зв'язки, пошук пошкодженої ділянки виконують інакше, оскільки після виконання будь-якої операції, що направлена на отримання інформації про місце пошкодження, можна ввімкнути резервне джерело живлення для навантажень непошкоджених ділянок.

Якщо схема має пристрої секціонування і автоматичний ввід резерву, пошук пошкодження здійснюється в автоматично виділеній зоні, як і в попередньому випадку.

Отже, в будь-якому випадку процес ВМП є багатокроковим і перед оперативним персоналом виникає проблема вибору оптимальної стратегії пошуку та локалізації пошкодженої ділянки.

У працях [4, 42–45] запропоновано метод оптимізації процесу пошуку міжфазного КЗ, в якому використовується дуальний критерій оптимальності

Недолік цієї стратегії полягає в складності підготовки вхідних даних, оскільки крім конфігурації мережі, довжини ділянок, потужності навантажень, відомостей про систему обслуговування, необхідно розраховувати коефіцієнти матриць невідпуску електроенергії та витрат часу на переїзди оперативно-виїзної бригади (ОВБ) від вимикача до роз'єднувача і між роз'єднувачами, а також на комутаційні операції та зв'язок ОВБ з диспетчером. Ця стратегія має обмежене застосування, оскільки використовується тільки під час пошуку місць міжфазного к. з. В РМ основним видом пошкодження (60–90 %) є ОЗЗ.

З метою автоматизації пошуку міжфазних к. з. широке застосування отримали показники короткого замикання (ПКЗ) [17, 46–52]. Найбільш широке розповсюдження набули ПКЗ типу УПУ-1, УПУ-2 [17].

Показники траси протікання струму к. з. дозволяють скоротити час пошуку пошкодженої ділянки, в порівнянні з методом послідовного ділення мережі, однак, потребують додаткових витрат на їх обладнання та обслуговування. Крім того, як показано в [53], вони надійно функціонують лише при к. з. на початку мережі. При к. з. в кінці лінії вони мають недостатню чутливість.

Подальша автоматизація процесу пошуку місця міжфазного к. з. здійснювалась шляхом розробки та впровадження дистанційних методів визначення відстані до місця к. з. [54–68].

На сьогоднішній день методи дистанційного визначення відстані до місця к. з. ефективно використовують на ЛЕП напругою 110 кВ. Їх можна поділити на високочастотні методи і низькочастотні. До високочастотних методів відносять: метод стоячих хвиль; імпульсні, які поділяються на локаційні і хвильові. Серед низькочастотних методів отримали розповсюдження: петльовий, ємнісний і визначення місця

пошкодження за параметрами аварійного режиму (ПАР) з односторонньою та двосторонньою їх фіксацією. В останньому випадку відстань до місця пошкодження l_n розраховують ітераційним методом [58], суть якого полягає в послідовному розрахунку струмів та напруг к. з. при переміщенні точки к. з. вздовж мережі (скануванні) та порівнянні обчислених ПАР з вимірюванням. Місце к. з. знаходять в точці, де розрахункові параметри найближчі до вимірних. Критерієм наближення множини розрахункових ПАР з множиною вимірних є функція

$$F(\ln) = \sum_{i=1}^k \sum_{j=1}^k a_{ij} \left(\Pi_{pi} / \Pi_{pj} - \Pi_i / \Pi_j \right), \quad (1.15)$$

де $\Pi_i, \Pi_j, \Pi_{pi}, \Pi_{pj}$ – відповідно, вимірні і розраховані параметри, $i, j = 1, 2 \dots k$.

Коефіцієнт a_{ij} відображає вагові частини різних складових функції $F(\ln)$. Розраховують також очікувану похибку $\pm \Delta l$, що визначає необхідну зону обходу лінії під час пошуку пошкоджень на її трасі.

В розподільних мережах напругою 6–35 кВ застосовують лише методи, що ґрунтуються на принципі однобічного вимірювання ПАР [17, 54, 55, 59–61]. Недолік цих методів полягає в значній похибці при визначенні відстані до місця пошкодження, яка може досягти 50 % від загальної довжини мережі. При однаковій відстані від місця вимірювання параметрів до точки к. з., у випадку к. з. на відгалуженні, похибка менша, ніж к. з. на магістралі мережі. Значна похибка зумовлена тим, що в цих методах не враховується розподіл струму навантаження по окремих лініях, а також неоднорідність структури розподільної мережі. Окремі ділянки мережі виконують провідниками різного типу і перерізу [73, 74].

В розподільних електричних мережах (РЕМ) з повітряними лініями, що обладнані селективним захистом від ОЗЗ, що діє на вимкнення, пошук пошкодження здійснюється шляхом послідовного поділу мережі. Коли захист діє на сигнал, використовують метод, який вимірює напруженість магнітного поля біля проводу, яке створюється струмами нульової послідовності та вищих гармонік [17, 69, 70].

Найбільш широкого застосування набули пристрої, що ґрунтуються на використанні вищих гармонік, які виникають при ОЗЗ, типу «Поиск-1», «Волна», «Зонд», «Гармоніка», «ВП-1». Досвід експлуатації цих пристроїв, в основному, позитивний, але їх використання вимагає послідовного обходу мережі, вимірювання рівня сигналу на кожному відгалуженні, крім цього, рівень контрольованого сигналу залежить від перехідного опору в місці замикання. Достатня чутли-

вість може бути досягнена, якщо опір в місці ОЗЗ, не перевищує 100–200 Ом [38, 39]. Це не дозволяє виявити ОЗЗ, яке пов'язане з обривом проводу, коли перехідний опір в місці його падіння може досягати декількох кОм.

В роботах [56, 75–79] доведено, що врахувати конструктивні, технологічні, техніко-економічні фактори при створенні ефективних засобів ВМП можна лише за умови застосування сукупності методів і засобів ВМП як системи з однією структурою при будь-яких пошкодженнях.

В роботах [81–83] запропоновано універсальну програму пошуку, яка ґрунтується на узгодженні вдосконалених дистанційних, топографічних методів та методу послідовного поділу мережі і забезпечує вибір оптимальної стратегії пошуку при різних видах пошкодження, умовах експлуатації і засобах контролю. Запропоновано вдосконалення дистанційних методів шляхом фіксування параметрів нормального і аварійних режимів на кожному приєднанні, а математичні, логічні операції та індикацію здійснювати за допомогою централізованої системи. При визначеній відстані до місця к. з. похибка вимірювання зменшується завдяки вимірюванню струму навантаження на кожному приєднанні і врахуванню неоднорідності параметрів структури.

При визначенні відстані до ОЗЗ пропонується додатково створювати режим подвійного замикання на землю на період вимірювання, тоді струм навантаження взагалі не впливає на результати вимірювань.

Вдосконалення методу послідовного поділу мережі передбачає оптимізацію послідовності перевірок за критерієм мінімуму невідпуску електроенергії $\Delta W \rightarrow \min$ і часу пошуку $t \rightarrow \min$. Для автоматизації розрахунку створено спеціальну програму «*Find Opt*», яка дозволяє попередньо розрахувати для кожної лінії підстанції умовний алгоритм перевірок.

Запропонована комбінована система пошуку пошкоджень є складною для практичного застосування.

Імпульсні методи пошуку пошкоджень застосовують для повітряних мереж напругою 110 кВ і вище, а також в кабельних мережах.

Принципово можлива локація електроліній з деревоподібною топологією. Але, якщо в лініях з лінійною структурою від місця пошкодження відбивається один імпульс, то в лініях з деревоподібною топологією поряд з імпульсами, відбитими від місць пошкодження, присутні імпульси, зумовлені відгалуженнями і численними перевідбиттями. Доцільність застосування локаційного методу для діагностики стану електроліній з деревоподібною топологією не досліджено. Існує необхідність провести дослідження ефективності ВМП локаційним методом РМ з деревоподібною топологією.

2 ВДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДУ ЗАХИСТУ ВІД ОБРИВУ ПРОВОДУ РОЗГАЛУЖЕНОЇ ПОВІТРЯНОЇ ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ НАПРУГОЮ 6–35 КВ

2.1 Параметри і ознаки, які характеризують обрив проводу повітряної ЛЕП до моменту падіння його на землю

Враховуючи те, що захист від обриву проводу розташовують на підстанції, від шин якої відходять лінії електропередачі, то найбільш доступними для контролю можуть бути струми в фазах на початку лінії і напруги в лінії відносно землі. При цьому можна використати як перехідні, так і усталені значення цих величин.

Для спрощення процесу аналізу аварійного режиму обриву проводу поділимо його за часом на два проміжки: від моменту обриву проводу і до моменту падіння його на землю, та після моменту падіння проводу на землю.

Розглянемо зміну значень величин аварійного режиму роботи обриву проводу в фазі А до моменту падіння його на землю. Для визначення струмів у фазах при обриві проводу скористаємося методом параметричної ідентифікації в часовому просторі через комплексну площину [84]. Схема заміщення представлена на рисунку 2.1. На рисунку 2.1 $e_A(p)$, $e_B(p)$, $e_C(p)$ – зображення електрорушійних сил

(ЕРС), що діють у колі; $L_{\text{л}}i_A(0)$, $L_{\text{л}}i_B(0)$, $L_{\text{л}}i_C(0)$, $\frac{u_{Ca}(0)}{pC}$,

$\frac{u_{Cb}(0)}{pC}$, $\frac{u_{Cc}(0)}{pC}$ – джерела, що вводяться в схему при застосуванні

операторного методу розрахунку; $L_{\text{л}}$ – параметр, який враховує опір вторинних обмоток трансформаторів і лінії; $R_{\text{л}}$ – активний опір вторинної обмотки трансформатора і лінії; $L_{\text{н}}, R_{\text{н}}$ – відповідно, індуктивність і активний опір навантаження; C – ємність провідників мережі

відносно землі; $e_A(t) = E_M \sin(\omega t)$; $e_B(t) = E_M \sin(\omega t - 120^\circ)$; $e_C(t) = E_M \sin(\omega t + 120^\circ)$; $\omega = 2\pi f$; $f = 50 \text{ Гц}$; E_M – амплітудне значення ЕРС .

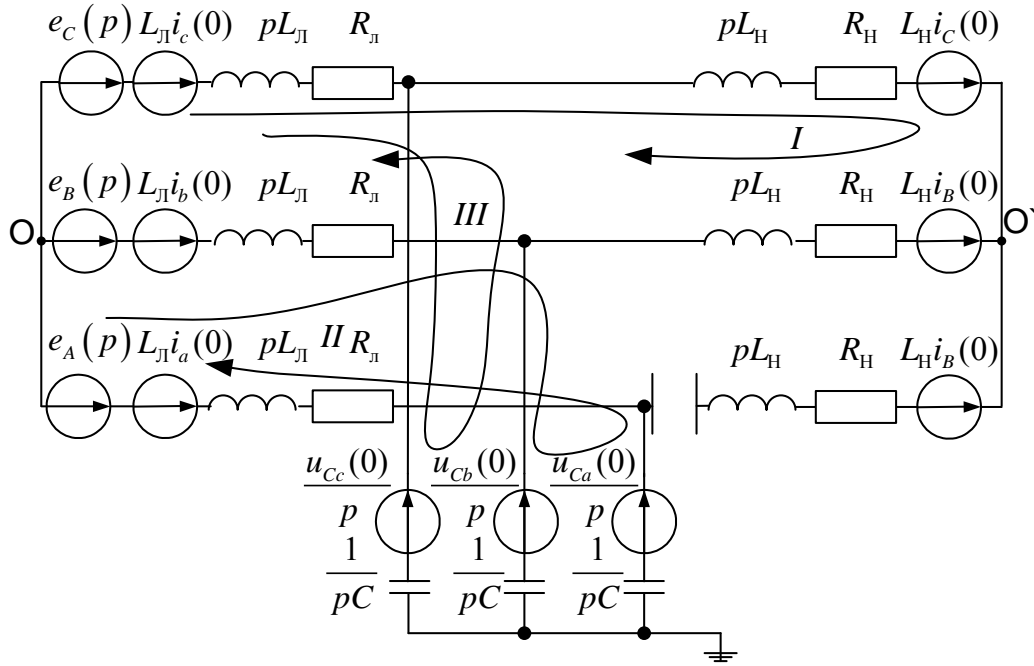


Рисунок 2.1. – Розрахункова схема визначення операторним методом струмів у фазах при обриві проводу

Для визначення контурних струмів, зображених на рисунку 2.1, запишемо вирази:

$$\begin{cases} E_I(p) = 2I_I(p)(pL_{лI} + R_{лI} + R_{нI} + pL_{нI}) - I_{II}(p)(pL_{лI} + R_{лI}) + 2I_{III}(p)(pL_{лI} + R_{лI}); \\ E_{II}(p) = -I_I(p)(pL_{лI} + R_{лI}) + 2I_{II}(p)\left(pL_{лI} + R_{лI} + \frac{1}{pC}\right) - I_{III}(p)\left(pL_{лI} + R_{лI} + \frac{1}{pC}\right); \\ E_{III}(p) = 2I_I(p)(pL_{лI} + R_{лI}) - I_{II}(p)\left(pL_{лI} + R_{лI} + \frac{1}{pC}\right) + 2I_{III}(p)\left(pL_{лI} + R_{лI} + \frac{1}{pC}\right). \end{cases} \quad (2.1)$$

В системі рівнянь (2.1) вирази для зображень ЕРС мають вигляд:

$$\begin{cases} E_I(p) = \frac{\dot{U}_m(a - a^2)}{p - j\omega} + L_{лI}(i_C(0) - i_B(0)) + L_{нI}(i_C(0) - i_B(0)); \\ E_{II}(p) = \frac{\dot{U}_m(a^2 - 1)}{p - j\omega} + L_{лII}(i_B(0) - i_A(0)) + \frac{1}{p}(u_{CA}(0) - u_{CB}(0)); \\ E_{III}(p) = \frac{\dot{U}_m(a - a^2)}{p - j\omega} + L_{лIII}(i_C(0) - i_B(0)) + \frac{1}{p}(u_{CC}(0) - u_{CB}(0)). \end{cases} \quad (2.2)$$

Розв'язком системи рівнянь (2.1) є контурні струми:

$$\left\{ \begin{aligned} I_I(p) &= \frac{-(A_1 p^4 - B_1 p^3 + C_1 p^2 - D_1 p + E_1)}{F_1 p^5 + G_1 p^4 + H_1 p^3 + I_1 p^2 + J_1 p + K_1}; \\ I_{II}(p) &= \frac{A_2 p^3 + B_2 p^2 + C_2 p + D_2}{E_2 p^4 + F_2 p^3 + G_2 p^2 + H_2 p + I_2}; \\ I_{III}(p) &= \frac{A_3 p^6 + B_3 p^5 + C_3 p^4 + D_3 p^3 + E_3 p^2 + F_3 p + G_3}{H_3 p^7 + I_3 p^6 + J_3 p^5 + K_3 p^4 + L_3 p^3 + M_3 p^2 + N_3 p + O_3} \end{aligned} \right. \quad (2.3)$$

де $A_1, B_1, C_1, D_1, E_1, F_1, G_1, H_1, I_1, J_1, K_1, A_2, B_2, C_2, D_2, E_2, F_2, G_2, H_2, I_2, A_3, B_3, C_3, D_3, E_3, F_3, G_3, H_3, I_3, J_3, K_3, L_3, M_3, N_3, O_3$ – коефіцієнти, що залежать від параметрів мережі (додаток Б).

Запишемо вирази для визначення зображень струмів у фазах через зображення контурних струмів, як показано на рисунку 2.1:

$$\left\{ \begin{aligned} I_a(p) &= -I_{II}(p); \\ I_b(p) &= I_{II}(p) - I_I(p) - I_{III}(p); \\ I_c(p) &= +I_I(p) + I_{III}(p). \end{aligned} \right. \quad (2.4)$$

Скориставшись теоремою розкладу [84], отримаємо залежності струмів від часу і запишемо систему рівнянь симетричних складових [84] для схеми, зображеної на рисунку 2.1

$$\left\{ \begin{aligned} \dot{I}_1 &= \frac{1}{3}(\dot{I}_I(a^2 - a) + \dot{I}_{II}(a - 1) + \dot{I}_{III}(a^2 - a)); \\ \dot{I}_2 &= \frac{1}{3}(\dot{I}_I(a - a^2) + \dot{I}_{II}(a^2 - 1) + \dot{I}_{III}(a - a^2)); \\ \dot{I}_0 &= \frac{1}{3}(-\dot{I}_{II} + \dot{I}_{II} - \dot{I}_I - \dot{I}_{III} + \dot{I}_I + \dot{I}_{III}) = 0. \end{aligned} \right. \quad (2.5)$$

В перший момент обриву проводу струм в обірваній фазі значно відрізняється від значення струму в тій же фазі після падіння проводу на землю. Тому важливо знати час, за який провід впаде на землю, щоб відслідкувати зміну струму.

2.1.1 Визначення часу падіння проводу на землю

Щоб визначити час, протягом якого провід падає на землю, розглянемо розрахункову схему, яка зображена на рисунку 2.2. В цьому випадку доцільно розглянути два граничні варіанти, коли провідник

обривається на початку або в кінці лінії, і коли провідник обривається в середині прольоту [85].

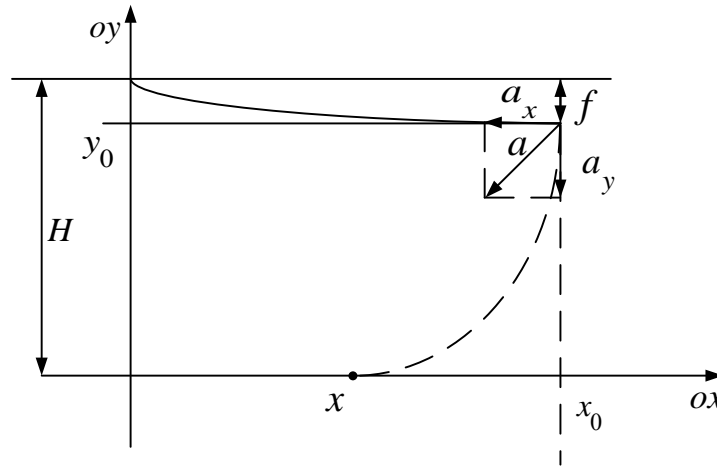


Рисунок 2.2 – Розрахункова схема визначення часу падіння проводу РМ на землю

На рисунку 2.2 x , y – координати положення проводу; x_0 , y_0 – початкові координати положення проводу; a_x , a_y – проекції вектора, прискорення падіння проводу, на осі координат; H – висота кріплення проводів; f – стріла провисання проводу.

Складемо рівняння руху проводу [86]

$$x = x_0 + V_{0x}t + \frac{a_x t^2}{2}, \quad (2.6)$$

$$y = y_0 + V_{0y}t + \frac{a_y t^2}{2}, \quad (2.7)$$

де V_{0x} , V_{0y} – проекції вектора швидкості падіння проводу на осі координат.

Оскільки в момент обриву проводу йому не було надано прискорення, то і швидкість при $t = 0$ також дорівнює нулю $V_{0x} = V_{0y} = 0$.

Рівняння (2.6) та (2.7) будуть мати вигляд:

$$x = x_0 + \frac{a_x t^2}{2}; \quad (2.8)$$

$$y = y_0 + \frac{a_y t^2}{2}. \quad (2.9)$$

Більш детально розглянемо рівняння (2.9). Значення y_0 буде сталим і може бути визначене з урахуванням [87]

$$y_0 = H - f = H - \frac{\gamma l^2}{8\sigma}, \quad (2.10)$$

де γ – приведенне навантаження проводу від власної ваги, кг/м²; σ – допустиме навантаження проводу при середньорічній температурі, кг/мм²; l – половина довжини прольоту, м.

Значення величини прискорення спроектованого на вісь oy буде відповідати значенню прискорення вільного падіння з протилежним знаком

$$a_y = -g. \quad (2.11)$$

Перетворивши рівняння (2.9) і врахувавши рівняння (2.10) та (2.11), отримаємо

$$t = \sqrt{\frac{2\left(y - H - \frac{\gamma l^2}{8\sigma}\right)}{-g}}. \quad (2.12)$$

Розрахуємо час падіння провідника на землю для ЛЕП 6–35 кВ. Дані для розрахунків наведені в таблицях 2.1 та 2.2.

Таблиця 2.1 – Значення параметрів опори та провідника

Матеріал опори	Висота опори, м	Висота кріплення проводів, м	Застосування	Довжина прольоту, м
Дерево	9,75	8; 8,75; 9,5	Проміжна опора	50

Таблиця 2.2 – Параметри проводу в прольоті

Марка проводу	Допустиме навантаження при середньорічній температурі, кг/мм ²	Допустиме навантаження при найнижчій температурі та найбільшому навантаженні, кг/мм ²	Приведене навантаження від власної ваги, кг/м ²
АС-35; АС-50; АС-70	6,25	11,6	$3,47 \cdot 10^{-3}$

З врахуванням даних таблиць 2.1, 2.2 визначимо час падіння про-
воду на землю при обриві його в середині прольоту при середніх на-
вантаженнях $t_{\min 1}$ та максимальних навантаженнях $t_{\min 2}$.

$$t_{\min 1} = \sqrt{\frac{2(y - H - \frac{\gamma l^2}{8\sigma})}{-g}} = \sqrt{\frac{2(0 - 8 - \frac{3,47 \cdot 10^{-3} \left(\frac{50}{2}\right)^2}{8 \cdot 6,25})}{-9,8}} = 1,281c, \quad (2.13)$$

$$t_{\min 2} = \sqrt{\frac{2(y - H - \frac{\gamma l^2}{8\sigma})}{-g}} = \sqrt{\frac{2(0 - 8 - \frac{3,47 \cdot 10^{-3} \left(\frac{50}{2}\right)^2}{8 \cdot 11,6})}{-9,8}} = 1,152c. \quad (2.14)$$

Час падіння проводу на землю при його обриві на початку прольо-
ту чи в кінці прольоту можна визначити як

$$t_{\max} = \sqrt{\frac{2(y - H - \frac{\gamma l^2}{8\sigma})}{-g}} = \sqrt{\frac{2(0 - 8 - 0)}{-9,8}} = 1,633c. \quad (2.15)$$

Отже, час падіння проводу буде мінімальним при його обриві в
середині прольоту.

Виходячи з отриманих результатів, для часу падіння проводу $t_n \geq 1c$
і параметрів лінії, перехідними процесам при виникненні аварійних ре-
жимів в повітряних розподільних мережах напругою 6–35 кВ можна
знехтувати і розглядати усталене значення струмів. Дійсно, в роботах
[14, 31, 88] показано, що в найбільш несприятливому випадку при
трифазному к. з. початкові значення аперіодичної складової фазних
струмів не перевищують таких значень: $(0; +\sqrt{3}/2; -\sqrt{3}/2)I_m^{(3)}$, та
 $(1; +0,5; -0,5)I_m^{(3)}$, а двофазних к. з. $(\sqrt{3}/2)I_m^{(2)}$, де $I_m^{(3)}, I_m^{(2)}$ – амплітудні
значення струму трифазного та двофазного к. з., час існування аперіо-
дичної складової струму не перевищує $t_a \leq 0,005c$.

Виходячи з отриманих результатів, користуючись методом симет-
ричних складових визначимо струми прямої, зворотної і нульової пос-

лідовностей при обриві проводу до моменту падіння його на землю для реальних розгалужених електричних мереж.

2.1.2 Визначення струмів прямої та зворотної послідовностей у випадку обриву проводу

Для аналізу струмів прямої та зворотної послідовностей було розраховано десять реальних схем повітряних розподільних мереж (додаток А). Для прикладу на рисунку 2.3 зображено схему заміщення розгалуженої електричної мережі напругою 10 кВ ПАТ «Вінницяобленерго», ПС «Соболівка ф 21». Пронумеровано і позначено точками місця обриву проводу. Розраховано значення параметрів аварійного режиму обриву проводу при максимальних та мінімальних навантаженнях і занесено в таблиці 2.3 та 2.4. Аналіз десяти реальних електричних розподільних мереж показав, що струм зворотної послідовності близький до нуля лише в нормальному режимі роботи і змінює своє значення в залежності від місця обриву ЛЕП. При обриві проводу в кінці ЛЕП, значення струму зворотної послідовності на початку лінії суттєво відрізняється від значення струму небалансу нормального режиму, що можна використати як діагностичну ознаку обриву. Були визначенні струми міжфазних коротких замикань для одних і тих же розрахункових точок.

Результати аналізу показали, що значення струмів зворотної послідовності при обриві проводу на порядок менші, ніж при двофазному короткому замиканні (таблиці 2.5, 2.6), і на них не реагує двоступеневий струмовий релейний захист лінії електропередачі.

Для виявлення несиметричного режиму роботи, який виникає при обриві проводу, необхідно контролювати величину струму зворотної послідовності до моменту його падіння на землю і напругу нульової послідовності після падіння проводу на землю та блокувати дію захисту, при спрацюванні захисту від міжфазних к. з.

Час падіння обірваного проводу на землю в повітряних лініях електропередач напругою 6–35 кВ перевищує 1 с, тому як уставку спрацювання захисту від обриву можна використовувати діючі значення струму прямої і зворотної послідовностей з витримкою часу спрацювання до 2 с.

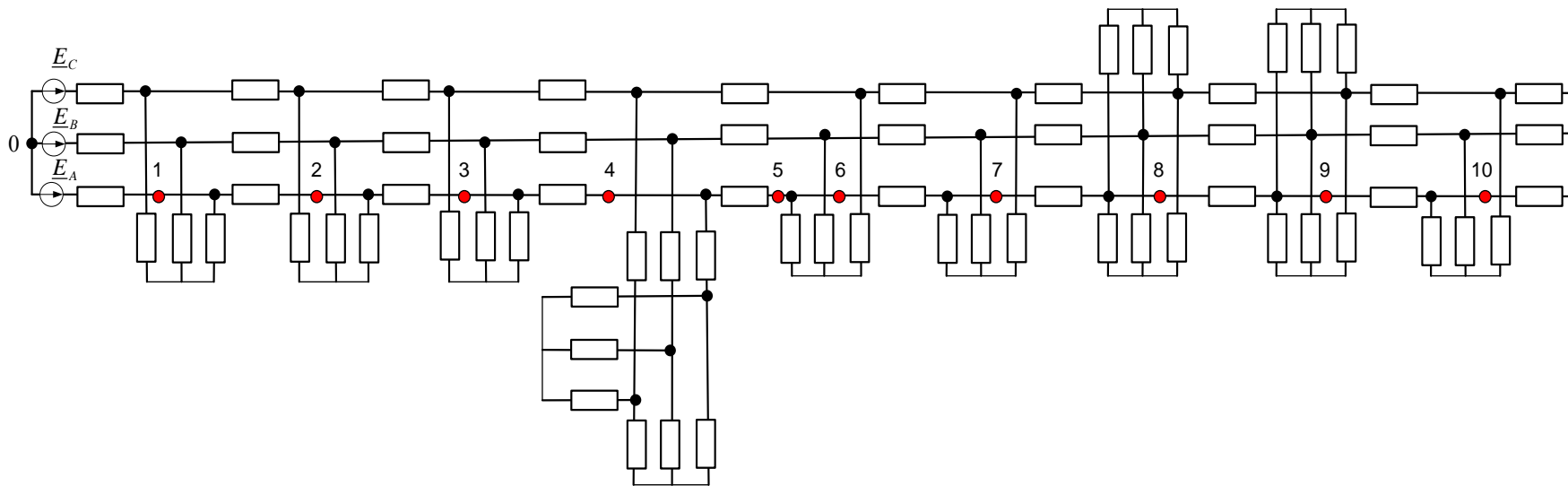


Рисунок 2.3 – Схема заміщення електричної лінії 10 кВ ПС «Соболівка ф 21»

Таблиця 2.3 – Розраховані значення струмів аварійного режиму обриву проводу ЛЕП 10 кВ ПС «Соболівка ф 21». Режим мінімальних навантажень

Показники		Модуль	Фаза, град	Модуль	Фаза, град	Модуль	Фаза, град	Модуль	Фаза, град	Модуль	Фаза, град	Модуль	Фаза, град	Модуль	Фаза, град	Модуль	Фаза, град	Модуль	Фаза, град	Модуль	Фаза, град		
Струм у фазах на початку лінії, А	A	10,82	-37	0	0	0,234	-37	0,603	-37	2,065	-37	3,931	-37	4,861	-37	6,311	-37	8,046	-37	9,543	-37	10,46	-37
	B	10,82	-157	9,373	-127	9,374	-128	9,379	-129	9,431	-133	9,579	-139	9,685	-142	9,892	-146	10,2	-150	10,24	-155	10,73	-156
	C	10,82	83	9,373	53	9,374	54	9,378	55	9,429	59	9,575	65	9,681	67	9,888	72	10,2	76	10,24	81	10,73	82
Струми прямої (1) та зворотної (2) послідовностей, А	1	10,82	-37	5,412	-37	5,529	-37	5,713	-37	6,444	-37	7,377	-37	7,842	-37	8,567	-37	9,435	-37	10	-37	10,64	-37
	2	0	12	5,412	143	5,295	143	5,11	143	4,379	143	3,446	143	2,981	143	2,256	143	1,389	143	0,459	143	0,180	143
Точки обриву		Нормальний режим роботи		1		2		3		4		5		6		7		8		9		10	

Таблиця 2.4 – Розраховані значення струмів аварійного режиму обриву проводу ЛЕП 10 кВ ПС «Соболівка ф 21». Режим максимальних навантажень

Показники		Модуль	Фаза, град	Модуль	Фаза, град	Модуль	Фаза, град	Модуль	Фаза, град	Модуль	Фаза, град	Модуль	Фаза, град	Модуль	Фаза, град	Модуль	Фаза, град	Модуль	Фаза, град	Модуль	Фаза, град	Модуль	Фаза, град
Струм у фазах на початку лінії, А	A	34,655	-72	0	0	0,765	-72	1,968	-72	6,722	-72	12,753	-71	15,746	-71	20,39	-71	25,907	-71	30,636	-71	33,524	-71
	B	34,655	169	30,012	-160	30,01	-162	30,016	-163	30,159	-167	30,621	-173	30,961	-176	31,63	-180	32,635	176	32,805	171	34,366	170
	C	34,655	49	30,012	19	30,02	20	30,041	21	30,241	25	30,744	31	31,094	34	31,763	38	32,742	42	32,846	47	34,385	48
Струми прямої (1) та зворотної (2) послідовностей, А	1	34,655	-71	17,328	-70	17,71	-71	18,312	-71	20,689	-71	23,704	-71	25,2	-71	27,522	-71	30,281	-71	32,08	-71	34,09	-71
	2	0	0	17,328	109	16,945	109	16,344	109	13,967	109	10,952	109	9,455	109	7,133	110	4,375	110	1,444	110	0,566	110
Точки обриву		Нормальний режим роботи		1		2		3		4		5		6		7		8		9		10	

Таблиця 2.5 – Розраховані значення струмів аварійного режиму двофазного к. з. ЛЕП 10 кВ ПС «Соболівка ф 21». Режим мінімальних навантажень

Показники	Модуль	Фаза, град	Модуль	Фаза, град	Модуль	Фаза, град	Модуль	Фаза, град	Модуль	Фаза, град	Модуль	Фаза, град	Модуль	Фаза, град	Модуль	Фаза, град	Модуль	Фаза, град	Модуль	Фаза, град	Модуль	Фаза, град	
Струм у фазах на початку лінії, А	A	10,823	-37	1075,95	-19	1031,24	-19	998,32	-18	942,94	-17	909,24	-16	831,95	-14	811,28	-14	725,18	-12	653,59	-10	653,59	-10
	B	10,823	-157	1073,69	161	1029,12	162	996,3	162	941,16	164	907,61	165	830,65	166	810,08	167	724,32	169	653,15	171	653,15	171
	C	10,823	83	10,82	83	10,82	83	10,82	83	10,82	83	10,82	83	10,82	83	10,82	83	12,18	83	12,16	82	12,16	82
Струми прямої (1) та зворотної (2) послідовностей, А	1	10,823	-37	625,83	-49	600,07	-48	581,11	-48	549,22	-46	529,82	-46	485,31	-44	473,41	-43	424,49	-41	383,29	-40	383,29	-40
	2	0	12	615,25	11	589,46	12	570,47	12	538,55	13	519,12	14	474,57	16	462,66	16	412,34	18	371,13	20	371,13	20
Точки обриву	Нормальний режим роботи		1		2		3		4		5		6		7		8		9		10		

Таблиця 2.6 – Розраховані значення струмів аварійного режиму двофазного к. з. ЛЕП 10 кВ ПС «Соболівка ф 21». Режим максимальних навантажень

Показники	Модуль	Фаза, град	Модуль	Фаза, град	Модуль	Фаза, град	Модуль	Фаза, град	Модуль	Фаза, град	Модуль	Фаза, град	Модуль	Фаза, град	Модуль	Фаза, град	Модуль	Фаза, град	Модуль	Фаза, град	Модуль	Фаза, град	
Струм у фазах на початку лінії, А	A	34,655	-71	0	0	1023,65	-19	990,62	-19	935,01	-17	901,19	-17	823,62	-15	802,9	-15	715,69	-13	644,15	-11	644,15	-11
	B	34,655	169	12,46	-127	1036,94	163	1004,23	163	949,34	164	915,94	165	839,34	167	818,86	168	734,91	170	664,45	171	664,45	171
	C	34,655	49	12,46	53	34,66	49	34,66	49	34,66	49	34,66	49	34,66	49	34,66	49	38,89	49	38,84	48	38,84	48
Струми прямої (1) та зворотної (2) послідовностей, А	1	34,655	-71	619,21	-37	610,81	-49	591,77	-48	559,71	-47	540,21	-47	495,48	-45	483,52	-44	435,65	-43	394,32	-41	394,32	-41
	2	0	0	606,3	143	578,80	12	559,9	12	528,16	14	508,86	15	464,6	17	452,77	18	401,85	20	361,23	21	361,23	22
Точки обриву	Нормальний режим роботи		1		2		3		4		5		6		7		8		9		10		

2.2 Параметри і ознаки, які характеризують обрив проводу повітряної ЛЕП після моменту його падіння на землю

2.2.1 Визначення перехідного опору в місці падіння проводу

Обрив проводу повітряної ЛЕП супроводжується однофазним замиканням на землю зі сторони джерела живлення чи приймача, або з обох сторін, якщо обрив виникає в середині прольоту. Зв'язок фази з землею через неметалеві предмети, наприклад, через дерев'яну траверсу, стійки опори, вологий чи сухий ґрунт, покритий травою, відносять до ОЗЗ через коло з активним опором R_3 . Як показано в [31], такий вид пошкодження супроводжується відкритою дугою. У відкритих коротких дугах при значній ємності провідників мережі форма кривої струму замикання переривається. Затухання дуги відбувається, як правило, при переході струму через нуль власних коливань. Відновлення дуги відбувається внаслідок пробивання проміжку під час відновлення напруги на ньому до першого максимуму.

В більшості випадків в ПЛ напругою 6–10 кВ струми замикання на землю не перевищують 0,1–0,5 А. При таких струмах відбувається згасання дуги і складається хибне враження про самоусунення ОЗЗ. В місці падіння проводу виникає небезпечне поле розтікання струму. На такий вид пошкодження не реагують більшість відомих засобів захисту від ОЗЗ, тому аварійний режим може існувати довго.

Математичні залежності електричних величин при ОЗЗ від параметрів електроустановки викладені в багатьох дослідженнях, наприклад, [14, 31, 88], але практично відсутні дослідження, де розглядається стійкість горіння дуги ОЗЗ при обриві проводу ПЛ 6–35 кВ.

Точний математичний опис процесів ОЗЗ, які супроводжуються електричною дугою, є складним, це зумовлюється тим, що електричний опір дуги є нелінійною функцією струму в ній. Метод кусково-лінійної апроксимації перехідного опору струму в дузі не забезпечує необхідної точності, тому що не можна отримати однозначну залежність $i_d = f(t)$ навіть шляхом осцилографування через значні коливання параметрів в контурі замикання.

Для дослідження стійкості горіння дуги визначимо струм перехідного процесу в місці замикання на землю у різних місцях обриву проводу в прольоті ПЛ.

У випадку обриву проводу ПЛЕП напругою 6–35 кВ виникає ОЗЗ. Зв'язок фази з землею відбувається через коло з активним опором R_3 [89, 90, 91]. Цей опір є послідовним з'єднанням перехідного опору ко-

нтакту провідника з землею R_k і опором розтікання струму замикання в землю R_p , тобто

$$R_3 = R_k + R_p. \quad (2.16)$$

Перехідний опір R_k будемо визначати опором звужених ділянок $R_{зв}$, через які проходить струм до контактних площадок замикання і опору плівки R_n на поверхні провідника і землі

$$R_k = R_{зв} + R_n \quad (2.17)$$

Опір плівки характеризується залежністю [92]

$$R_n = \rho_{екв} \Delta / S, \quad (2.18)$$

де $\rho_{екв}$ – середній питомий опір матеріалу провідника (Ом•м); Δ – товщина плівки, м; S – площа поверхні дотику, м².

В більшості випадків [92] плівка на поверхні контактів утворюється під дією кисню в повітрі, озону, азоту та інших хімічних реагентів. Вона має товщину $\Delta \approx 10^{-8}$ м і питомий електричний опір $\rho_{екв} \approx 10^3$ Ом•м.

Для визначення перехідного опору звуження найбільше підходить еліптична модель контакту, тоді $R_{зв}$ [92, 93] можна визначити так:

$$R_{зв} = \frac{2\rho}{\pi d} \ln \left[\frac{l^2 \sqrt{E}}{1,5 \sqrt{F_k R^2}} \right], \quad (2.19)$$

де l – довжина проводу, що контактує з землею; R – радіус кривизни поверхні; E – модуль пружності землі; F_k – сила, з якою контакт тисне на землю, Н; ρ – питомий опір ґрунту.

Для визначення радіусу кривизни поверхні заглиблення обірваного проводу в землю, скористаємося методом визначення твердості, який ґрунтується на вимірюванні розмірів лунок, отриманих при вдавлюванні в поверхню досліджуваного матеріалу сталевих кульок, алмазних конусів або призм [94] (твердість за Бринелем, за Роквеллем, за Вінсером). Для ілюстрації наведемо метод визначення твердості за Бринелем, в якому визначення твердості проводиться вдавлюванням сталеві загартованої кульки в поверхню досліджуваного тіла під дією певного навантаження. При цьому вимірюється діаметр утвореної лунки d . Якщо діаметр кульки D , а навантаження P , то мірою твердості слугує величина E , яка визначається за формулою

$$E = \frac{2P}{\pi D \left(D - \sqrt{D^2 - d^2} \right)}, \quad (2.20)$$

де P вимірюється в Н; D і d – в м; E – в Н/м².

Із (2.20) можна визначити діаметр утвореної лунки,

$$d = \sqrt{D^2 - \left(D - \frac{2P}{E\pi D} \right)^2}. \quad (2.21)$$

Вважаючи, що $d = 2R$, P відображає масу обірваного проводу, а D діаметр обірваного проводу з врахуванням (2.19) і (2.21), перехідний опір зруження можна визначити як

$$R_{зв} = \frac{2\rho}{\pi l} \ln \left[\frac{l^2 \sqrt{E}}{1,5 \sqrt{0,5P \left(D^2 - \left(D - \frac{2P}{E\pi D} \right)^2 \right)}} \right]. \quad (2.22)$$

Виходячи із [95] і (2.21), опір струму розтікання можна визначити як

$$R_p = \frac{\rho}{\pi l} \ln \frac{2l}{d} = \frac{\rho}{\pi l} \ln \frac{2l}{\sqrt{D^2 - \left(D - \frac{2P}{E\pi D} \right)^2}}. \quad (2.23)$$

Опір замикання з формул (2.22), (2.23) матиме вигляд:

$$R_3 = \frac{\rho}{\pi l} \ln \left[\frac{1,778l^5 E}{P \left(D^2 - \left(D - \frac{2P}{E\pi D} \right)^2 \right)^{\frac{3}{2}}} \right] + \rho_{екв} \Delta / S. \quad (2.24)$$

Для перевірки адекватності математичної моделі визначення перехідного опору в місці падіння проводу на землю були проведені експериментальні дослідження перехідного опору в місці дотику проводу до землі. Для експериментального визначення питомого опору ґрунту використовувався метод вертикального електричного зондування [96] та пристрій МС-08. Для визначення електричного опору вздовж проводу, що лежав на землі, використано вирази для розрахунку горизон-

тально розміщених заземлювачів [96]. Марка проводу, що використовувався при проведенні експерименту – АС-35, довжина проводу 5 м та 10 м. Експеримент проводився восени при температурі 10°C для трьох типів ґрунту. Результати експерименту занесені в таблицю 2.7.

Таблиця 2.7 – Результати експериментальних досліджень, значення опору в місці контакту проводу з землею

Тип ґрунту	Довжина проводу, що лежить на землі, м	Питомий опір ґрунту, Ом м	Розраховане значення опору в місці контакту проводу з землею R_p , Ом	Експериментально визначене значення опору в місці контакту проводу з землею R_B , Ом (середнє із десяти вимірювань)	Відносна похибка, $\delta = \frac{R_B - R_p}{R_B} 100 \%$
Глина	5	44,845	155,234	170	8,68
	10		82,567	80	-3,2
Суглинок	5	91,14	315,487	290	-8,78
	10		167,803	160	-4,8
Пісок	10	523,725	964,26	890	-8,31

Проведені експериментальні дослідження для перевірки адекватності моделі показали, що похибка моделі не перевищує $\pm 8,78 \%$.

Протікання по контакту змінного струму викликає додаткове збільшення опору контакту, зумовлене поверхневим ефектом, але струми замикання на землю від ОЗЗ не перевищують декількох ампер, тому впливом поверхневого ефекту можна знехтувати.

При розрахуванні перехідного опору у рівнянні (2.24) необхідно враховувати залежність питомого опору матеріалу контакту від температури. В контактній температурі по його довжині не однакова. В наближених розрахунках [92] можна визначити ρ для середньої температури в зоні звуження контакту.

Визначено, що середня температура приблизно дорівнює $2/3$ від максимальної температури T_M , віднесеної до площадки дотику. При протіканні струму замикання до 30 А, температура ґрунту не може перевищувати $T_{МК} = 80 \div 100$ °С. При досягненні такої температури відбувається спікання ґрунту і залежність питомого опору ґрунту від температури в таких межах її зміни відповідає прямолінійній залежності:

$$\rho = \rho_0 \left(1 + \frac{\rho_T - \rho_0}{\rho_0 (T - T_0)} \right), \quad (2.25)$$

де ρ_0 – питомий опір ґрунту при температурі навколишнього середовища T_0 ; ρ_T – питомий опір при нагріві перехідного опору до температури T .

Розглянуто процес нагріву контакту між обірваним проводом і землею. Електричний струм, який протікає по контакту, виділяє в його перехідному опорі R_c теплову потужність $R_c I^2$. Температура T в місці дотику проводу до землі буде вищою, в порівнянні з температурою проводу і землі. Для визначення залежності зміни температури від параметрів контакту і навколишнього середовища розглянемо схему заміщення, показану на рисунку 2.4.

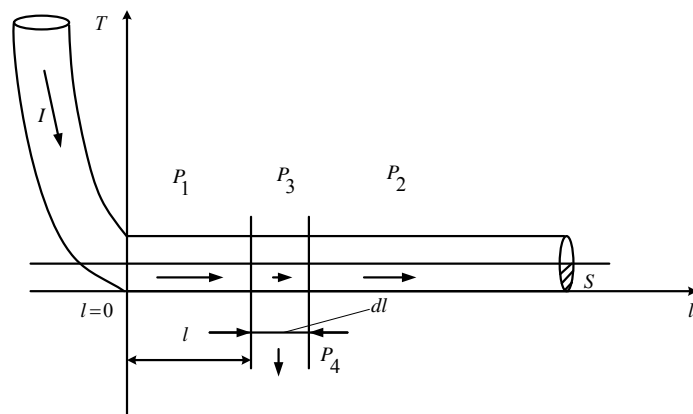


Рисунок 2.4 – Схема заміщення для розрахунку зміни температури контакту обірваного проводу з землею

Виділимо на відстані l від початку координат елемент довжиною dl . Баланс потужності в цьому елементі запишемо у вигляді виразу $P_1 + P_3 = P_2 + P_4$.

Потужності $P_1 - P_4$ визначимо за загальновідомим рівнянням теплопровідності [97]:

$$P_1 = -\lambda S_{\pi} \frac{dT}{dl}; \quad P_2 = -\lambda S_{\pi} \frac{\partial}{\partial l} \left(T + \frac{\partial T}{\partial l} dl \right);$$

$$P_3 = \rho \frac{I^2}{S_{\pi}} dl; \quad P_4 = k_T (T - T_0) p dl, \quad (2.26)$$

де λ – коефіцієнт теплопровідності; p і S_{π} – периметр і площа поперечного перерізу провідника зануреного в землю; k_T – коефіцієнт тепловіддачі з поверхні провідника; T_0 – температура навколишнього середовища – повітря.

Після переходу від частинних похідних до звичайних, отримаємо диференціальне рівняння

$$\lambda S d^2 T / dl^2 - k_T p (T - T_0) + \rho I^2 / S_{\Pi} = 0. \quad (2.27)$$

Розв'язком рівняння є

$$T = A_1 e^{-kl} + A_2 e^{kl} + T_{уст}, \quad (2.28)$$

де A_1, A_2 – постійні інтегрування; $k = \sqrt{k_T p / \lambda S}$.

Усталене значення температури нагріву провідника струмом можна визначити з рівняння (2.27), коли перший член рівняння перетворюється на нуль, тоді

$$T_{уст} = T_0 + \rho I^2 / p S_{\Pi} k_T. \quad (2.29)$$

Виходячи з умови, що від місця початку контакту $l = 0$ в одну сторону розповсюджується приблизно половина потужності в контакті $P_B \approx \frac{1}{2} R_c I^2$ при відповідних граничних умовах, знаходимо вираз для визначення температури вздовж провідника

$$T = T_0 + \frac{\rho I^2}{k_T p S_{\Pi}} + \frac{R_c I^2}{2 \sqrt{\lambda k_T p S_{\Pi}}} \exp\left(-\frac{\sqrt{k_T p}}{\lambda S_{\Pi}} l\right). \quad (2.30)$$

Для еліптичної моделі контакту з (2.30)

$$T_M = \frac{T_0 + \rho \frac{I^2}{k_T p S_{\Pi}}}{\cos\left(\frac{I \sqrt{L}}{4 \lambda R}\right)}, \quad (2.31)$$

де R – радіус площадки зминання, який визначається із (2.21) як $R = d/2$; L – постійна Лоренца [98], наведена для алюмінієвих та сталевих провідників в таблиці 2.8.

Таблиця 2.8 – Постійна Лоренца $L \cdot 10^8$ В/град²

Матеріал	При температурі, °С		
	0	18	100
Алюміній	2,14	2,19	2,33
Сталь	2,86	2,86	2,85

В результаті отримаємо кінцеву формулу, яка матиме вигляд:

$$R_3 = \frac{1}{\pi l} \left[\rho_0 + \frac{(\rho_T - \rho_0) \cos\left(\frac{I\sqrt{L}}{2\lambda d}\right)}{T_0 \left(1 - \cos\left(\frac{I\sqrt{L}}{2\lambda d}\right)\right) + \rho_T \frac{I^2}{k_T p S_{\Pi}}} \right] \ln \left[\frac{1,778 l^5 E}{P \left(D^2 - \left(D - \frac{2P}{E\pi D} \right)^2 \right)^{\frac{3}{2}}} \right] + \rho_{\text{екв}} \Delta / S. \quad (2.32)$$

Для визначення перехідного опору в місці замикання важливо знати довжину проводу, що лежить на землі.

Визначимо можливу довжину проводу, що лежить на землі при обриві в різних частинах прольоту (рисунок 2.5).

В РЕМ 6–10кВ використовують провідники марок АС-35, АС-50, АС-70. При ОЗЗ частина проводу лежить на землі. В залежності від місця обриву, довжина проводу, що лежить на землі, може мати значення від 1 м до 40 м.

Розглянемо можливі випадки обриву проводу та визначимо максимальну його довжину, яка при обриві може лежати на землі.

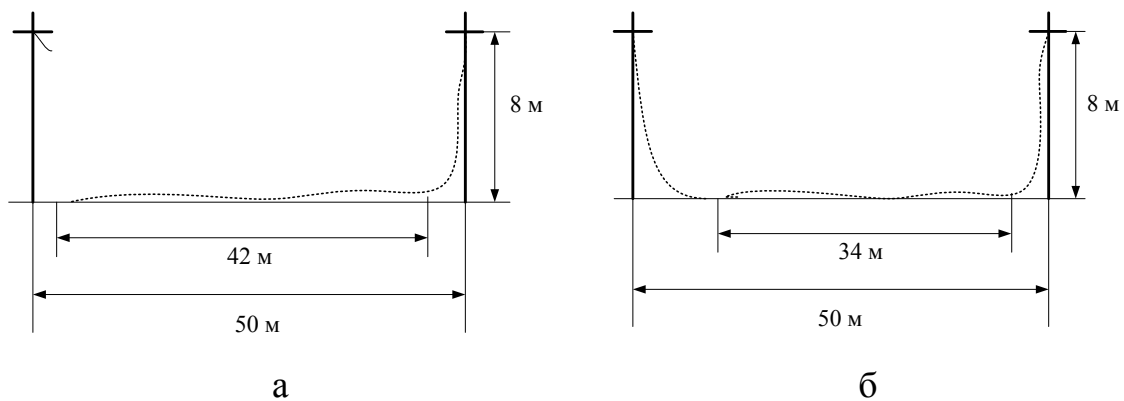


Рисунок 2.5 – Розрахункова схема для визначення довжини проводу, що лежить на землі при обриві проводу фази;
а) при обриві на початку прольоту; б) при обриві в середині прольоту

На рисунку 2.5, а зображено обрив проводу на початку прольоту біля арматури, з якого можна визначити максимальну довжину проводу, що може лежати на землі.

$$l_{\text{пров. max}} = 2l - H = 2 \cdot 25 - 8 = 42 \text{ м}. \quad (2.33)$$

У випадку, зображеному на рисунку 2.5б обрив відбувся в середині прольоту (провід на початку прольоту ледь торкається землі

$l_{\text{пров.}} = 0$), довжину проводу, що лежить на землі з іншої сторони можна розрахувати як

$$l_{\text{пров.}} = 2l - 2H = 2 \cdot 25 - 2 \cdot 8 = 34 \text{ м.} \quad (2.34)$$

За значення мінімальної довжини проводу, що лежить на землі, прийемо 1 м. В таблиці 2.9 наведено розрахунок значення перехідного опору в місці замикання для граничних значень довжини проводу.

Таблиця 2.9 – Розрахункові значення перехідного опору в залежності від довжини проводу, що лежить на землі

Ґрунт	Питомий опір при різному рівні зволоження, Ом/м	Перехідний опір в місці падіння проводу на землю (для довжини обірваного проводу, що лежить на землі, м), Ом		
		40	1	33
Чорнозем	9	4,639	132,705	5,54
Торф	53	27,32	781,486	32,623
Ґлина	70	36,083	1032,152	43,088
Суглинок	150	77,321	2211,754	92,331
Супісок	400	206,19	5898,01	246,215
Пісок	700	360,83	10321,517	430,876

2.2.2 Дослідження струмів замикання на землю при обриві проводу в різних місцях прольоту

Для визначення перехідного струму на початку лінії в фазах при обриві проводу і падінні його на землю скористаємося операторним методом [84]. Розрахункова схема для визначення початкових умов зображена на рисунку 2.6. Для розрахунку використані усереднені значення параметрів десяти ліній ПАТ «Вінницяобленерго».

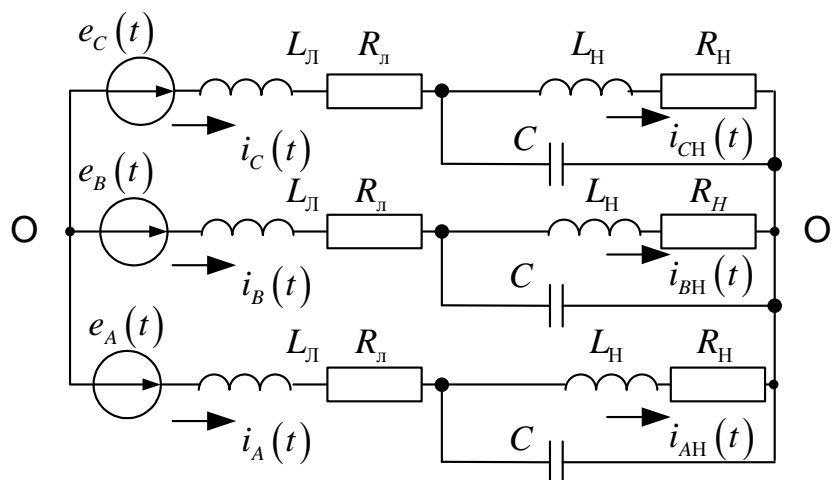


Рисунок 2.6 – Схема заміщення для розрахунку початкових умов

На рисунку 2.6 $e_A(p)$, $e_B(p)$, $e_C(p)$ – зображення ЕРС, що діють в колі; $L_{\pi}i_A(0)$, $L_{\pi}i_B(0)$, $L_{\pi}i_C(0)$, $\frac{u_{Ca}(0)}{pC}$, $\frac{u_{Cb}(0)}{pC}$, $\frac{u_{Cc}(0)}{pC}$ – джерела, що вводяться в схему при застосуванні операторного методу розрахунку; L_{π} – параметр, який враховує опір вторинних обмоток трансформаторів і лінії; R_{π} – активний опір вторинної обмотки трансформатора і лінії; L_H , R_H – відповідно, індуктивність і активний опір навантаження; C – ємність провідників мережі відносно землі; $e_A(t) = E_M \sin(\omega t)$; $e_B(t) = E_M \sin(\omega t - 120^\circ)$; $e_C(t) = E_M \sin(\omega t + 120^\circ)$; $\omega = 2\pi f$; $f = 50 \text{Гц}$; E_M – амплітудне значення ЕРС; $i_A(t)$, $i_B(t)$, $i_C(t)$ – відповідно, струми в фазах А, В, С; $i_{AH}(t)$, $i_{BH}(t)$, $i_{CH}(t)$ – відповідно, струми навантаження в фазах А, В, С.

Користуючись методом розрахунку трифазних симетричних схем, визначимо струми в індуктивностях і напругу на ємності, як:

$$\left. \begin{aligned} i_a(t) &= \frac{U_M \sin(\omega t)}{Z_{\text{ек}}} \\ i_b(t) &= \frac{U_M \sin(\omega t - 120^0)}{Z_{\text{ек}}} \\ i_c(t) &= \frac{U_M \sin(\omega t + 120^0)}{Z_{\text{ек}}} \end{aligned} \right\}; \quad (2.35)$$

$$Z_{\text{ек}} = \sqrt{\left(R_{\pi} + \frac{R_H}{(1 - \omega^2 L_H C)^2 + (R_H \omega C)^2} \right)^2 + \left(\omega L_{\pi} - \frac{\omega^3 L_H^2 C + R_H^2 \omega C - \omega L_H}{(1 - \omega^2 L_H C)^2 + (R_H \omega C)^2} \right)^2}. \quad (2.36)$$

Для $t = 0$:

$$\begin{cases} i_A(0) = 0; \\ i_B(0) = \frac{U_M \sin(-120^\circ)}{Z_{ек}}; \\ i_C(0) = \frac{U_M \sin(120^\circ)}{Z_{ек}}. \end{cases} \quad (2.37)$$

Початкові значення напруги на ємностях

$$\begin{cases} U_A(0) = 0; \\ U_B(0) = i_B(0)Z_{ек}; \\ U_C(0) = i_C(0)Z_{ек}; \end{cases} \quad (2.38)$$

$$Z_{ек} = \sqrt{\left(\frac{R_H}{(1 - \omega^2 L_H C)^2 + (R_H \omega C)^2} \right)^2 + \left(\frac{\omega^3 L_H^2 C + R_H^2 \omega C - \omega L_H}{(1 - \omega^2 L_H C)^2 + (R_H \omega C)^2} \right)^2}. \quad (2.39)$$

Початкове значення струму в навантаженні:

$$\begin{cases} i_{AH}(0) = 0; \\ i_{BH}(0) = \frac{U_M \sin(-120^\circ)}{Z_{ек} Z_H} Z_{ек}; \\ i_{CH}(0) = \frac{U_M \sin(120^\circ)}{Z_{ек} Z_H} Z_{ек}; \end{cases} \quad (2.40)$$

$$Z_H = \sqrt{R_H^2 + (\omega L_H)^2}. \quad (2.41)$$

Розрахункова схема для визначення струму ОЗЗ операторним методом зображена на рисунку 2.7.

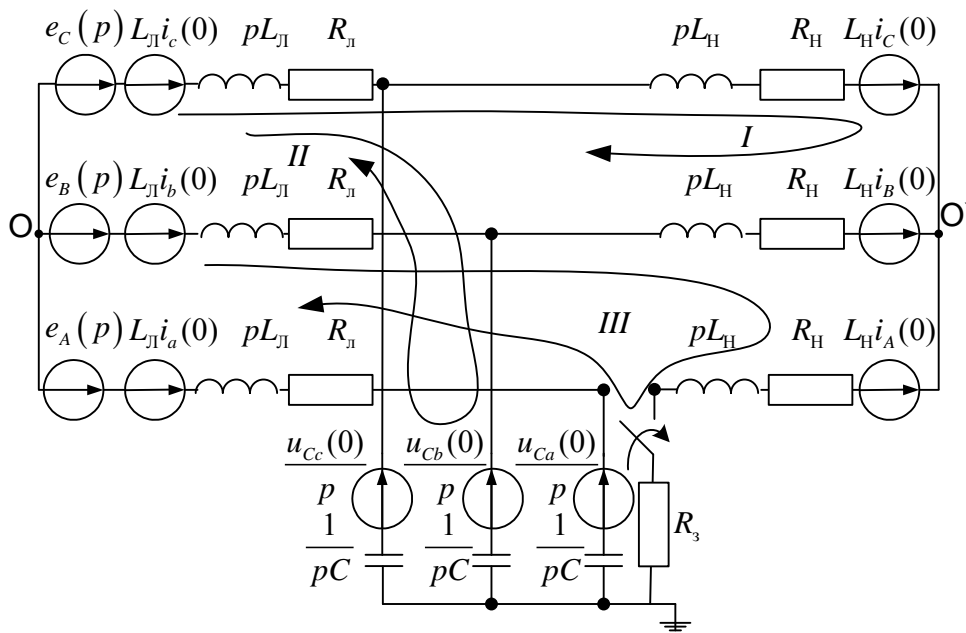


Рисунок 2.7 – Розрахункова схема для визначення операторним методом струму ОЗЗ при обриві проводу на початку прольоту

Користуючись методом контурних струмів, складемо систему рівнянь (2.42) :

$$\begin{cases} E_1(p) = e_C(p) + L_{\text{л}} i_C(0) - L_{\text{л}} i_B(0) - e_B(p) + L_{\text{н}} i_C(0) - L_{\text{л}} i_B(0); \\ E_2(p) = e_C(p) + L_{\text{л}} i_C(0) - \frac{U_{cC}(0)}{p} + \frac{U_{cB}(0)}{p} - L_{\text{л}} i_A(0) - L_{\text{л}} i_B(0) - e_B(p); \\ E_3(p) = e_B(p) + L_{\text{л}} i_B(0) + \frac{U_{cA}(0)}{p} - L_{\text{л}} i_A(0) - e_A(p) - L_{\text{н}} i_B(0) - L_{\text{н}} i_A(0); \end{cases}$$

В цих рівняннях

$$\begin{cases} e_A(p) = \frac{\dot{U}_m}{p - j\omega}; \\ e_B(p) = \frac{\dot{U}_m a^2}{p - j\omega}; \\ e_C(p) = \frac{\dot{U}_m a}{p - j\omega}. \end{cases} \quad (2.43)$$

Результати розрахунку струмів наведені в додатку В.

Розрахункова схема для визначення струму ОЗЗ при обриві проводу в середині прольоту [99] зображена на рисунку 2.8.

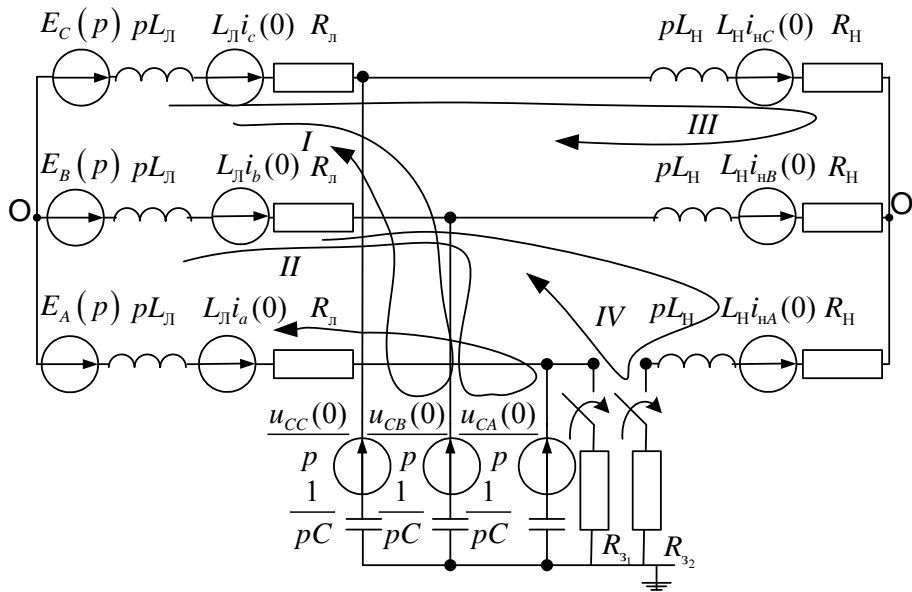


Рисунок 2.8 – Розрахункова схема для визначення струму ОЗЗ при обриві проводу в середині прольоту

Для обраних контурів на рисунку 2.8 запишемо систему рівнянь:

$$\begin{cases}
 E_1(p) = 2I_1(p) \left(pL_{\text{л}} + R_{\text{л}} + \frac{1}{pC} \right) - I_2(p) \left(pL_{\text{л}} + R_{\text{л}} + \frac{1}{pC} \right) + \\
 + 2I_3(p)(pL_{\text{л}} + R_{\text{л}}) - I_4(p)(pL_{\text{л}} + R_{\text{л}}); \\
 E_2(p) = -I_1(p) \left(pL_{\text{л}} + R_{\text{л}} + \frac{1}{pC} \right) + 2I_2(p) \left(pL_{\text{л}} + R_{\text{л}} + \frac{1}{pC} \right) - \\
 - I_3(p)(pL_{\text{л}} + R_{\text{л}}) + I_4(p)(2(pL_{\text{л}} + R_{\text{л}})); \\
 E_3(p) = 2I_1(p)(pL_{\text{л}} + R_{\text{л}}) - I_2(p)(pL_{\text{л}} + R_{\text{л}}) + \\
 + I_3(p)2(pL_{\text{л}} + pL_{\text{н}} + R_{\text{н}} + R_{\text{л}}) - I_4(p)(pL_{\text{л}} + pL_{\text{н}} + R_{\text{н}} + R_{\text{л}}); \\
 E_4(p) = -I_1(p)(pL_{\text{л}} + R_{\text{л}}) + 2I_2(p)(pL_{\text{л}} + R_{\text{л}}) - \\
 - I_3(p)(pL_{\text{л}} + pL_{\text{н}} + R_{\text{н}} + R_{\text{л}}) + I_4(p)(2(pL_{\text{л}} + pL_{\text{н}} + R_{\text{н}} + R_{\text{л}}) + R_{3_2} + R_{3_1}).
 \end{cases}
 \tag{2.44}$$

В системі рівнянь (2.44)

$$\left\{ \begin{aligned} E_1(p) &= \frac{\dot{U}_m(a - a^2)}{p - j\omega} + L_{\text{л}}(i_C(0) - i_B(0)) + \frac{1}{p}(u_{CC}(0) - u_{CB}(0)); \\ E_2(p) &= \frac{\dot{U}_m(a^2 - a)}{p - j\omega} + L_{\text{л}}(i_B(0) - i_A(0)) + \frac{1}{p}(u_{CA}(0) - u_{CB}(0)); \\ E_3(p) &= \frac{\dot{U}_m(a - a^2)}{p - j\omega} + L_{\text{л}}(i_C(0) - i_B(0)) + L_{\text{н}}(i_{\text{н}C}(0) - i_{\text{н}B}(0)); \\ E_4(p) &= \frac{\dot{U}_m(a^2 - 1)}{p - j\omega} + L_{\text{л}}(i_B(0) - i_A(0)) + L_{\text{н}}(i_{\text{н}B}(0) - i_{\text{н}A}(0)). \end{aligned} \right. \quad (2.45)$$

Результати розрахунку наведені в додатку В.

Розрахункова схема для визначення струму ОЗЗ операторним методом при обриві проводу в кінці прольоту зображена на рисунку 2.9.

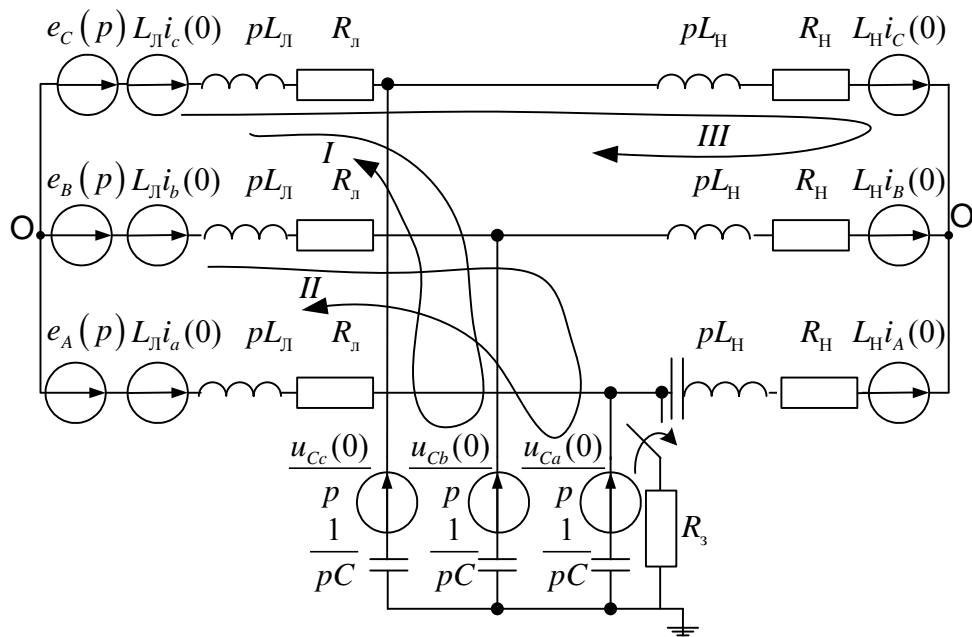


Рисунок 2.9 – Розрахункова схема для визначення струму ОЗЗ при обриві проводу в кінці прольоту

Користуючись методом контурних струмів складемо систему рівнянь:

$$\left\{ \begin{aligned}
& e_C(p) + L_{\pi} i_C(0) - \frac{U_{cC}(0)}{p} + \frac{U_{cB}(0)}{p} - L_{\pi} i_B(0) - e_B(p) = E_1(p) = \\
& = 2I_1(p) \left(L_{\pi} p + R_{\pi} + \frac{1}{pC} \right) - I_2(p) \left(pL_{\pi} + R_{\pi} + \frac{1}{pC} \right) + 2I_3(p)(R_{\pi} + pL_{\pi}); \\
& e_B(p) + L_{\pi} i_B(0) - \frac{U_{cB}(0)}{p} + \frac{U_{cek}(0)}{p} - L_{\pi} i_A(0) - e_A(p) = E_2(p) = \\
& = -I_1(p) \left(L_{\pi} p + R_{\pi} + \frac{1}{pC} \right) + I_2(p) \left(2(pL_{\pi} + R_{\pi}) + R_e + \frac{1}{pC} \right) - I_3(p)(R_{\pi} + pL_{\pi}); \\
& e_C(p) + L_{\pi} i_C(0) + L_{\text{H}} i_C(0) - L_{\pi} i_B(0) - e_B(p) - L_{\text{H}} i_B(0) = E_3(p) = \\
& = 2I_1(p)(L_{\pi} p + R_{\pi}) - I_2(p)(pL_{\pi} + R_{\pi}) + 2I_3(p)(pL_{\pi} + R_{\pi} + R_{\text{H}} + pL_{\text{H}}).
\end{aligned} \right. \quad (2.56)$$

В цих рівняннях

$$\left\{ \begin{aligned}
& e_A(p) = \frac{\dot{U}_m}{p - j\omega}; \\
& e_B(p) = \frac{\dot{U}_m a^2}{p - j\omega}; \\
& e_C(p) = \frac{\dot{U}_m a}{p - j\omega},
\end{aligned} \right. \quad (2.57)$$

$$U_{cek}(p) = \frac{U_{cA}(0)CR_3}{1 + pCR_3}; \quad (2.58)$$

$$R_e = \frac{R_3}{1 + pCR_3}. \quad (2.59)$$

Результати розрахунку наведені в додатку В.

Проаналізуємо зміну напруги нульової послідовності (зсуву нейтралі) після моменту падіння проводу на землю. Розрахунки виконаємо для розгалуженої електричної мережі напругою 10 кВ ПАТ «Вінницяобленерго» ПС «Соболівка ф 21», рисунок 2.3.

Розрахунок здійснювався за формулою

$$\dot{U}_0 = \frac{\dot{U}_m \frac{1}{\dot{Z}_A} + \dot{U}_m a^2 \frac{1}{\dot{Z}_B} + \dot{U}_m a \frac{1}{\dot{Z}_C}}{\frac{1}{\dot{Z}_A} + \frac{1}{\dot{Z}_B} + \frac{1}{\dot{Z}_C}},$$

де \dot{Z}_A , \dot{Z}_B , \dot{Z}_C – відповідно повні еквівалентні опори фаз А, В, С.

Результати розрахунку представлені в таблицях 2.10, 2.11.

Таблиця 2.10 – Розрахункові значення напруги зсуву нейтралі при обриві проводу в прольоті. Ґрунт в місці падіння проводу – чорнозем. Режим мінімальних навантажень

Місце обриву в прольоті	Значення напруги зсуву нейтралі за модулем, В									
	Номер точки обриву лінії									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
На початку прольоту	3528,9	3449,9	3325,7	2834,5	2211,5	1903	1426,2	865,6	570,8	473,9
В середині прольоту	474,4	496,8	529,8	656,8	801,8	867,2	958,2	1052,6	694,9	714,5
В кінці прольоту	2819,8	2750,5	2642,2	2229,2	1756,1	1556,2	1318	1186,1	739	729,7

Таблиця 2.11 – Розрахункові значення напруги зсуву нейтралі при обриві проводу в прольоті. Ґрунт в місці падіння проводу – чорнозем. Режим максимальних навантажень

Місце обриву в прольоті	Значення напруги зсуву нейтралі за модулем, В									
	Номер точки обриву лінії									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
На початку прольоту	3817,2	3731,5	3596,9	3065,2	2391,8	2058,2	1542	932,8	589,5	477,3
В середині прольоту	532,7	572,8	623,7	696,4	834,7	903,6	980,3	1126,7	705,0	731,8
В кінці прольоту	3267	3182,1	2642,2	2522,8	1858,0	1729,8	1525,1	1446,2	817,3	809,4

За результатами дослідження величиною для визначення обриву фазного проводу, може бути використане значення струму зворотної послідовності на початку лінії після обриву проводу, до моменту падіння його на землю, і напруга нульової послідовності після падіння проводу на землю [85, 100].

2.3 Вдосконалення методу захисту при обриві проводу повітряної РЕМ напругою 6–35 кВ

2.3.1 Принцип дії захисту при обриві фазного проводу повітряної РЕМ напругою 6–35 кВ

В запропонованому методі захисту розподільної мережі при обриві проводу використовують контроль струму зворотної послідовності до моменту його падіння на землю і напругу нульової послідовності після витримки часу, достатньої для падіння проводу на землю.

Для виключення хибного спрацювання захисту передбачається блокування його дії при спрацюванні захисту від міжфазних к. з., які супроводжуються виникненням струму зворотної послідовності.

Функціональна схема захисту представлена на рисунку 2.10. Трифазна вхідна напруга через випрямляч ВП1, який живиться від першої додаткової обмотки трансформатора напруги (ТВ), подають на вхід джерела живлення ДЖ, про це сигналізує світлодіод VD1. Джерело живлення формує живлення схеми напругою +10 В і -10 В.

Джерело опорної напруги (ДОН) формує стабільну опорну напругу -2 В. Одночасно від трансформаторів струму ТА перетворений струм фаз мережі потрапляє на вхід фільтра струму зворотної послідовності (ФСЗП). З виходу фільтра через розмикаючий контакт релейного захисту РЗ від міжфазних к. з., сигнал потрапляє на проміжний трансформатор ТЛ, випрямляч ВП2, де перетворюється в пульсуючу змінну напругу частотою 100 Гц. Ця напруга фільтром нижніх частот ФНЧ1 перетворюється в постійну і нормується підсилювачем НП1. Коефіцієнт передачі НП1 менший від одиниці. З виходу НП1 сигнал потрапляє на перший вхід компаратора К1. На другий вхід компаратора потрапляє вихідний сигнал уставок напруги ФУ1. В момент, коли значення струму зворотної послідовності перевищує значення уставки струму зворотної послідовності, спрацьовує компаратор К1 і вмикає інтегратор Ін. Напруга на виході інтегратора починає зростати.

Швидкість зростання залежить від заданої уставки часу, яка перевищує час падіння проводу на землю, при якому утворюється аварійний режим однофазного замикання на землю. Коли напруга на виході інтегратора -2 В, спрацьовує компаратор К2. Вихідний сигнал компаратора К2 потрапляє на вхід ключа SV2, що приводить до спрацювання реле Р. Одночасно вихідний сигнал К2 потрапляє на ключ SV1, який викликає спрацювання світлодіода VD2.

Після падіння проводу на землю виникає напруга нульової послідовності $3U_0$ на другій додатковій обмотці трансформатора ТВ, яка під'єднана за схемою розімкнутого трикутника. Вона випрямляється через ВП3, фільтрується за допомогою ФНЧ2, нормується підсилювачем НП2 і потрапляє на перший вхід компаратора напруги К3, на другий вхід К3 подається вихідний сигнал формувача уставки напруги ФУ3 U_0 . В момент, коли значення напруги нульової послідовності перевищують значення уставки напруги ФУ3 U_0 , спрацьовує компаратор К3 і запускає ключ SV4, що приводить до спрацювання реле Р та подачі живлення в котушку вимкнення YAT через блок-контакт SQ вимикача Q і засвічується світлодіод VD3. У випадку спрацювання захисту від міжфазних к. з., захист при обриві проводу виводиться з дії розмикаючим контактом РЗ.

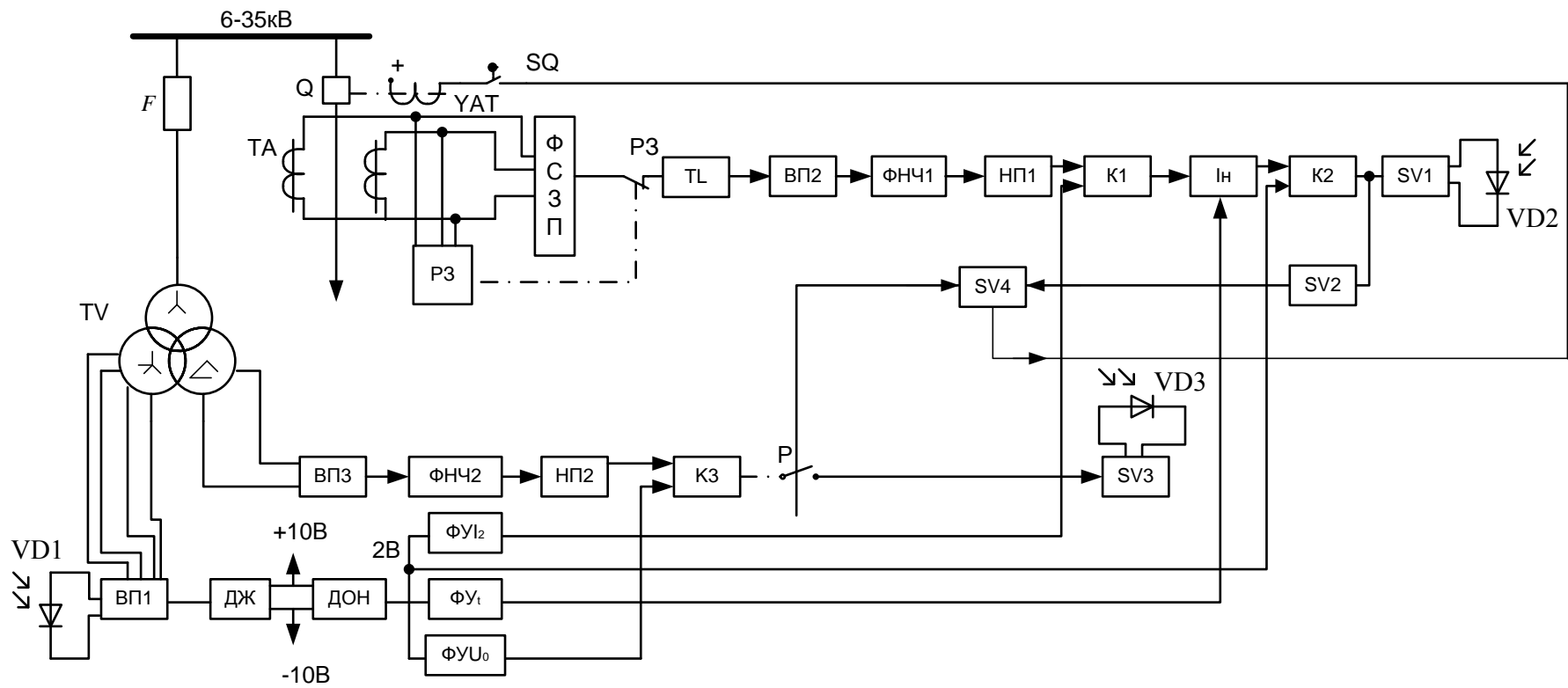


Рисунок 2.10 – Функціональна схема захисту від обриву проводу

Отже, як ознаку обриву проводу використовуємо струм зворотної послідовності, витримку часу, достатню для відстроювання від захисту від міжфазних к. з., і падіння проводу на землю та вимірювання напруги (струму) нульової послідовності після витримки часу.

Математичну модель, яка описує режим роботи захисту, можна відобразити у вигляді таблиці несправностей (таблиця 2.12),

Таблиця 2.12 – Таблиця несправностей

S_i π_j	S_0	S_1	S_2	S_3	S_4	S_5	S_6	S_7	S_8
π_1	0	1	1	1	0	1	0	0	1
π_2	0	0	0	1	0	1	1	1	1
π_3	0	0	0	0	1	1	0	1	1
π_4	0	1	1	1	0	1	0	0	1

де S_0 – стан РЕМ, в якому відсутні пошкодження повітряної лінії; S_1 – стан РЕМ при перевантаженні повітряної лінії; S_2 – стан РЕМ при трифазному к. з.; S_3 – стан РЕМ при між фазному к. з.; S_4 – стан РЕМ при однофазному замиканні на землю; S_5 – стан РЕМ при подвійному замиканні на землю; S_6 – стан РЕМ при обриві проводу повітряної лінії до моменту його падіння на землю; S_7 – стан РЕМ при падінні проводу на землю; S_8 – стан РЕМ при подвійному замиканні на землю з обривом проводу; $\pi_1 - \pi_4$ – перевірки, а саме: π_1 – вимірювання струму прямої послідовності; π_2 – вимірювання струму зворотної послідовності; π_3 – вимірювання напруги (струму) нульової послідовності; π_4 – блокування дії захисту від обриву проводу захистом лінії від міжфазних к. з. і перевантаження.

Із таблиці видно, що вибрані перевірки $\pi_1 - \pi_4$ дозволяють відрізнити стан обриву проводу РЕМ від інших станів РЕМ та виключити хибні спрацювання захисту шляхом блокування дії захисту при міжфазних к. з. і ОЗЗ, які не супроводжуються виникненням обриву проводу.

2.3.2 Вибір уставок спрацювання захисту при обриві фазного проводу повітряної РЕМ напругою 6–35 кВ

Для зменшення кількості хибних спрацювань захисту від обриву, уставки спрацювання струму зворотної послідовності повинні вибиратися, виходячи з умови відстроювання від максимального значення струму небалансу зворотної послідовності $I_{нб2 \max}$ і мінімального роз-

рахункового значення струму зворотної послідовності $I_{2\text{роз. min}}$ при обриві в кінці найбільш віддаленої ділянки мережі [100].

$$I_{\text{с.з.I}} = k_{\text{н}} I_{\text{нб2 max}} ; \quad (2.60)$$

$$I_{\text{с.з.II}} = k_{\text{н}} I_{2\text{роз. min}} , \quad (2.61)$$

де $k_{\text{н}}$ – коефіцієнт надійності береться 1,1–1,2, в залежності від елементної бази, на якій реалізовано релейний захист.

Значення струму зворотної послідовності спрацювання захисту вибирається меншим із значень $I_{\text{с.з.I}}$ та $I_{\text{с.з.II}}$.

Для перевірки чутливості захисту використовують коефіцієнт чутливості, який визначається як відношення суми модулів $I_{\text{нб2 max}}$, $I_{2\text{роз. min}}$ до струму зворотної послідовності спрацювання захисту,

$$k_{\text{чI}} = \frac{|I_{\text{нб2 max}}| + |I_{2\text{роз. min}}|}{I_{\text{с.з.}}} . \quad (2.62)$$

Згідно з ГОСТ–13109–97, несиметричні режими роботи характеризуються коефіцієнтами зворотної та нульової послідовностей:

$$k_{I_2} = \frac{I_2}{I_{\text{н}}} 100\% ; \quad (2.63)$$

$$k_{U_0} = \frac{U_0}{U_{\text{н}}} 100\% , \quad (2.64)$$

де I_2 – струм зворотної послідовності; U_0 – напруга нульової послідовності; $U_{\text{н}}, I_{\text{н}}$ – відповідно, номінальна напруга та струм мережі.

ГОСТ 13109–97 встановлює значення коефіцієнтів несиметрії зворотної (k_{I_2}) та нульової (k_{U_0}) послідовностей, – нормально допустиме (НД) 2 % та граничнодопустиме (ГД) 4 % . Час спрацювання захисту необхідно вибрати більшим, ніж час спрацювання захисту від міжфазних к. з. $t_{\text{с.ПЗ max}}$ і часу падіння проводу на землю

$$t_{\text{с.з.I}} = t_{\text{с.ПЗ max}} + \Delta t ; \quad (2.65)$$

$$t_{\text{с.з.II}} = k'_{\text{н}} t_{\text{п max}} , \quad (2.66)$$

де Δt – ступінь селективності, 0,5 с; $k'_{\text{н}} = 1,2$; $t_{\text{п max}}$ – максимальний час падіння проводу на землю.

Таким чином, необхідно вибрати більше із розрахованих значень часу та отриманих рівнянь (2.13) – (2.15).

Уставку спрацювання захисту за напругою нульової послідовності при виникненні ОЗЗ після падіння проводу визначають як

$$U_{с.з.} = k_{н} U_{нб\ max} = k_{н} k_{ГДУ_0} U_{н} , \quad (2.67)$$

де $U_{нб\ max}$ – ГД значення напруги небалансу; $k_{ГДУ_0}$ – ГД значення коефіцієнта несиметрії.

Коефіцієнт чутливості захисту за напругою визначається як відношення $U_{нб\ max}$ до $U_{с.з.}$

$$k_{чU} = \frac{|U_{нб\ max}| + |U_{роз.\ min}|}{U_{с.з.}}, \quad (2.68)$$

де $U_{роз.\ min}$ – мінімальне розрахункове значення напруги нульової послідовності.

Розглянемо приклад вибору уставок спрацювання захисту від обриву проводу для реальної лінії електропередачі ПАТ «Вінницяобленерго» ПС «Соболівка ф 21». Визначимо НД та ГД значення струмів зворотної послідовності для ЛЕП 10 кВ ПАТ «Вінницяобленерго», ПС «Соболівка ф 21». Розрахуємо НД та ГД значення струму зворотної послідовності при нормальному, максимальному та мінімальному режимах роботи.

За максимальний номінальний струм лінії візьмемо струм при номінальній нарузі та максимальному навантаженні; за мінімальний струм лінії візьмемо струм при номінальній нарузі та мінімальному навантаженні. Значення струмів з урахуванням виразу (2.63) наведені в таблиці 2.13.

Таблиця 2.13 – НД та ГД значення струмів зворотної послідовності при максимальному та мінімальному навантаженнях ЛЕП 10 кВ ПАТ «Вінницяобленерго», ПС «Соболівка ф 21»

Навантаження	НД значення струмів, А	ГД значення струмів, А
Режим максимального навантаження	0,693	1,386
Режим мінімального навантаження	0,216	0,433

Релейний захист повинен реагувати на найменший можливий струм зворотної послідовності при обриві проводу, тому в подальшому усі розрахунки здійснені для режиму мінімальних навантажень, (рисунок 2.11).

Значення струму зворотної послідовності при обриві проводу в точці 10, (див. рис.2.11.) не перевищує НД та ГД значення струму, тому при виборі уставок спрацювання захисту були враховані струми небалансу зворотної послідовності та струми зворотної послідовності, що виникають при обриві проводу в найбільш віддаленій ділянці мережі. Таким чином, уставки спрацювання захисту забезпечують його чутливість.

ПС 35/10 кВ „Соболівка Ф 2Г”

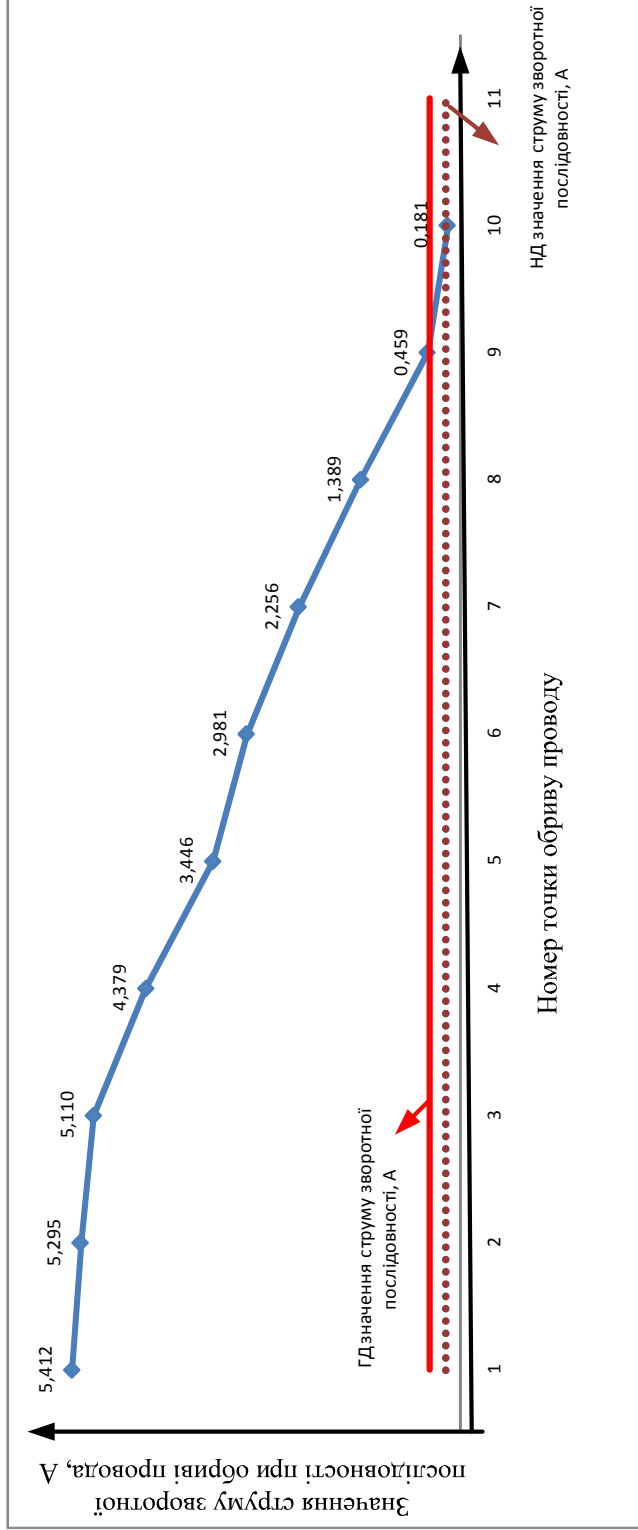
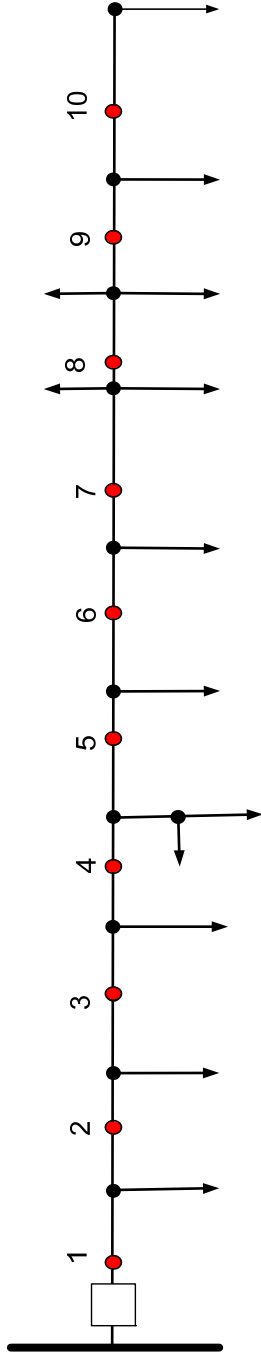


Рисунок 2.11 – Графік зміни струму зворотної послідовності при обриві провуда.
Режим мінімальних навантажень

Уставки спрацювання захисту за струмом з рівнянь (2.60) і (2.61):

$$I_{c.3.I} = k_H I_{нб2 \max} = 1,1 \cdot 0,433 = 0,4763 \text{ А};$$

$$I_{c.3.II} = k_H I_{2\text{роз. min}} = 1,1 \cdot 0,181 = 0,1991 \text{ А};$$

$$I_{c.3.} = \min \{ I_{c.3.I}, I_{c.3.II} \} = 0,1991 \text{ А}.$$

Коефіцієнт чутливості згідно з рівнянням (2.62):

$$k_{чI} = \frac{|I_{нб2 \max}| + |I_{2\text{роз. min}}|}{I_{c.3.}} = \frac{0,433 + 0,181}{0,1991} = 3,0834 > 1,5.$$

Коефіцієнт чутливості перевищує значення 1,5, тому сигнал є чутливим і може використовуватись для формування першого керуючого впливу захисту лінії від обриву проводу.

Уставки спрацювання захисту за часом з врахуванням рівнянь (2.65) і (2.66) при $t_{c.P3 \max} = 0,5 \text{ с}$;

$$t_{c.3.1} = 0,5 + 0,5 = 1 \text{ с};$$

$$t_{c.3.2} = 1,2 \cdot 1,633 = 1,9596 \approx 2 \text{ с}.$$

Уставку спрацювання за часом вибираємо так:

$$t_{c.3.} = \max \{ t_{c.3.1}, t_{c.3.2} \} = 1,9596 \approx 2 \text{ с}.$$

Зважаючи на значення НД та ГД коефіцієнтів зворотної та нульової послідовностей, розрахуємо НД та ГД значення напруги.

Для розподільних мереж напругою 6–35 кВ НД та ГД значення напруги нульової послідовності наведені в таблиці 2.14.

Таблиця 2.14 – НД та ГД значення напруги нульової послідовності ЛЕП 10 кВ ПАТ «Вінницяобленерго», ПС «Соболівка ф 21»

НД значення напруги, кВ	ГД значення напруги, кВ
0,21	0,42

Проаналізуємо графіки зміни напруги нульової послідовності (рис. 2.12) після моменту падіння проводу на землю при його обриві в різних місцях ЛЕП: 1 – обрив проводу на початку прольоту; 2 – обрив проводу в середині прольоту; 3 – обрив проводу в кінці прольоту.

При обриві проводу напруга зсуву нейтралі значно перевищує ГД значення, тому може бути використана як діагностична ознака обриву.

Уставка спрацювання захисту за напругою з рівняння (2.67)

$$U_{с.з.} = 1,1 \cdot 0,42 = 0,462 \text{ кВ.}$$

Коефіцієнт чутливості захисту за напругою згідно з рівнянням (2.68)

$$k_{чU} = \frac{|U_{нб \max}| + |U_{поз. \min}|}{U_{с.з.}} = \frac{0,42 + 0,474}{0,462} = 1,935 > 1,5.$$

Коефіцієнт чутливості захисту за напругою перевищує 1,5, сигнал є чутливим і може бути використаний для формування другого керуючого впливу захисту лінії від обриву проводу.

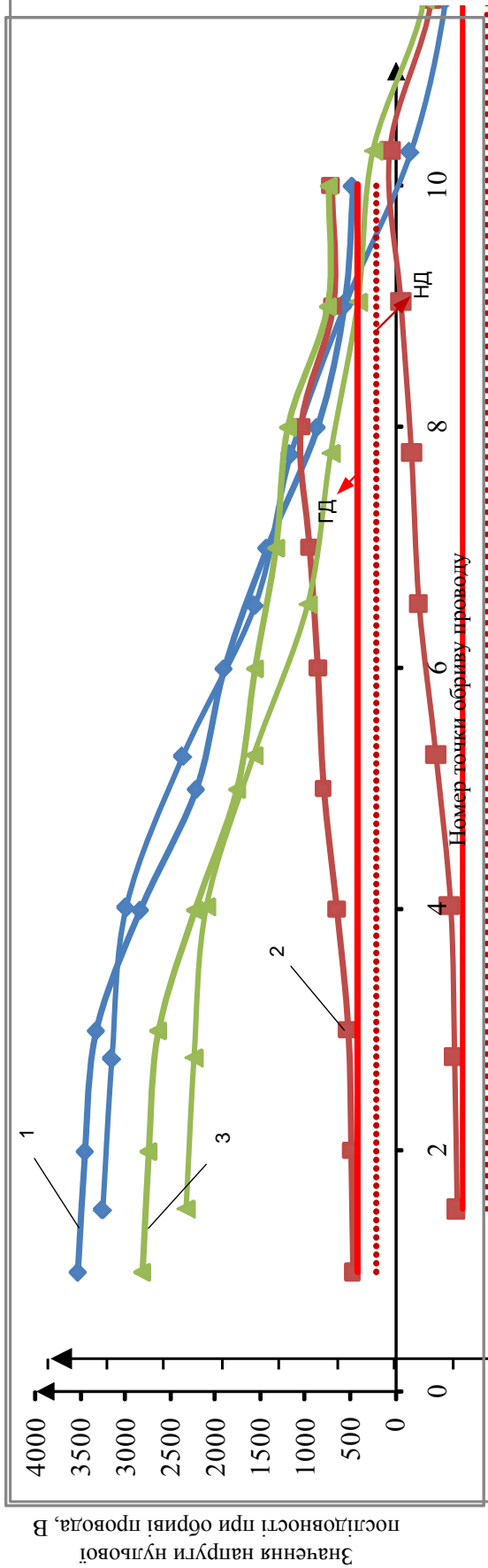
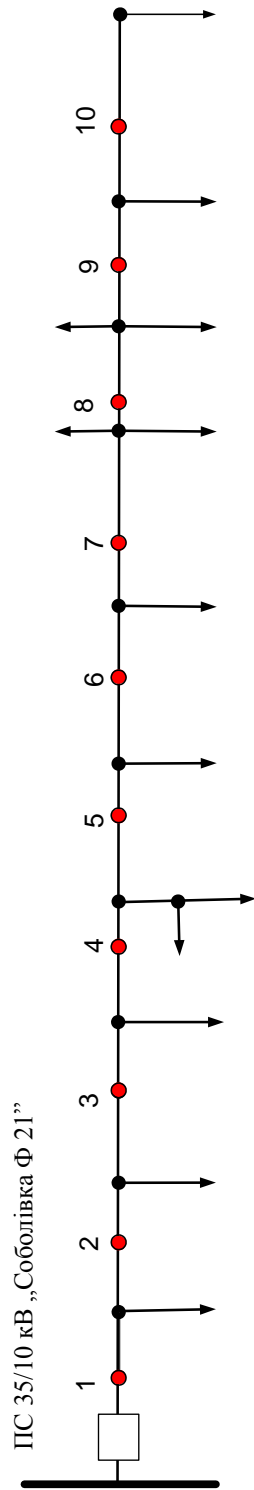


Рисунок 2.12 – Графік зміни напруги нульової послідовності при обриві проводу.
Режим мінімальних навантажень

3 ВИЗНАЧЕННЯ МІСЦЯ ОБРИВУ ПРОВОДУ ЛОКАЦІЙНИМ МЕТОДОМ В РОЗПОДІЛЬНІЙ ЕЛЕКТРИЧНІЙ МЕРЕЖІ ЗІ СКЛАДНОЮ ТОПОЛОГІЄЮ НАПРУГОЮ 6–35 кВ

Пошук місця пошкодження є складною повсякденною роботою оперативного персоналу. Тому існує задача автоматизувати процес пошуку. В цьому розділі розглянемо доцільність застосування локаційного методу в умовах розподільної мережі зі складною деревоподібною топологією, яку мають мережі напругою 6–35 кВ.

3.1 Теоретичне обґрунтування доцільності використання локаційного вимірювання на лініях з деревоподібною топологією напругою 6–35 кВ для визначення місця обриву проводу

Конфігурації ліній розподільних мереж, як правило, мають деревоподібну топологію, тобто, складаються з декількох відгалужень, приєднаних до радіальної лінії, як показано на рис. 3.1.

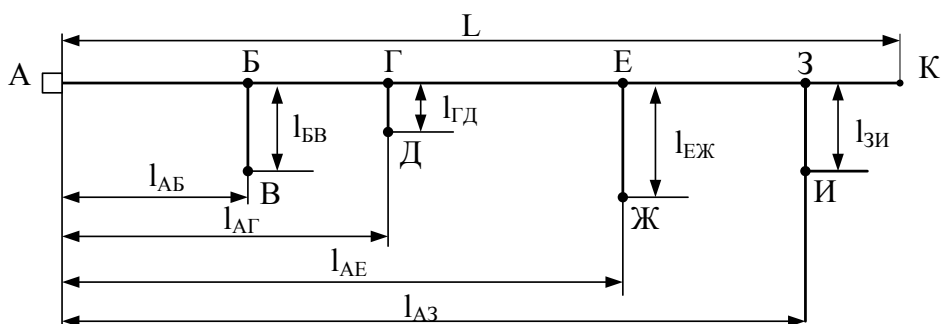


Рисунок 3.1 – Спрощена схема розподільної мережі з повітряною лінією: де Б, Г, Е, З – вузли лінії; $l_{БВ}$, $l_{ГД}$, $l_{ЕЖ}$, $l_{ЗИ}$ – довжини відгалужень; l_{AB} , l_{AG} , l_{AE} , l_{AZ} – довжини ділянок радіальної лінії; L – довжина магістралі

Зондування лінії будемо здійснювати з однієї сторони фідера в точці підключення приладу А. Відгалуження, під'єднані до лінії, можуть мати різну довжину й бути спрямовані в різні сторони. Спрямованість відгалужень не впливає на вимірювання, тому для спрощення аналізу отриманих рефлектограм можна відгалуження показати схематично розташованими в одному напрямку.

Всю лінію поділимо на відрізки відповідно до кількості під'єднаних відгалужень. Місця під'єднання відгалужень (вузли Б, Г, Е і З) є особливими вузлами, від них здійснюємо відлік довжин відгалужень ($l_{БВ}$, $l_{ГД}$, $l_{ЕЖ}$, $l_{ЗИ}$), а також визначаємо довжини ділянок, що утворилися (l_{AB} , l_{AG} , l_{AE} , l_{AZ}).

Процес зондування починається з приєднання рефлектометра до лінії електропередачі. Більшість приладів для діагностування стану лінії підключаються до неї, коли вона виводиться з роботи, тобто, вмикається прикладена до неї напруга [101–103]. Однак деякі прилади [104], такі як локатор несправностей *T617 TDR* і універсальний прилад для виявлення місць пошкоджень *LEXXI T810E* фірми «*Bicotest*», дозволяють робити обстеження ліній, що перебувають під високою напругою, з використанням спеціальних захисних фільтрів.

Підключення рефлектометра до лінії електропередачі напругою 6–35 кВ може здійснюватися через фільтр приєднання, який застосовують при створенні високочастотної обробки на лінії. Апаратура для вимірювання може бути підключена до високовольної лінії також безпосередньо через конденсатор зв'язку [101, 102]. Основним критерієм оцінювання можливості підключення апаратів вимірювання до лінії через фільтр приєднання є його смуга пропускання.

Розглянемо вибір уставок рефлектометра при зондуванні лінії. Рефлектометри призначені для роботи на лініях різного типу (повітряні й кабельні лінії електропередачі, лінії зв'язку, телемеханіки й т. д.). Для ЛЕП зі складною топологією найбільш важливою є характеристика швидкості поширення сигналу по лінії. Відповідно до цієї характеристики і вибирається коефіцієнт укорочення $k_{ук}$, який показує в скільки разів швидкість поширення сигналу по лінії менша від швидкості світла у вакуумі. У рефлектометрах передбачена можливість установки коефіцієнта укорочення, який відповідає типу провідників електролінії [105].

У більшості рефлектометрів передбачена можливість регулювання вихідного опору приладу для узгодження його із хвильовим опором лінії. При нерівності опорів відбувається повторне відбиття імпульсу від місця приєднання приладу до електролінії. На рефлектограмі з'являються імпульси, що відповідають дво-, три-, чотири- і більше кратній відстані до відповідної неоднорідності. Всі ці сигнали значно ускладнюють рефлектограму при її аналізі. Отже, перед початком зондування лінії необхідно домогтися рівності вихідного опору приладу із хвильовим опором лінії.

У випадках, коли хвильовий опір лінії невідомий, доцільно застосувати такий спосіб узгодження опорів. На приладі необхідно встановити діапазон вимірювання в кілька разів більший, ніж довжина лінії, яка діагностується. Якщо на екрані приладу присутній тільки один імпульс, що відбився від кінця лінії, то вихідний опір приладу дорівнює хвильовому опором лінії. Якщо на екрані наявні декілька разів відбиті імпульси, то необхідно збільшувати або зменшувати вихідний

опір рефлектометра доти, поки залишиться тільки один відбитий імпульс.

Вибір діапазону вимірювання (D) визначається довжиною ЛЕП (L_L), яка діагностується. Діапазон вимірювання повинен на 10–20 % перевищувати максимальну довжину лінії, тобто

$$D > (1,1 \div 1,2) L_L. \quad (3.1)$$

На розподільну мережу постійно впливають сигнали перешкод. Вони бувають випадковими й постійними. Випадкові перешкоди не пов'язані із зондувальним імпульсом і неоднорідностями розподільних мереж, вони викликані наведеннями від сусідніх ліній, впливом сигналів різної апаратури і обладнання. Постійні перешкоди пов'язані із зондувальним імпульсом і є відбитками й перевідбитками зондувального імпульсу від неоднорідностей хвильового опору лінії.

Ефективними методами відображення випадкових перешкод є цифрове накопичення сигналу [106].

Сутність цифрового накопичення полягає в тому, що для однієї й тієї ж ситуації зчитують декілька рефлектограм і після їх додавання обчислюють усереднену рефлектограму. У зв'язку з тим, що випадкові перешкоди мають асинхронний характер, після усереднення їх рівень значно знижується, в порівнянні з відбитими імпульсами.

У рефлектометрі РЕЙС-105Р [103] передбачено функцію «Усереднення», яка задає кількість усереднених рефлектограм, тобто, кількість зондувальних імпульсів.

Перед початком процесу зондування необхідно зробити очищення пам'яті приладу, що допускає запис 200 рефлектограм. Об'єм вільної пам'яті повинен бути достатнім для запису всіх рефлектограм, які будуть отримані при зондуванні лінії.

Більшість рефлектометрів, описаних вище, як зондувальний імпульс використовують прямокутний імпульс змінної тривалості.

Вибір тривалості зондувального імпульсу зводиться до того, щоб основна частина амплітудного спектра відбитого імпульсу $S_0(\omega)$ розташовувалася в тій же смузі частот, що й спектр зондувального імпульсу $S_3(\omega)$ [101],

$$S_0(\omega) = S_3(\omega) \cdot K(\omega), \quad (3.2)$$

де $K(\omega)$ – коефіцієнт передачі ділянки хвильового каналу лінії.

При зондуванні прямокутним імпульсом із тривалістю τ_3 , лінія довжиною l є оптимальним фільтром, якщо відбитий від її короткозамкненого або розімкненого кінця імпульс, повернувшись до початку лінії, перетворюється у квазітрикутний із тривалістю $2\tau_3$. Для ділянки

певної довжини існує своя оптимальна тривалість $\tau_{\text{оп}} = \tau_3$, при якій ця ділянка є оптимальним фільтром.

Тривалістю імпульсу вважається інтервал часу, протягом якого миттєве значення напруги або струму перевищує половину амплітудного значення. Прилади, що використовуються при зондуванні ліній, виробляють послідовність прямокутних імпульсів з певною частотою й тривалістю в межах 0,01–10 мкс.

У рефлектометрах, які застосовуються на лініях зв'язку, повітряних лініях 110–330 кВ і кабельних лініях електропередачі, комп'ютерних та телекомунікаційних мережах, смуга пропускання Δf відрізняється на порядки. Смуга пропускання для розподільних мереж, залежно від довжини й складності конфігурації, повинна знаходитись в інтервалі від 200 – 2000 кГц, що визначає тривалість зондувального імпульсу в межах 0,5 – 5 мкс. Такий інтервал довжин імпульсів забезпечує (0,007 – 10 мкс) РЕЙС-105Р.

Повітряна лінія електропередачі напругою 6–35 кВ є низькочастотним фільтром, отже, імпульс, проходячи через такий фільтр, спотворюється за формою й запізнюється на час t_0 , який визначає зміщення імпульсу на виході, в порівнянні з імпульсом на вході (рис. 3.2) [107].

З рисунка 3.2 видно, що відбуваються невеликі спотворення, як для амплітуди, так і довжини імпульсу. Передній фронт – від 0,1U до 0,9U; задній фронт – від 0,9 U до 0,1 U; τ – тривалість імпульсу на рівні 0,5 U.

Через кінцеве значення смуги пропускання фільтра Δf тривалість наростання t_H і спаду t_C імпульсу на виході фільтра збільшується тим більше, чим менша Δf , тобто імпульс «інтегрується».

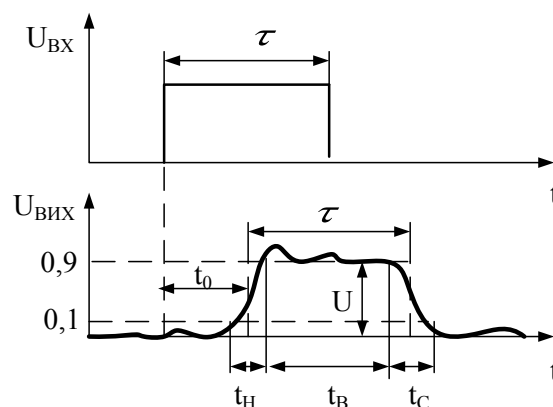


Рисунок 3.2 – Спотворення форми імпульсу при проходженні через фільтр; де $U_{\text{ВХ}}$, $U_{\text{ВИХ}}$ – відповідно, вхідна та вихідна напруги; t_H, t_B, t_C – відповідно, тривалість наростання імпульсу, тривалість імпульсу вище рівня 0,9 U, тривалість спадання імпульсу

Отже, вибір тривалості зондувального імпульсу залежить від «фільтрувальних» властивостей досліджуваної лінії. Чим довша лінія, тим більшою повинна бути тривалість зондувального імпульсу. Тривалість зондувального імпульсу вважається оптимальною, якщо відбитий від неоднорідностей імпульс встигає протягом переднього фронту t_n досягти свого максимального значення.

В результаті розповсюдження по лінії, імпульс не тільки зменшується за величиною, але й деформується (рис. 3.3).

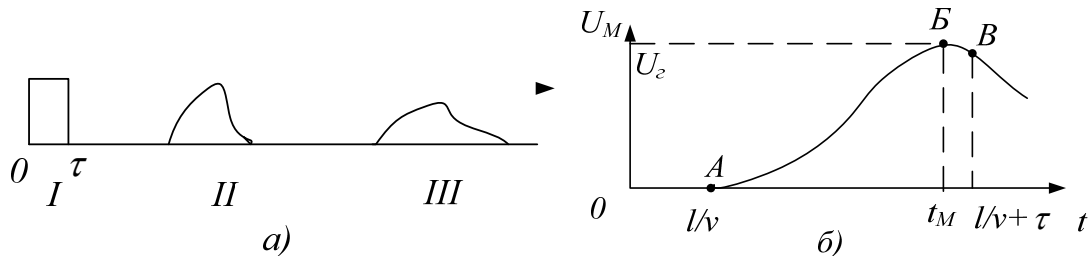


Рисунок 3.3 – Форма прямокутного імпульсу в лінії

На рисунку 3.3а – форма імпульсу в різних вузлах лінії: I – на початку лінії; II – в середині лінії; III – в кінці лінії; на рисунку 3.3б: l – відстань від місця посилення імпульсу; v – швидкість поширення електромагнітної хвилі; А, Б, В – характерні вузли деформованого імпульсу; U_M , U_r – відповідно, максимальне та граничне значення напруги [108].

Вузол А (див. рис. 3.3б) – передній фронт імпульсу, точка по лінії переміщається за час l/v ; вузол Б – максимальна амплітуда напруги імпульсу в момент t_M ; вузол В – задній фронт вихідного імпульсу в момент $l/v + \tau$; цю точку можна розрізнити лише на початковій ділянці лінії (див. рис. 3.3а), далі на деформованому імпульсі (див. рис. 3.3б) довжина заднього фронту істотно перевищує початкову тривалість імпульсу.

Розрахунки для ліній, виконаних для проводів марки АС-50 і АС-70, показують, що зміщення переднього фронту відбитого імпульсу для повітряних ліній довжиною до 20 км не перевищує 0,1 мкс, що відповідає 30 м (половина відстані між опорами ЛЕП напругою 6–35 кВ). У подальших імпульсних вимірюваннях спотворенням імпульсу можна знехтувати.

Ще одним критерієм при виборі тривалості зондувального імпульсу є роздільна здатність, тобто мінімальна відстань між неоднорідностями лінії, які виявляються окремо. Тривалість зондувального імпульсу τ_z повинна бути меншою або відповідати мінімальному часу, необхідному для проходження відстані між неоднорідностями.

Спочатку перед зондуванням початкова роздільна здатність розраховується як

$$S = \tau v, \quad (3.3)$$

де v – швидкість поширення імпульсу в лінії цієї конструкції. У свою чергу $v = k_{\text{ук}} c$; c – швидкість світла.

Оскільки коефіцієнт укорочення $k_{\text{ук}}$ враховується в приладі при вимірюваннях, то в нашому випадку, $S = \tau c$. При вимірюваннях відбитий імпульс проходить подвійний шлях (туди й назад), тому він реєструється рефлектометром на шкалі подвійних відстаней, внаслідок цього роздільна здатність поліпшується і $S = 0,5\tau c$. При заданій роздільній здатності S тривалість зондувального імпульсу визначається як $\tau = 2S/c$.

У нашому випадку тривалість τ_3 зондувальних імпульсів вимірюється по основі і $\tau_3 \approx 2\tau$, де τ – тривалості імпульсу на рівні $0,5U$, тому $S = \tau c$. Але це початкова роздільна здатність, тобто, на початку лінії. Зі збільшенням відстані роздільна здатність буде погіршуватися і S буде збільшуватися через збільшення τ внаслідок інтегровальних властивостей лінії (див. рис. 3.3а). Зі збільшенням тривалості τ_3 , збільшуватиметься амплітуда й підвищується чутливість, тобто, дальність вимірювань. Одночасно погіршується роздільна здатність, тому що відбитий імпульс подовжується і відбиття від сусідніх неоднорідностей накладаються одне на одне, як це видно на рис. 3.4 [109].

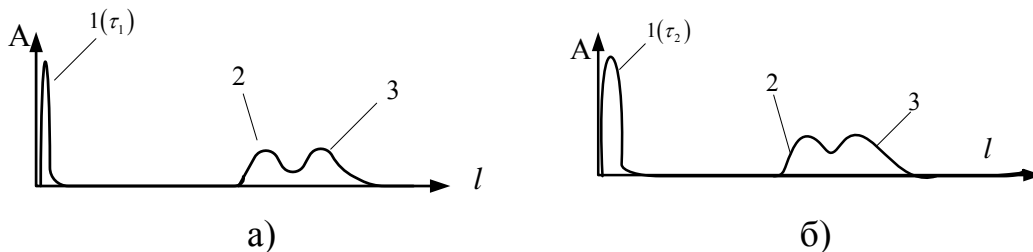


Рисунок 3.4 – Рефлектограма лінії при різних довжинах зондувального імпульсу: а – τ_1 і б – τ_2 , причому, $\tau_1 < \tau_2$; A – амплітуда; l – довжина лінії; l – зондувальний імпульс; 2, 3 – неоднорідності

Отже, для поліпшення роздільної здатності необхідно зменшувати тривалість зондувального імпульсу.

Ми одержали дві протилежні вимоги стосовно тривалості зондувального імпульсу. Тому остаточний вибір тривалості імпульсу повинен бути розумним компромісом між цими вимогами.

Зазвичай при підготовці рефлектометра до вимірювань смуга пропускання сигналу лінії невідома, тому тривалість зондувального імпульсу доцільно збільшувати доти, доки не перестане рости амплітуда

імпульсу, відбитого від досліджуваної неоднорідності, що досліджується, (якщо розрізняються неоднорідності, які знаходяться близько одна від одної). При цьому оптимальна тривалість імпульсу приблизно рівна часу наростання імпульсу. Необхідно також враховувати, що тривалість імпульсу, оптимальна для зондування близько розташованих неоднорідностей, може бути неоптимальною для далеко розташованих неоднорідностей лінії. У цьому випадку можливі два варіанти зондування: оптимальну тривалість імпульсу можна встановити для найбільш віддалених неоднорідностей; зондувати неоднорідності по черзі, кожен раз оптимізуючи тривалість імпульсу під певну неоднорідність.

Згідно з паспортними даними приладу РЕЙС-105Р інструментальна похибка вимірювання відстані не більша 0,2 %. Отже, можна використати рефлектометр РЕЙС-105Р, призначений для пошуку пошкоджень і діагностики ліній електропередачі з деревоподібною топологією. Прилад дозволяє виявляти й точно визначати відстань до місця пошкодження або неоднорідності лінії; автоматично вимірювати довжину лінії чи відстань до місця обриву, або короткого замикання; вимірювати коефіцієнти укорочення. Вся ця інформація може бути відображена на графічному рідкокристалічному (РК) дисплеї.

3.2 Вплив величини активного навантаження на форму відбитого імпульсу

Контроль роботоздатності повітряної ЛЕП зводиться до своєчасного виявлення пошкоджень. Це можуть бути короткі замикання й обриви проводів. При обраному методі контролю за допомогою імпульсного зондування лінійних проводів, імпульси, відбиті від місць короткого замикання й обривів, на рефлектограмах виявляються впевнено й однозначно для ліній без відгалужень з однорідними параметрами лінії [110–113]. При зондуванні електроліній з деревоподібною топологією на рефлектограмах поряд із згаданими імпульсами наявні імпульси одноразово й багаторазово відбиті від місць приєднання відгалужень, навантаження від кабельних вставок, муфт і інших неоднорідностей лінії. Тому виділити імпульси, які відповідають пошкодженням, серед усієї маси відбитих імпульсів – досить складне завдання. Вирішити таке завдання можна тільки в тому випадку, якщо знати імпульсну реакцію кожної неоднорідності лінії. Тому виникає задача визначення діагностичних параметрів чи ознак неоднорідностей, які можуть зустрітися в реальних ЛЕП з деревоподібною топологією.

Лінії електропередачі завжди закінчуються навантаженням. В повітряних лініях електропередачі напругою 6–35 кВ таким навантаженням є первинні обмотки трансформаторів підстанцій. При виникненні

аварійних ситуацій, що є предметом наших досліджень, навантаженням лінії може стати опір, який дорівнює нулю (у випадку короткого замикання) або нескінченності (у випадку обриву лінії), або деякому значенню, відмінному від хвильового опору (у випадках погіршення ізоляції, коронного розряду і т. д.).

Навантаження лінії може бути реактивним: ємнісним або індуктивним (обмотки трансформаторів). У повітряних лініях можуть бути кабельні вставки, у кабельних лініях можуть бути муфти, які в будь-якому випадку мають власний хвильовий опір, який відрізняється від хвильового опору основної лінії, і тому є неоднорідністю.

Лінії можуть бути навантажені на комплексні опори у вигляді коливальних контурів: послідовного (фільтр приєднання на ЛЕП) і паралельного (загороджувальний фільтр ЛЕП).

Всі перераховані види навантажень і неоднорідностей є зосередженими й при модельних дослідженнях можуть бути замінені резисторами, конденсаторами і котушками індуктивностей з відповідними номіналами.

Для досліджень використовується рефлектометр РЕЙС-105Р, [114] який забезпечує тривалість імпульсів зондування в межах $\tau = 0,007 - 10$ мкс. Якщо вважати, що $\Delta f = 1/\tau$, то смуга частот, які генерує рефлектометр буде знаходитись в інтервалі $140 - 0,1$ МГц. Резистори, конденсатори й котушки індуктивності – це об'ємні елементи з контактними виводами. Тому їх характеристики в діапазоні частот $0,1 - 140$ МГц можуть змінюватися залежно від частоти електричних коливань, що проходять через них.

Для модельних досліджень обрано чотири характерних значення тривалості зондувальних імпульсів, які використовуються при зондуванні реальних електrolіній: $\tau_1 = 0,01$ мкс ($\Delta f = 100$ МГц); $\tau_2 = 0,1$ мкс ($\Delta f = 10$ МГц); $\tau_3 = 1$ мкс ($\Delta f = 1$ МГц), $\tau_4 = 10$ мкс ($\Delta f = 0,1$ МГц).

При посилянні по лінії зондувального сигналу (пряма хвиля) від місця виникнення неоднорідності відбувається відбиття посланого сигналу (зворотна хвиля). Відношення комплексної напруги (струму) зворотної хвилі в кінці лінії $U^{(0)}_{зв} = B_2$ до напруги (струму) прямої хвилі $U^{(0)}_{пр} = B_1$ називають коефіцієнтом відбиття [115]

$$N = \frac{B_2}{B_1} = \frac{Z_H - Z_{XB}}{Z_H + Z_{XB}}, \quad (3.4)$$

де Z_H – опір навантаження; Z_{XB} – хвильовий опір лінії.

Як показали результати досліджень [106], у випадку обриву лінії сигнал, відбитий від місця обриву, зберігає ту ж полярність, що й зондувальний, при цьому $N = 1$. При виникненні короткого замикання відбитий сигнал змінює полярність на протилежну відносно зондуваль-

ного сигналу, при цьому $N = -1$ [101]. Тобто, при обриві проводу опір в місці обриву значно збільшиться і імпульс, відбитий від місця обриву, матиме додатну полярність.

На рис. 3.5. представлена схема під'єднання приладу до ЛЕП (а) і рефлектограми $A(l)$ при обриві (б) і короткому замиканні (в) в кінці лінії.

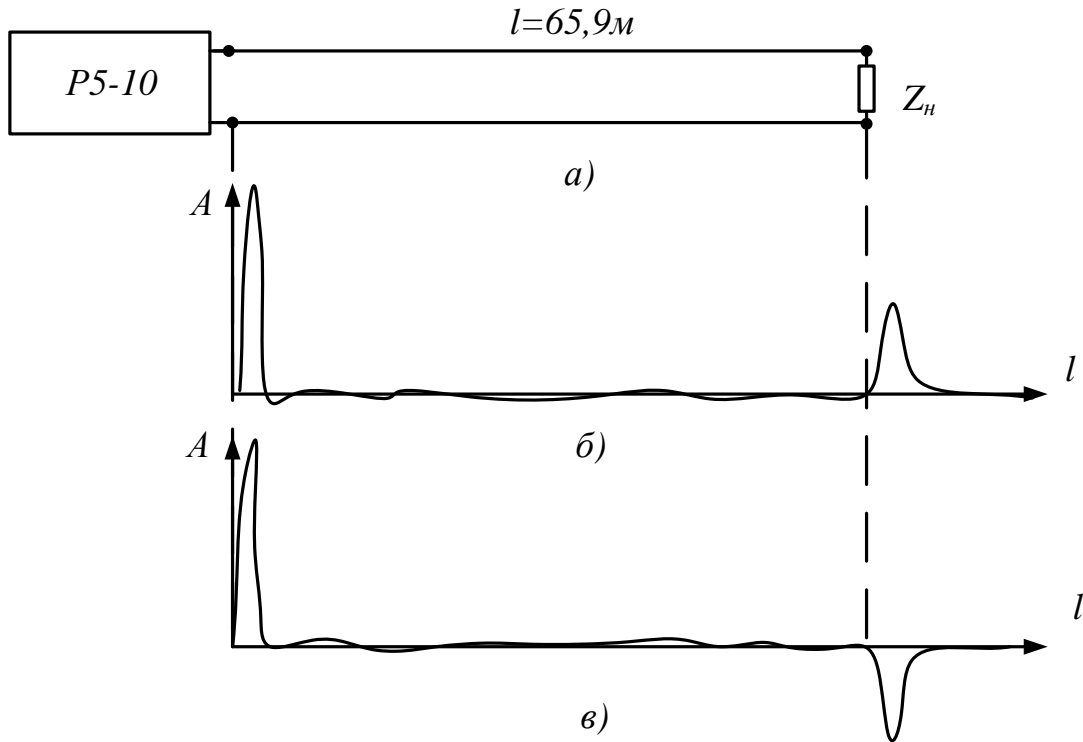


Рисунок 3.5 – Схема під'єднання приладу до лінії (а), рефлектограми при обриві, коли $Z_{\text{н}} = \infty$ (б), і короткому замиканні, коли $Z_{\text{н}} = 0$ (в), лінії

З рефлектограм (див. рис. 3.5б, в) видно, що у випадку обриву ($Z_{\text{н}} = \infty$) зондувальний імпульс за напругою відбивається від кінця лінії без зміни полярності.

Розглянемо вплив навантаження на форму імпульсу. Для цього в еквівалентну схему резистора (рис. 3.6), крім опору проводу $R_{\text{п}}$, під'єднано конденсатор $C_{\text{п}}$ і індуктивність $L_{\text{р}}$ [116]. Це зумовлено тим, що будь-який реальний резистор має певну індуктивність $L_{\text{р}}$. Ємність $C_{\text{п}}$ з'являється між ділянками резистора. Індуктивність $L_{\text{р}}$ і ємність $C_{\text{п}}$ мають розподілений характер, однак, при спрощенні це не враховується.

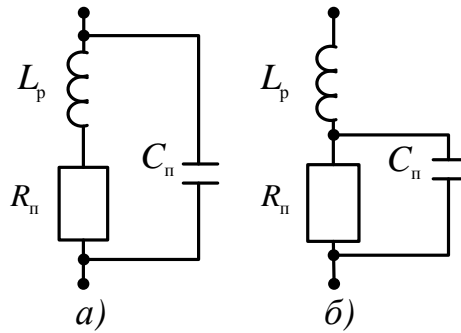


Рисунок 3.6 – Еквівалентна схема резистора:
a – паразитна ємність увімкнена паралельно;
б – паразитна індуктивність ввімкнена послідовно

Наявність індуктивності і ємності призводять як до появи реактивної складової, так і до деякої зміни еквівалентного значення активної складової. Паразитна ємність $C_{\text{п}}$ резистора навантаження під'єднана до нього паралельно (див. рис. 3.6а). Вплив опору паразитної ємності на активний опір резистора $R_{\text{п}}$ буде проявлятися на високих частотах при більших величинах $R_{\text{п}}$. Так, при значенні $R_{\text{п}} = 1$ МОм на частоті 10 МГц $R_{\text{п}}$ може зменшитися на 5 % [116]. Ці зміни незначні, тому впливом паразитної ємності резистора на його номінал в інтервалі частот 0,1–100 МГц можна знехтувати.

Вплив паразитної індуктивності на активний опір резистора навантаження може проявлятися на високих частотах при малих значеннях $R_{\text{п}}$. Впливом на частотах 0,1–100 МГц можна знехтувати.

Визначення характеру відбитого сигналу при різних величинах активного опору навантаження відіграє важливу роль при аналізі рефлектограм.

Розглянемо вплив величини активного навантаження на форму відбитого імпульсу. Як макет лінії використаємо мідний багатожильний провідник діаметром 2 мм. Хвильовий опір створеної повітряної лінії дорівнює 427 Ом, як на реальних повітряних лініях. Створена лінія довжиною 20 м складається з ряду спаяних відрізків проводів, що відповідає реальним повітряним лініям електропередачі, які також складаються із з'єднаних між собою ділянок. Місце спайки відрізків, залежно від якості з'єднання, може створювати невелику неоднорідність лінії, що може проявлятися на рефлектограммах у вигляді зміни форми відбитих сигналів, рис. 3.7.

Характер зміни амплітуди напруги відбитого сигналу для повітряної лінії подано на рис. 3.7. При тривалості імпульсу 0,05 мкс форма відбитого сигналу наближається до трикутного, і імпульс досягає свого максимального значення за амплітудою. Отже, оптимальна трива-

лість зондувального імпульсу для досліджуваної повітряної лінії становить 0,05 мкс. Тому перед початком вимірювань на лінії необхідно вибрати оптимальну тривалість зондувального імпульсу. Якщо відбиття очікуються від ближніх ділянок лінії, то тривалість імпульсу можна зменшити, підвищивши при цьому роздільну здатність. Якщо відбиття очікуються від віддалених ділянок лінії, то тривалість зондувального імпульсу варто збільшувати для збільшення амплітуди відбитих імпульсів.

У результаті проведених дослідів на моделях повітряних ліній були визначені «граничні» величини опорів навантаження для досліджуваних ліній. Збільшення величини активного навантаження вище від граничного значення не приводить до зростання амплітуди відбитого імпульсу. Визначено, що чим більший за значенням хвильовий опір електролінії, тим більша гранична величина навантаження. Для досліджуваної повітряної (рис. 3.7.) лінії гранична величина активного навантаження дорівнює приблизно 10 Ом.

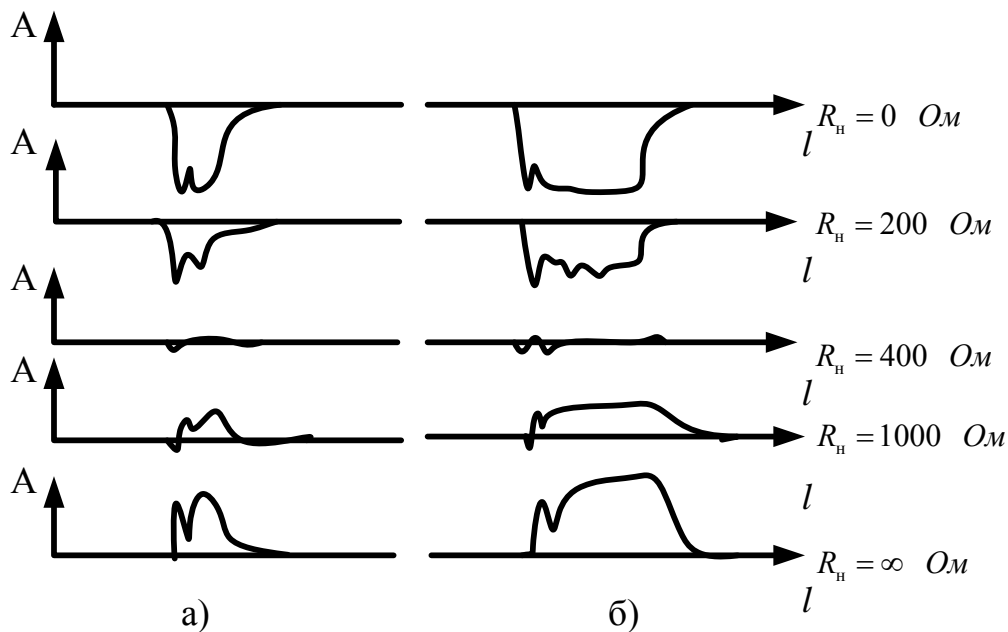


Рисунок 3.7 – Залежність форми відбитого імпульсу від зміни величини резистивного навантаження R_n на кінці повітряної лінії при різній тривалості зондувального імпульсу τ : а – 0,05 мкс, б – 0,1 мкс

Графіки зміни коефіцієнта N відбиття імпульсу залежно від величини резистивного навантаження для досліджуваної повітряної лінії представлені на рис. 3.8.

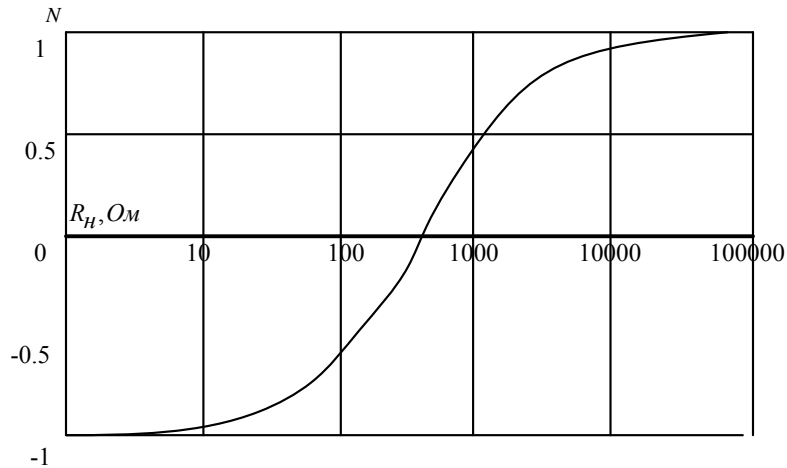


Рисунок 3.8 – Графік зміни коефіцієнта відбиття імпульсу N зі зміною величини опору активного навантаження R_H при $\tau \geq 0,1$ мкс для повітряної лінії ($Z_{ХВ} = 427$ Ом)

Отже, при значеннях $R_H < Z_{ХВ}$, де $Z_{ХВ}$ – хвильовий опір лінії при проходженні сигналом границі між більшим і меншим опором, відбитий імпульс змінює свою полярність на протилежну, при $R_H > Z_{ХВ}$, тобто при проходженні сигналом границі між меншим і більшим опором, імпульс зберігає свою полярність. У цих випадках у лінії існує режим змішаних хвиль. При $R_H = Z_{ХВ}$ відбиття в лінії відсутнє, вся випромінювана потужність виділяється на опорі навантаження й у лінії створюється режим хвиль, що біжать. Дослідження показали, якщо $R_H \leq 0,5Z_{ХВ}$, то в лінії встановлюється режим, близький до короткого замикання, а якщо $R_H \geq 5Z_{ХВ}$, то виникає режим, близький до холостого ходу.

Як показано вище, для більш повної передачі енергії по електричних проводах необхідно узгодити опір навантаження із хвильовим опором лінії, тобто, необхідно зменшити відбитий сигнал. При діагностиці ЛЕП локаційним методом, навпаки, чим більша амплітуда імпульсу, відбитого від неоднорідності досліджуваної лінії, тим легше він виділяється на фоні інших відбиттів. При розпізнаванні рефлектограм особливу роль відіграє імпульс, відбитий від кінця лінії або від кінця відгалуження. У реальних розподільних мережах на їх кінцях немає навантаження, еквівалентний опір якого за значенням дорівнює хвильовому опором. Лінії на кінцях навантажені обмотками трансформаторів, які можуть бути вимкнені, тоді опір на кінцях ліній дорівнює нескінченності. Якщо локаційним методом досліджується неоднорідність лінії, то поряд з імпульсами, відбитими від кінців лінії та відга-

лужень, на рефлектограмі будуть присутні й імпульси, відбиті від неоднорідностей лінії. Рефлектограма при цьому значно ускладнюється, і її розшифрування стає досить складним [117].

Рефлектограму можна спростити, якщо при вимкненому навантаженні до кінця лінії або відгалуження під'єднати резистор, активний опір якого дорівнює за величиною хвильовому опорю електrolінії. При цьому імпульс, відбитий від кінця лінії, зникне.

На рис. 3.9 представлені рефлектограми лінії в режимі холостого ходу на її кінці. У випадку, коли вихідний опір приладу $R_{вих} > Z_{хв}$, то всі імпульси, кратні відбитому імпульсу, відбиваючись від місця приєднання рефлектометра до лінії, зберігають полярність. Якщо $R_{вих} < Z_{хв}$, то імпульси, відбиваючись від місця приєднання рефлектометра до лінії, змінюють свою полярність і спостерігається чергування полярностей відбитих імпульсів парної кратності (див. рис. 3.9б). Необхідно, змінюючи $R_{вих}$, домогтися повного зникнення кратних відбитих сигналів.

В повітряних розподільних мережах мають місце кабельні вставки (рис. 3.10). У лабораторних умовах частиною повітряної лінії є два мідних проводи, які змодельовані кабелем марки РК 75-9-12 різної довжини. Рефлектограми, отримані за допомогою приладу Р5-10 ($U = 3,5 \text{ В}$, $\tau = 39 \text{ нс}$), наведені на рис. 3.11.

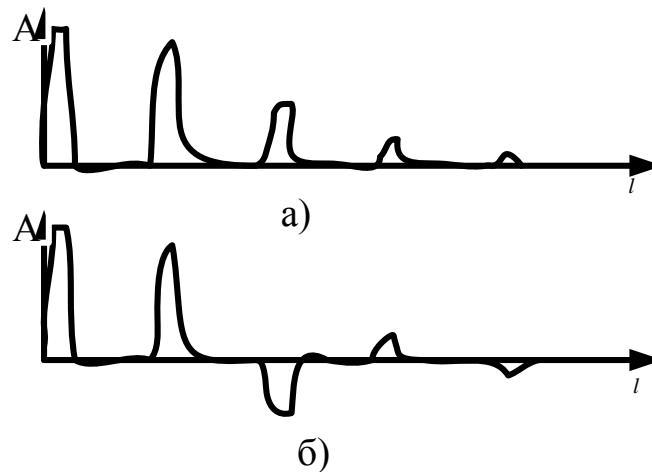


Рисунок 3.9 – Рефлектограми лінії, отримані без узгодження опорів рефлектометра Р5-10 з хвильовим опором лінії:

а – коли $R_{вих} > Z_{хв}$, *б* – коли $R_{вих} < Z_{хв}$

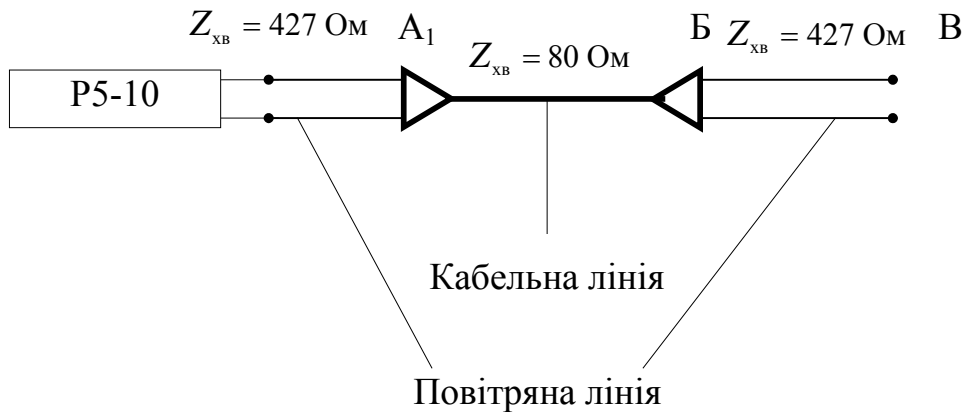


Рисунок 3.10 – Схема повітряної лінії з кабельною вставкою: A_1 – початок кабельної вставки; B – кінець кабельної вставки; B – кінець лінії

На рис. 3.11 видно, що в місці приєднання кабельної вставки виникає, неоднорідність (вузол A_1). Хвильовий опір кабельної вставки менший, ніж хвильовий опір повітряної лінії, тому відбитий імпульс має від'ємну полярність (згідно з рис. 3.11). Точці B відповідає імпульс з позитивною полярністю, тому що відбувається перехід від меншого хвильового опору кабелю до більшого хвильового опору повітряної лінії. Збільшення довжини $l_{\text{к.в.}}$ кабельної вставки (див. рис. 3.11) викликає значне затухання імпульсів в лінії, що приводить до зменшення амплітуди імпульсу B , відбитого від кінця лінії, і одночасно викликає зменшення смуги пропускання лінії, що приводить до збільшення тривалості імпульсу B , як це видно на рис. 3.11.

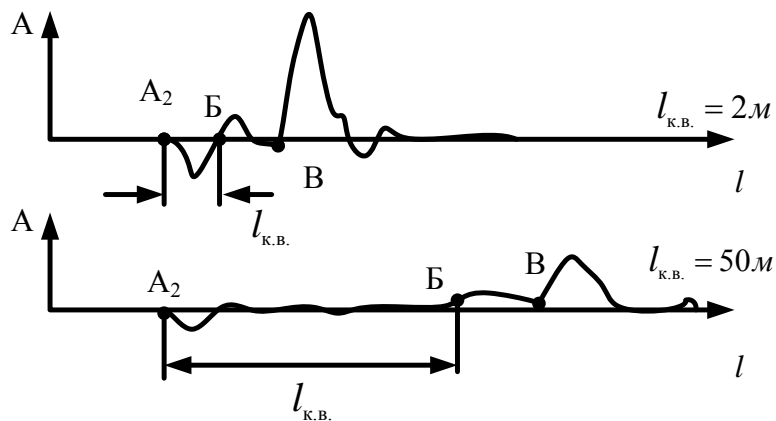


Рисунок 3.11 – Залежність амплітуди A й форми відбитого імпульсу від A_2 – початок кабельної вставки; B – кінець кабельної вставки; B – кінець лінії; $l_{\text{к.в.}}$ – довжина кабельної вставки

Отже, якщо ЛЕП має лише активне навантаження, значення якого, менше від хвильового опору ЛЕП, то відбитий імпульс змінює полярність, якщо більше – не змінює. Амплітуда відбитого імпульсу дорівнює нулю при рівності опору навантаження й хвильового опору ЛЕП. При збільшенні різниці між значенням опору навантаження та значенням хвильового опору лінії, амплітуда відбитого імпульсу збільшується.

Місця з'єднання ліній з різними значеннями хвильового опору, є неоднорідностями, що створюють відбитий імпульс. Амплітуда відбитого імпульсу збільшується, при збільшенні різниці значень опорів в місці з'єднання. Якщо при поширенні імпульсу в місці неоднорідності відбувається перехід від більшого опору до меншого, то відбитий імпульс змінює свою полярність, якщо від меншого до більшого, то полярність імпульсу зберігається.

Відсутність узгодження вихідного опору рефлектометра із хвильовим опором лінії викликає багаторазово відбиті імпульси, які ускладнюють розшифрування рефлектограм.

3.3 Вплив величини ємнісного навантаження на форму відбитого імпульсу

Проведено моделювання лінії електропередачі для визначення характеру впливу ємнісного навантаження на форму відбитого імпульсу. Для цього як навантаження до макету лінії почергово було приєднано конденсатори ємностями 50 пФ, 100 пФ, 1000 пФ, умовно ∞ пФ [116]. Спрощена еквівалентна схема конденсатора має ємність $C_{\epsilon.н.}$, опір $R_{\epsilon.н.}$ і індуктивність $L_{\epsilon.н.}$, які можуть вмикатися послідовно й паралельно (рис. 3.12.). Індуктивність $L_{\epsilon.н.}$ утворена елементами конструкції конденсатора. Опір $R_{\epsilon.н.}, C_{\epsilon.н.}$ (див. рис. 3.12а) і $R'_{\epsilon.н.}, C'_{\epsilon.н.}$ (на рис. 3.12б) характеризує втрати енергії і вказує на те, що напруга й струм реального конденсатора зміщені по фазі на кут $\varphi < 90^\circ$ у діапазоні частот, де індуктивністю $L_{\epsilon.н.}$ можна знехтувати.

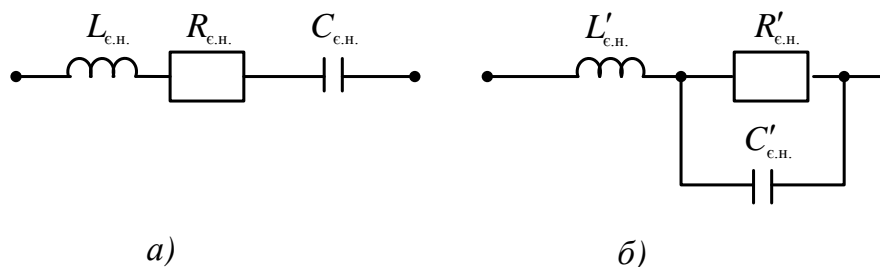


Рисунок 3.12 – Еквівалентна схема конденсатора з послідовним (а) і послідовно-паралельним (б) увімкненням елементів

Для еквівалентної схеми (рис. 3.12, *a*) можна записати:

$$Z_{\epsilon.н.} = \sqrt{R_{\epsilon.н.}^2 + \left(\omega L_{\epsilon.н.} - \frac{1}{\omega C_{\epsilon.н.}}\right)^2}, \quad (3.5)$$

де ω – кутова частота.

З виразу (3.5) видно, що на значних частотах ω конденсатор стає індуктивністю. Для дискових керамічних конденсаторів ця гранична частота становить 200 – 2000 МГц [116]. Верхня межа смуги пропускання Δf для імпульсу рефлектометра Р5-10 з найменшою тривалістю 7 нс становить 140 МГц. Тому, появою в конденсаторах індуктивних властивостей $L_{\epsilon.н.}$ на частотах нижчих 140 МГц можна знехтувати.

Тенденцію зміни форми відбитого імпульсу при різній величині ємнісного навантаження можна спостерігати і на макеті повітряної лінії (рис. 3.13), що має такі ж параметри, як і при дослідженнях реакції активного навантаження.

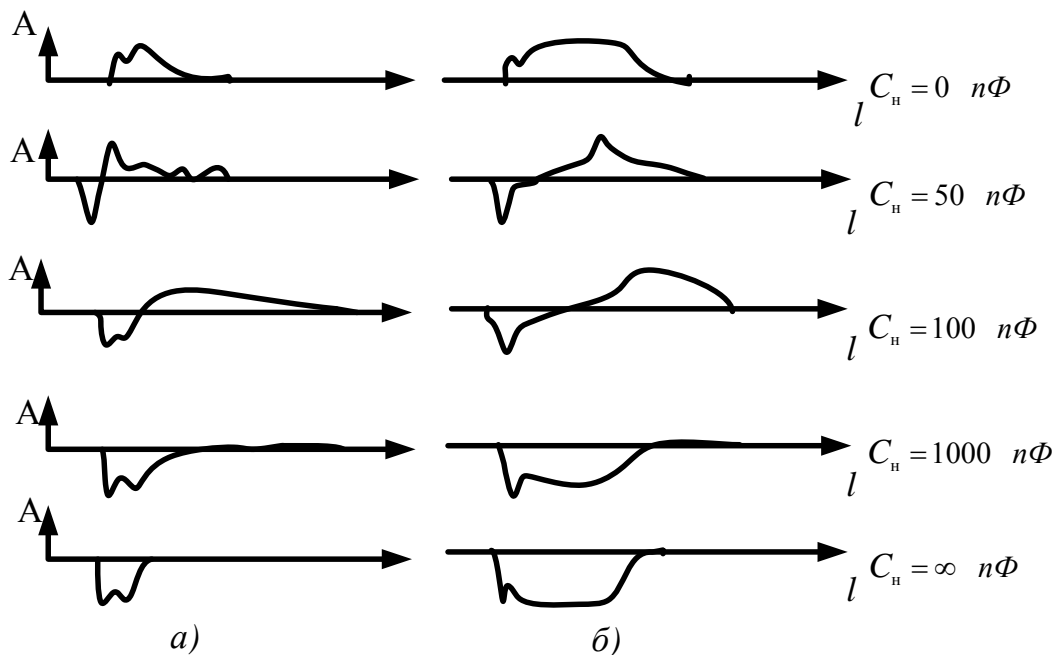


Рисунок 3.13 – Залежність форми відбитого імпульсу від зміни величини ємнісного навантаження C_n в кінці повітряної лінії при тривалості зондувального імпульсу τ , відповідно, 0,05 мкс, (*a*); 0,1 мкс, (*б*)

Оптимальна тривалість зондувальних імпульсів збереглася й для повітряної лінії довжиною 20 м ($\tau = 0,05$ мкс), відповідно, рис. 3.13а.

Для аналізу рефлектограм, отриманих при зондуванні ліній розподільних мереж, необхідно знати нормоване значення величини ємності, утвореної проводами відгалужень, тому що від цієї величини буде залежати форма відбитого сигналу [106].

Приєднання відгалуження до лінії може розглядатися не тільки як приєднання ємнісного навантаження, але і як приєднання відгалуження із хвильовим опором, що зменшує загальний хвильовий опір у місці приєднання. Тому варто очікувати, що імпульс, відбитий від місця приєднання відгалуження, буде завжди від'ємним.

У місці приєднання відгалуження результуючий хвильовий опір зменшується вдвічі (паралельне з'єднання однакових опорів лінії і відгалуження). Для місця розгалуження коефіцієнти відбиття і заломлення визначаються, як [108]:

$$K_{\text{відб.}} = \frac{\frac{Z_{\text{XB}}}{2} - Z_{\text{XB}}}{\frac{Z_{\text{XB}}}{2} + Z_{\text{XB}}} = -\frac{1}{3}, \quad (3.6)$$

$$K_{\text{пер}} = \frac{2 \cdot \frac{Z_{\text{XB}}}{2}}{\frac{Z_{\text{XB}}}{2} + Z_{\text{XB}}} = \frac{2}{3}. \quad (3.7)$$

У місці відгалуження виникає від'ємний відбитий імпульс з амплітудою, рівною 1/3 падаючого, пройшовши далі, заломлений імпульс має позитивну полярність і становить приблизно 2/3 від падаючого. Отже, відгалуження вносять істотні зміни, а відбиті імпульси ускладнюють рефлектограму.

На рис. 3.14 відображено рефлектограму лінії з одним відгалуженням, на якій зображені кінець лінії та відгалуження при їх розімкненні. На рисунках розміри ліній і відповідні їм рефлектограми представлені в одному масштабі.

На рефлектограмі добре видно імпульси, відбиті від неоднорідностей лінії (місце приєднання відгалуження – вузол Б, кінці відгалуження – вузол В і лінії – вузол Г). У місці приєднання відгалуження відбитий імпульс Б має від'ємну полярність, а імпульси, що відбилися від розімкнутого кінця відгалуження – імпульс В і від розімкнутого кінця лінії – імпульс Г, мають додатну полярність. Імпульс ВГ є сумою амплітуд двох імпульсів, що пройшли однакові відстані, але різними шляхами: перший шлях – через вузли А₃БВБГБА₃, другий шлях – через вузли А₃БГБВБА₃, тому сумарна амплітуда цього імпульсу більша амплітуди імпульсу Г. Відстань, пройдену імпульсом ВГ, можна використати як контрольну при аналізі рефлектограм [106].

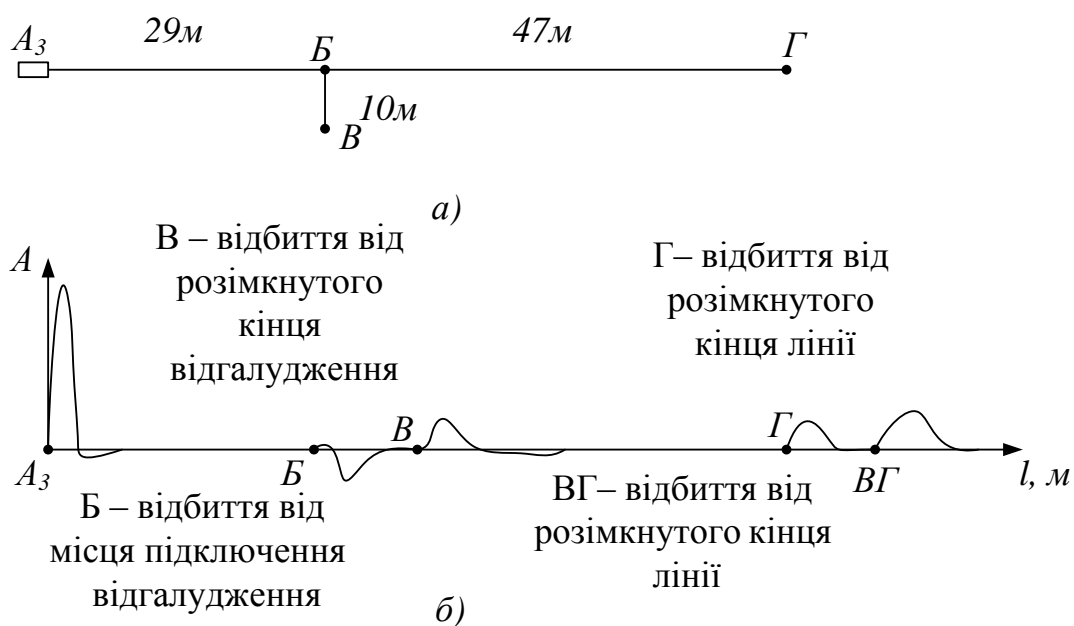


Рисунок 3.14 – Схема лінії з одним відгалуженням (а) і відповідна їй рефлектограма (б)

Зі збільшенням числа відгалужень амплітуда імпульсу, що відбивається від більш далекої неоднорідності, стає меншою, ніж амплітуда імпульсу, відбитого від першої неоднорідності – місця приєднання відгалуження. Імпульс Б, відбитий від місця приєднання першого відгалуження, більший від імпульсу Г, відбитого від місця приєднання другого відгалуження. Отже, експериментальні дослідження підтверджують, що імпульс при відбитті від місця приєднання відгалуження змінює свою полярність і це треба враховувати при розшифруванні рефлектограм.

3.4 Вплив величини індуктивного навантаження на форму відбитого імпульсу та дослідження імпульсної реакції реальних трансформаторів

Розглянемо лінії з індуктивним навантаженням. Як індуктивне навантаження в макеті лінії використано котушки індуктивності з різними параметрами. Котушки індуктивності мають циліндричну форму витків і виконані в одношаровому варіанті без магнітопроводів.

Для проведення розрахунків запропоновано еквівалентну схему котушки індуктивності (рис. 3.15) [116], в якій враховано активний опір провідності $R_{пр}$, індуктивність L , втрати в магнітопроводі R_B і паразитну ємність $C_{п}$.

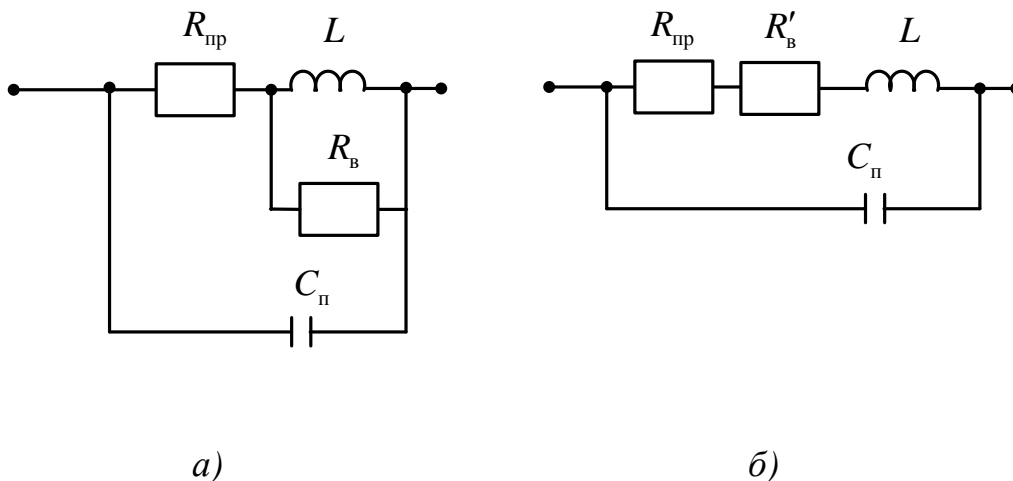


Рисунок 3.15 – Спрошені еквівалентні схеми котушки індуктивності:
а – опір втрат увімкнений паралельно з індуктивністю;
б – опір втрат увімкнений послідовно з індуктивністю

Найважливішим параметром котушки індуктивності є добротність. Значення добротності залежить від частоти. Якщо феромагнітний магнітопровід відсутній ($R_{\text{в}} \rightarrow \infty, R'_{\text{в}} \rightarrow \infty$), а ємність $C_{\text{п}}$ має досить мале значення, то добротність залежить від співвідношення між індуктивністю L та активним опором проводу $R_{\text{пр}}$ і збільшується при підвищенні частоти. Однак на частотах порядку декількох МГц через поверхневий ефект активний опір провідності збільшується й добротність знижується.

Експериментально було встановлено, що котушки індуктивності, які використовувались як навантаження лінії, відповідно до своїх конструктивних даних, мають такі величини $C_{\text{п}}$, якими при використанні приладу РЕЙС-105Р можна знехтувати.

В реальних лініях електропередачі індуктивним навантаженням лінії є обмотка силових трансформаторів. Розглянемо вплив величини індуктивного навантаження на форму відбитого імпульсу. На рис. 3.16 видно, що при різній величині індуктивності відбитий імпульс, крім додатної частини, має явно виражену від'ємну частину, як при короткому замиканні, але зі збільшенням індуктивності поступово стає додатним і вже при величині $L_{\text{н}} = 161,8$ мкГн відбивається як при холостому ході. Збільшення тривалості зондувального імпульсу до 0,5 мкс приводить до того, що при величині $L_{\text{н}} > 161,8$ мкГн імпульс, відбитий від індуктивності, має ще від'ємну частину.

Згідно з рис. 3.16, при величині індуктивності більшій від $L_{\text{н}} = 360,2$ мкГн, додатна частина відбитого імпульсу переважає, тоб-

то, на кінці лінії встановлюється режим, близький до холостого ходу [106].

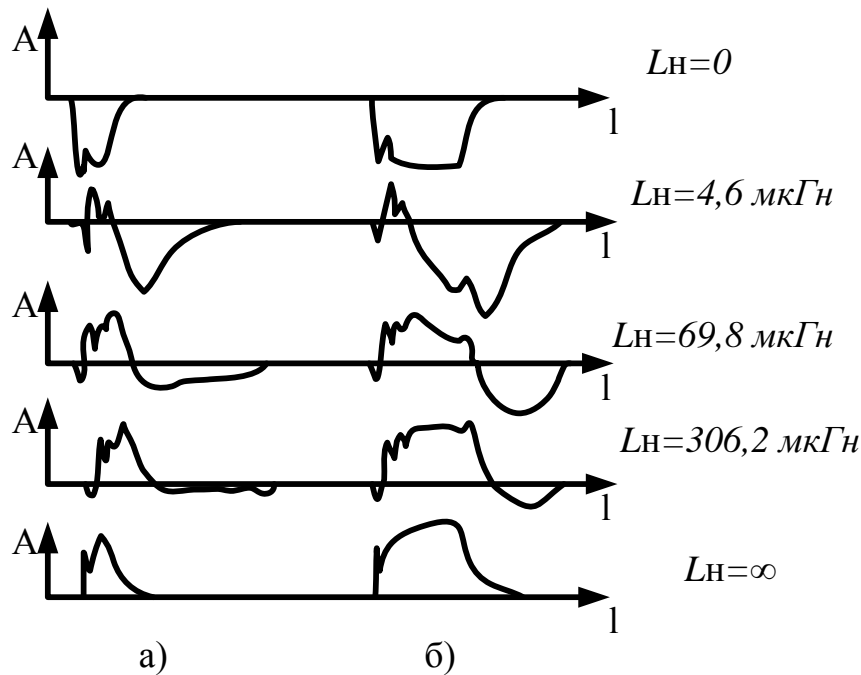


Рисунок 3.16 – Залежність форми відбитого імпульсу від зміни величини індуктивного навантаження L_n на кінці повітряної лінії при довжинах зондувального імпульсу: *а* – 0,05 мкс; *б* – 0,1 мкс

Були виконані дослідження імпульсної реакції трансформаторів ТМ-63/10, ТМ-100/10, ТМ-160/10, ТМ-400/10 шляхом моделювання. На рис. 3.17 представлені рефлектограми імпульсного зондування трансформаторів, які використовуються у розподільних мережах.

На рис. 3.17 видно, що полярність імпульсу залишається додатною незалежно від потужності трансформатора, однак, зі збільшенням потужності простежується тенденція зменшення амплітуди відбитого сигналу.

Отже, завдяки значній за величиною індуктивності обмоток трансформаторів розподільних мереж, вимірюваної одиницями й десятками мілігенрі, імпульс рефлектометра відбивається від них без зміни полярності, але з амплітудою трохи меншою, ніж у випадку холостого ходу на місці приєднання обмотки. Зі збільшенням потужності трансформатора й зменшенням індуктивності його обмотки, амплітуда відбитого імпульсу зменшується. При розпізнаванні рефлектограм місця приєднання обмоток трансформаторів можна вважати приблизно аналогічними розімкнутому кінцю лінії (режим холостого ходу).

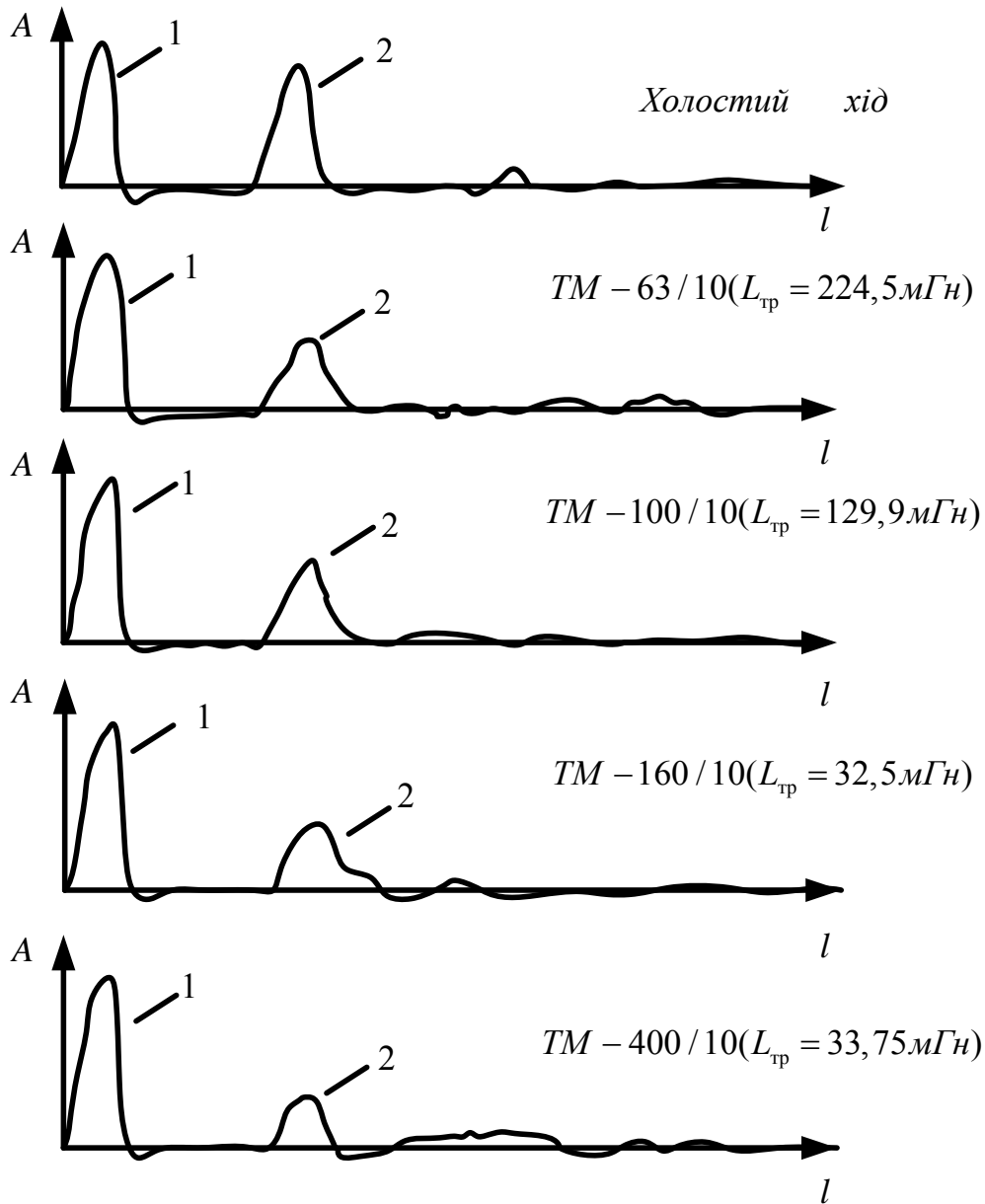


Рисунок 3.17 – Рефлектограми відбитих імпульсів у залежності від величини навантаження $L_{тр}$ наприкінці лінії у вигляді обмоток трансформаторів різної потужності: 1 – зондувальний імпульс; 2 – відбитий імпульс

Встановлено діагностичні ознаки неоднорідностей необхідні для розшифрування рефлектограм електроліній з деревоподібною топологією й з реальними видами навантажень та неоднорідностей, що зустрічаються на лініях. На основі цих ознак на рефлектограмах ідентифікуються імпульси, відбиті від наявних у лінії неоднорідностей: місця коротких замикань і обривів, місця приєднання відгалужень, кінці

ліній і відгалужень, обмотки під'єднаних трансформаторів, кабельні вставки, муфти й т. д.

Якщо в лінії здійснюється перехід з меншого хвильового опору до більшого, то імпульс, що відбивається від місця переходу (неоднорідності), зберігає свою полярність, у протилежному випадку імпульс змінює свою полярність. Ці ознаки дозволяють визначати місце знаходження й розміри кабельних вставок у повітряних лініях.

3.5 Методи розшифрування рефлектограм

Існують три основні методи розшифрування рефлектограм: метод візуального логічного аналізу; розшифрування рефлектограми шляхом створення штучних к. з. чи обривів проводу; різницевий метод розпізнавання рефлектограм. Метод візуального логічного аналізу потребує використання словника діагностичних ознак неоднорідності, рефлектограми, знятої з діючої лінії в нормальному режимі роботи, та її розшифрування.

Розглянемо доцільність застосування методів розшифрування рефлектограм для ліній з деревоподібною топологією. Застосуємо метод розшифрування рефлектограми шляхом створення штучних к. з. чи обривів проводу. Для експериментальних досліджень розглянемо макет лінії, представлений на рисунку 3.18а. Лінія має три відгалуження, її загальна довжина становить 94,5 м. При зондуванні лінії застосовувався прилад РЕЙС-105Р, тривалість імпульсу зондування 0,16 мкс, коефіцієнт укорочення рівний одиниці.

Першим кроком буде зняття рефлектограми в нормальному режимі роботи (див. рис.3.18б). З метою отримання контрольних точок, тобто точок приєднання відгалужень та кінці ліній, створимо штучні к. з. в усіх точках, починаючи з точки 2, рис. 3.18в. На рефлектограмі видно, що амплітуда імпульсу відбитого від точки к. з. збільшилась в два рази, а усі інші відбиття зникли. Наступною контрольною точкою буде точка 3, (див. рис. 3.18г), де імпульс змінив свою форму, інші ж імпульси не змінились. В точці 4 (див. рис. 3.18д) при створенні штучного к. з. імпульс також збільшив свою амплітуду, а відбиття від точок 5, 6 і 7 майже зникли. При створенні к. з. на кінцях відгалужень 5 і 6 почергово (див. рис. 3.18е, ж) імпульс, відбитий від місця пошкодження, став від'ємним. При створенні к. з. в кінці лінії, точка 7 (див. рис. 3.18з), імпульс, відбитий від кінця лінії, також змінив свою полярність, усі інші відбиті імпульси відповідають формі імпульсів рефлектограми, знятої в нормальному режимі роботи.

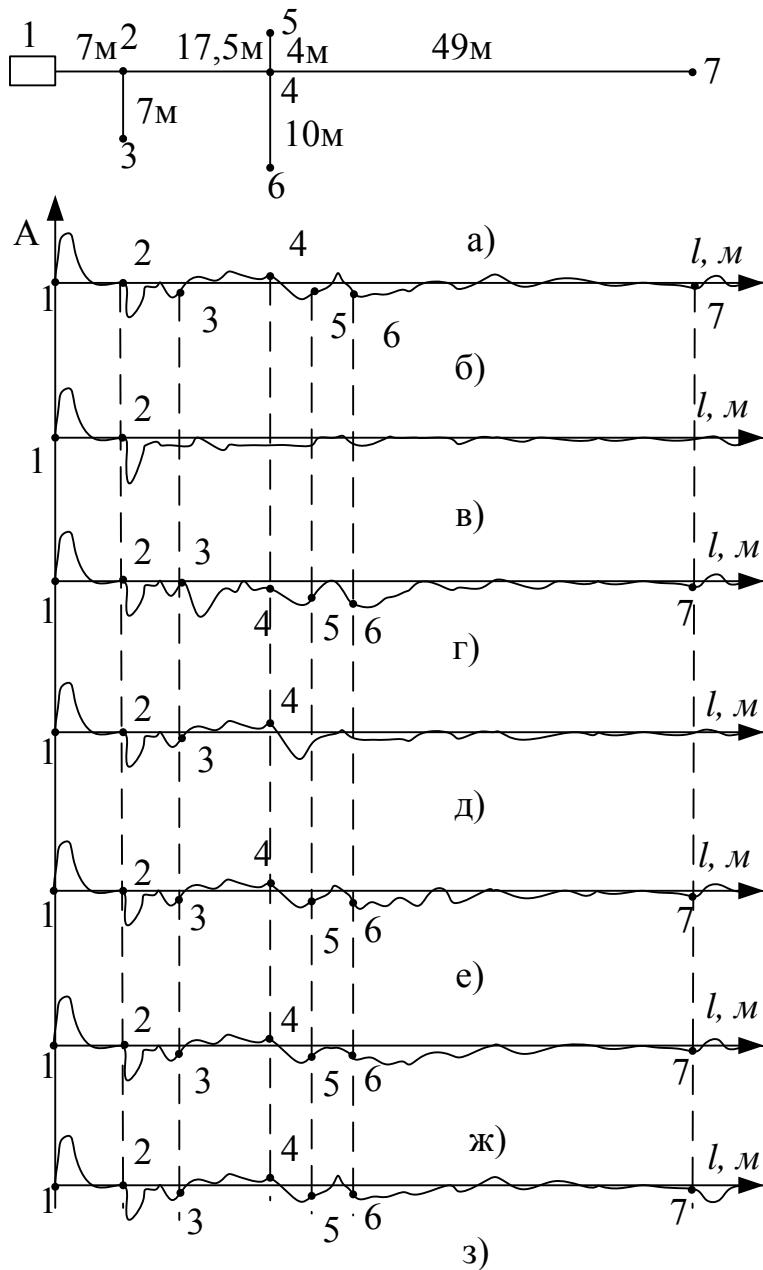


Рисунок 3.18 – Застосування методу розшифрування рефлектограми шляхом створення штучних к. з. чи обривів проводу

Імпульси, відбиті від кінців лінії, завжди за амплітудою будуть більші, ніж імпульси, відбиті від неоднорідностей мережі. При цьому вони можуть змінювати свою полярність, якщо довжина відгалуження незначна.

Визначимо відносну похибку dl при визначенні відстані до місця обриву за допомогою пристрою РЕЙС-105Р:

$$dl = \frac{\Delta l}{l_d} 100\%, \quad (3.8)$$

де Δl – абсолютна величина похибки; $\Delta l = l_{д.} - l_{п.}$; $l_{д.}$ – дійсне значення відстані до місця обриву; $l_{п.}$ – значення відстані до місця обриву, визначене за допомогою приладу.

Результати обчислень подані в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Відносна похибка при визначенні відстані до місця пошкодження за допомогою приладу РЕЙС-105Р

Контрольні точки	Дійсна довжина лінії, м	Довжина лінії за показами приладу, м	Δl , м	dl , %
1–2	7	7	0	0
2–3	7	7,02	–0,02	–0,286
2–4	17,5	17,6	–0,04	–0,229
4–5	4	3,99	0,01	0,25
4–6	10	9,9	0,031	0,31
4–7	49	49,2	–0,11	–0,224

З таблиці 3.1 видно, що розходження довжин ділянок між контрольними точками визначені за допомогою приладу РЕЙС-105Р і виміряні не перевищують 1 %; максимальна відносна похибка становить 0,31 %.

Дослідження різницевого методу проводились в лабораторних умовах на макеті лінії з такими ж параметрами, як і в попередньому досліді. На рисунку 3.19а зображена лінія з відгалуженнями і рефлектограма (див. рис. 3.19б) при відсутності пошкодження на лінії. На інших рефлектограмах показано обрив, наприклад, в точці 2, а нижче різницева рефлектограма. (рис. 3.19в).

Аналіз рефлектограм при обриві проводу в точках 2–7 на магістралі і відгалуженнях показав, що на різницевій рефлектограмі завжди маємо пряму лінію до місця пошкодження (рис. 3.19в, г, д). При виникненні обриву в кінці лінії (точка 7 на рис. 3.19д), на різницевій рефлектограмі відображається лише імпульс, відбитий від місця пошкодження.

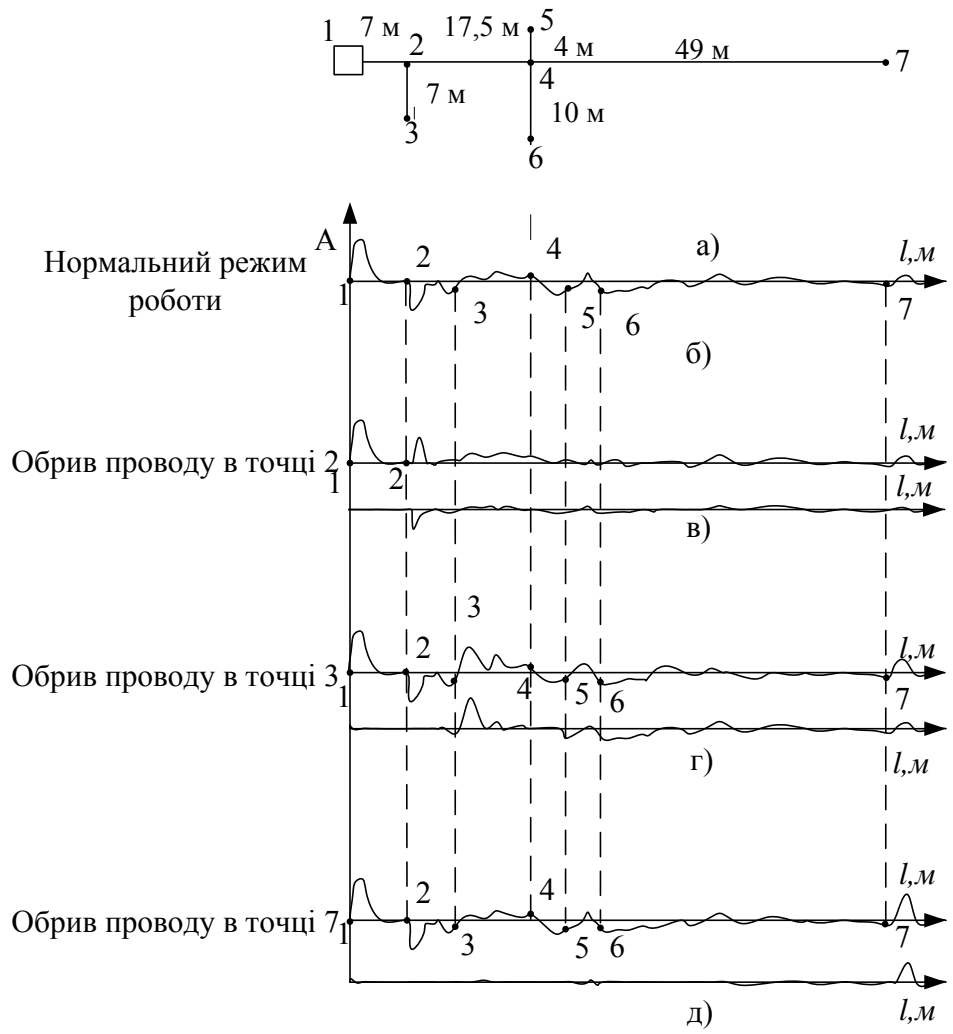


Рисунок 3.19 – Застосування різницевого методу для визначення місця обриву

4 ЗАСОБИ РЕАЛІЗАЦІЇ АВТОМАТИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ КЕРУВАННЯ АВАРІЙНИМ РЕЖИМОМ ОБРИВУ ФАЗНОГО ПРОВОДУ (АСКАРОП) ТА ОЦІНКА ЇХ ЕФЕКТИВНОСТІ

4.1 Вибір структури автоматизованої системи керування

Найбільш прийнятним для розподільної мережі 6–35 кВ є змішаний спосіб будови АСКАРОП (див. рис. 4.1). Згідно з яким, на підстанції (ОК) розташовують засіб релейного захисту від обриву проводу – РЗ (рис. 4.1), що групується в один блок, і робота якого залежить від величини та послідовності подачі сигналів на його вхід від трансформаторів струму (i_k) і напруги нульової послідовності (U_0) після падіння проводу на землю, третій сигнал $x(t)$ блокує дію релейного захисту. Він виникає при спрацюванні захисту від міжфазних к. з. (на рисунку не показано). Центральна частина АСКАРОП є автономною і утворює підсистему визначення місця обриву ПВМП. Вона включає в себе оперативно-виїзну бригаду (ОВБ), оснащену транспортними засобами, пристрій для ВМП локаційним методом і засобами радіозв'язку ОВБ з центром керування ЦК (диспетчером). Інформація про спрацювання захисту – сигнал $\gamma(t)$ подається на привід вимикача пошкодженої лінії (ОК) і по каналах телемеханіки $k(t)$ в центр керування (ЦК) (диспетчерський пункт). Диспетчер, керуючись нормативними документами, інструкціями, технічними засобами та можливостями оперативного та ремонтного персоналу, які відображені в блоці – зовнішнє середовище (ЗС) – (сигнали $\beta(t)$ і $Q(t)$), направляє оперативно-виїзну бригаду з технічними засобами – (сигнал $Z(t)$) на підстанцію, де є пошкоджена лінія.

Оперативно-виїзна бригада, використовуючи ПВМП, здійснює пошук місця пошкодження – сигналом $\xi(t)$, – обмінюючись інформацією – $Z(t)$ з центром керування.

Таким чином, в процесі керування аварійним режимом обриву проводу між технічними засобами, диспетчером і ОВБ розподіляються функції виконання яких визначається програмою, побудованою на взаємопов'язаних математичних і логічних операціях, що утворюють окремі алгоритми.

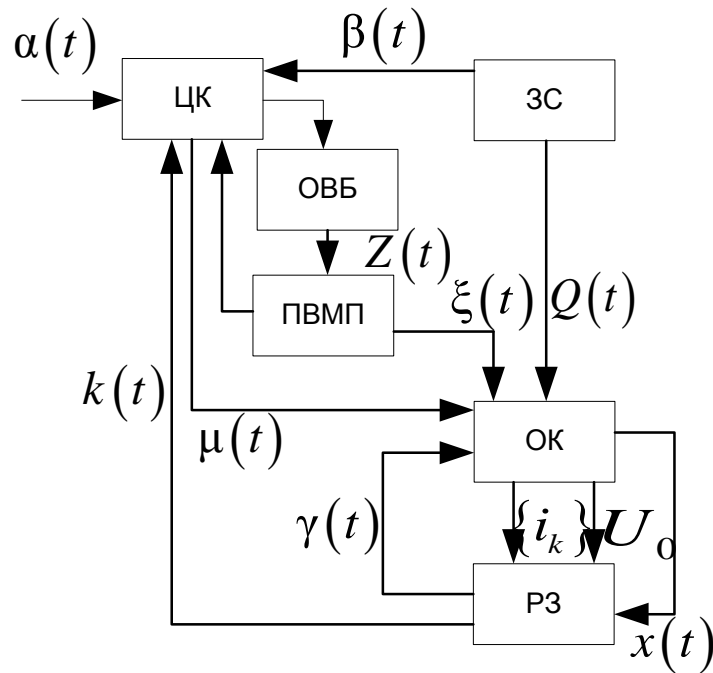


Рисунок 4.1 – Структура АСКАРОП

Алгоритмом функціонування системи АСКАРОП є підтримка заданого рівня надійності, безпеки і ефективності використання розподільної мережі в процесі її експлуатації.

Алгоритм керування $\mu(t)$ виявляє обрив проводу $k(t)$ і локалізує пошкоджену лінію на підстанції від іншої частини СЕП – $\gamma(t)$, визначає місце пошкодження $\xi(t)$ з врахуванням існуючої системи технічного обслуговування і ремонту – $\alpha(t)$, $Z(t)$, тобто:

$$\mu(t) = f[\alpha(t)\bar{x}(t), \beta(t), \gamma(t), k(t), Z(t), \xi(t)].$$

Основним режимом роботи АСКАРОП є робочий режим Р (рис. 4.2), аварійний режим – спрацювання релейного захисту та пошук місця пошкодження –АР; режим перевірки АСКАРОП-ПС. Кожен із режимів характеризується несумісними станами, які утворюють групу подій: S_0 – непошкоджений АСКАРОП; S_1 – пошкоджена розподільна мережа; S_2 – пошкоджена підсистема пошуку місця пошкодження; S_3 – пошкоджено релейний захист від обриву проводу; S_4 – пошкоджено канал зв'язку релейного захисту з центром керування. Якщо

позначити: через $\lambda, \lambda_1, \lambda_2, \lambda_3$ – відповідно, середню інтенсивність відмов розподільної мережі, підсистеми пошуку місця пошкодження, релейного захисту від обриву проводу і каналу зв'язку РЗ з ЦК, а через μ, μ_1, μ_2, μ_3 – середню інтенсивність відновлення відповідно, РМ, ПВМП, РЗ каналу зв'язку РМ з ЦК, через x, y, z – середню інтенсивність, відповідно, контролю технічного стану РМ, перевірки АСКАРОП, виявлення обриву проводу та місця обриву проводу, то функціонування запропонованої АСКАРОП можна відобразити графом, що зображений на рис. 4.2.

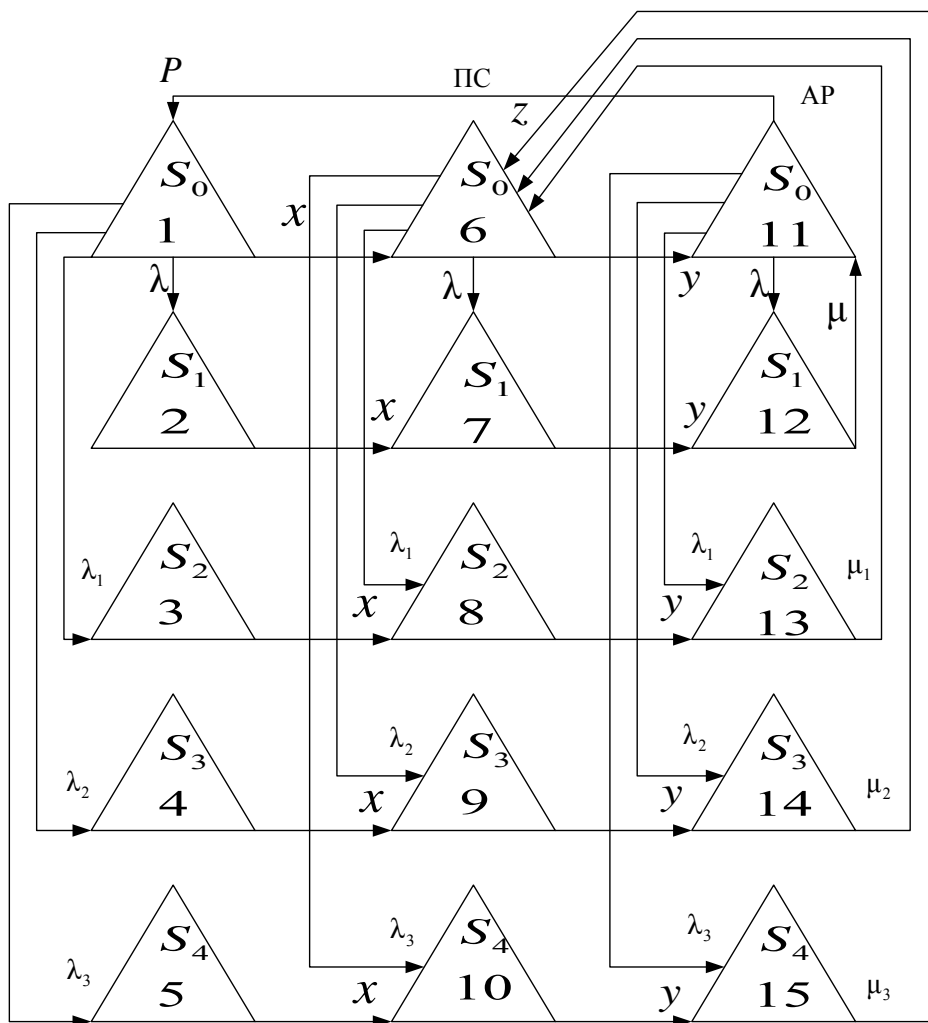


Рисунок 4.2 – Граф змішаної системи побудови АСКАРОП

Для структурної моделі АСКАРОП (у випадку робочого режиму) можна скласти систему рівнянь:

$$\begin{cases}
zk_{11} - k_1(\lambda + \lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3 + x) = 0; \\
\lambda k_1 - xk_2 = 0; \\
\lambda_1 k_1 - xk_3 = 0; \\
\lambda_2 k_1 - xk_4 = 0; \\
\lambda_3 k_1 - xk_5 = 0; \\
xk_1 + \mu_1 k_{13} + \mu_2 k_{14} + \mu_3 k_{15} - (\lambda + \lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3 + y)k_6 = 0; \\
xk_2 + \lambda k_6 - yk_7 = 0; \\
xk_3 + \lambda_1 k_6 - yk_8 = 0; \\
xk_4 + \lambda_2 k_6 - yk_9 = 0; \\
xk_5 + \lambda_3 k_6 - yk_{10} = 0; \\
yk_6 + \mu k_{12} - k_{11}(z + \lambda + \lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3) = 0; \\
yk_7 + \lambda k_{11} - \mu k_{12} = 0; \\
yk_8 + \lambda_1 k_{11} - \mu_1 k_{13} = 0; \\
yk_9 + \lambda_2 k_{11} - \mu_2 k_{14} = 0; \\
yk_{10} + \lambda_3 k_{11} - \mu_3 k_{15} = 0.
\end{cases} \tag{4.1}$$

В системі рівнянь 4.1 коефіцієнти передачі $k_i = f(\lambda, \lambda_1, \lambda_2, \lambda_3, \mu_1, \mu_2, \mu_3, x, y, z)$ можна визначити із системи рівнянь:

$$\begin{cases}
k_2 = P_2/P_1; \\
k_3 = P_3/P_1; \\
\dots\dots\dots \\
k_i = P_i/P_1; \\
\dots\dots\dots \\
k_k = P_k/P_1;
\end{cases} \tag{4.2}$$

де P_i – ймовірність станів, які відповідають готовності відновлювальної системи АСКАРОП.

Коефіцієнт готовності системи АСКАРОП можна визначити як відношення суми ймовірностей станів, що відповідають готовності відновлення АСКАРОП до суми ймовірностей всіх станів системи

$$k_{\Gamma} = \frac{k_2 + k_3 + k_4 + k_5}{\sum_{i=1}^{15} k_i}. \quad (4.3)$$

Із виразу (4.3) видно, що коефіцієнт готовності залежить від параметрів безвідмовності, ремонтпридатності і характеристик РЗ та ПВМП. При проектуванні АСКАРОП ці параметри повинні бути заданими.

Задача формування АСКАРОП зводиться до визначення оптимізованого способу розміщення апаратури контролю і знаходження оптимізованих співвідношень обсягу контрольних операцій, які виконуються вручну, і об'єму автоматизованих операцій. Розв'язання цієї задачі можна здійснити за методикою, яка викладена в [118]. Згідно з якою, у випадку розміщення апаратури з n блоків, коефіцієнт готовності для пристрою в цілому

$$K_{\Gamma\Pi} = k_{\Gamma 1}(1 - P_1) + k_{\Gamma 2}(1 - P_2) + \dots + k_{\Gamma i}(1 - P_i) + \dots + k_{\Gamma n}(1 - P_n), \quad (4.4)$$

де P_i – імовірність відсутності пошкодження в i -ому блоці.

Коефіцієнт готовності кожного блока визначимо (4.3). Введемо позначення $Q_i = (1 - P_i)$; C_i – витрати, пов'язані з використанням запасних частин при обраному варіанті розміщення апаратури; C_{\max} – максимальні витрати, пов'язані з використанням запасних частин, тоді можна визначити раціональність прийнятого способу формування кожного із блоків

$$P_{a_i} = f(K_{\Gamma i} Q_i)(1 - C_i / C_{\max}). \quad (4.5)$$

Для системи в цілому

$$F_n(C, K_{\Gamma\Pi}) = P_{a_1} + \dots + P_{a_n} = \sum_{i=1}^n f(K_{\Gamma i} Q_i)(1 - C_i / C_{\max}), \quad (4.6)$$

при обмеженнях $K_{\Gamma n_min} \leq \sum_{i=1}^n K_{\Gamma i} Q_i$; $C_{\max} \geq \sum_{i=1}^n C_i$; $\lambda_{i_доп} \geq \lambda_i$ можна визначити максимальне значення цільової функції.

4.2 Розробка пристрою релейного захисту від обриву проводу

Теоретичне обґрунтування методу захисту від обриву проводу викладено в другому розділі. Метод передбачає вимірювання струму зворотної послідовності до моменту падіння проводу на землю, тобто, з витримкою часу біля 1 с і напруги нульової послідовності після падіння проводу на землю, що є ознакою виникнення ОЗЗ внаслідок обриву проводу. Передбачається також блокування дії захисту при виникненні міжфазного к. з., яке також супроводжується виникненням струму зворотної послідовності, однак, за значенням вони перевищують на декілька порядків значення струмів при обриві проводу.

При виборі елементної бази може бути використана як мікроелектронна, так і мікропроцесорна. На сьогодні розроблено і випускається значна кількість пристроїв середньої інтеграції, на яких вбудовані сучасні мікроелектронні пристрої захисту. Другий напрямок розвитку РЗА – мікропроцесорні пристрої, які мають ще вищу інтеграцію, однак, вартість їх значно перевищує вартість мікроелектронних. Тому останні знаходять попит, коли до пристроїв не застосовують такі вигоди, як висока точність і багатофункціональність.

Найбільше розповсюдження в Україні на мікроелектронній базі отримали захисти, які постачаються компанією «Енергомашвин» [119]. Запропонований релейний захист від обриву проводу на мікроелектронній основі створений на базі реле РС40М і УЗА-АН, які постачаються компанією «Енергомашвин». Принципова схема захисту зображена на рис. 4.3. Захист отримує живлення від трансформаторів струму ТА та трансформатора напруги TV і призначений для виявлення обриву фазного проводу в розгалуженій розподільній мережі та її локалізацію від іншої частини системи електропостачання.

Вхідна напруга від вторинної обмотки трансформатора напруги TV через випрямляч 16 потрапляє на джерело живлення 17, яке формує напругу живлення схеми +10 В і –10 В. Джерело 18 формує стабільну опорну напругу –2 В. Світлодіод VD1 сигналізує про наявність напруги джерела живлення.

При обриві фазного проводу сигнал від ТА через фільтр зворотної послідовності 1, проміжний трансформатор ТАL, розмикаючий контакт БК вихідного реле захисту від міжфазних к. з. УЗА-Т випрямляч 2, фільтр нижніх частот 3, нормувач перетворювач 4 потрапляє на перший вхід компаратора 5, на другий вхід якого подається сигнал від формувача уставки за струмом зворотної послідовності захисту 19. У ви-

падку перевищення уставки, на виході компаратора 5 з'являється сигнал, який подається на перший вхід інтегратора 6, на другий вхід якого подається сигнал від формувача уставки за часом 20. Швидкість зростання напруги на інтеграторі залежить від заданої уставки за часом.

З виходу інтегратора сигнал потрапляє на вхід компаратора 7, де порівнюється з сигналом від джерела оперативного струму 18, який пропорційний часу падіння проводу на землю. Після спрацювання компаратора 7, замикаються ключ 8 і 9, спрацьовує світлодіод VD2. Після падіння проводу на землю виникає однофазне замикання на землю, і на вторинній обмотці TV, з'єднані в розімкнутий трикутник, виникає напруга нульової послідовності, яка випрямляється через випрямляч 10, фільтрується через фільтр нижніх частот 11, і через нормувач перетворювач 12 подається на перший вхід компаратора 13, на другий вхід якого подається сигнал від формувача уставки за напругою нульової послідовності 21. У випадку перевищення уставки, компаратор спрацьовує, замикає ключ 14 і 15, загорається світлодіод VD3, та спрацьовує реле Р і подає сигнал через блок-контакт вимикача SQ1 на котушку YAT, вимикач Q вимикає лінію. Формувачі уставок 19, 20, 21 отримують живлення від джерела опорної напруги 18.

Після вимикання лінії, схема захисту автоматично повертається у вихідне положення.

При виникненні міжфазного к. з., дія захисту блокується за допомогою розмикаючого контакту БК (див. рис. 4.3) захисту, з яким інтегровано запропонований захист від обриву проводу. Скидання індикації спрацювання здійснюється за допомогою ключа 22 з передньої панелі.

Технічна характеристика захисту від обриву проводу.

Діапазон зміни уставок за струмом зворотної послідовності 0,1–1,2 А; номінальний струм – 1,5 А; дискретність зміни уставок – 0,015 А; уставка захисту за напругою нульової послідовності – $15 \div 60$ В; дискретність зміни уставок – 0,5 В; час спрацювання захисту – 0,2–6,4 с; дискретність зміни уставок – 0,1 с; коефіцієнт повернення вихідного реле – 0,85. Захист може працювати в схемах з шунтуванням – дешунтуванням керованих кіл. Вихідним ключем є триак ТС 132-50-10. Індикація спрацювання каналів за струмом зворотної послідовності і напруги фіксується світлодіодами VD2, VD3, (див. рис. 4.3), які розташовані на передній панелі разом з VD1. Скидання індикації здійснюється з передньої панелі натисканням кнопки «Скид».

Принципову схему захисту від міжфазних к. з. типу УАЗ-АТ та його технічну характеристику викладено в [119]. Вона має струмову відсічку (СВ), МСЗ (див. рис. 4.3). До комплекту також додається зачіпка АПВ.

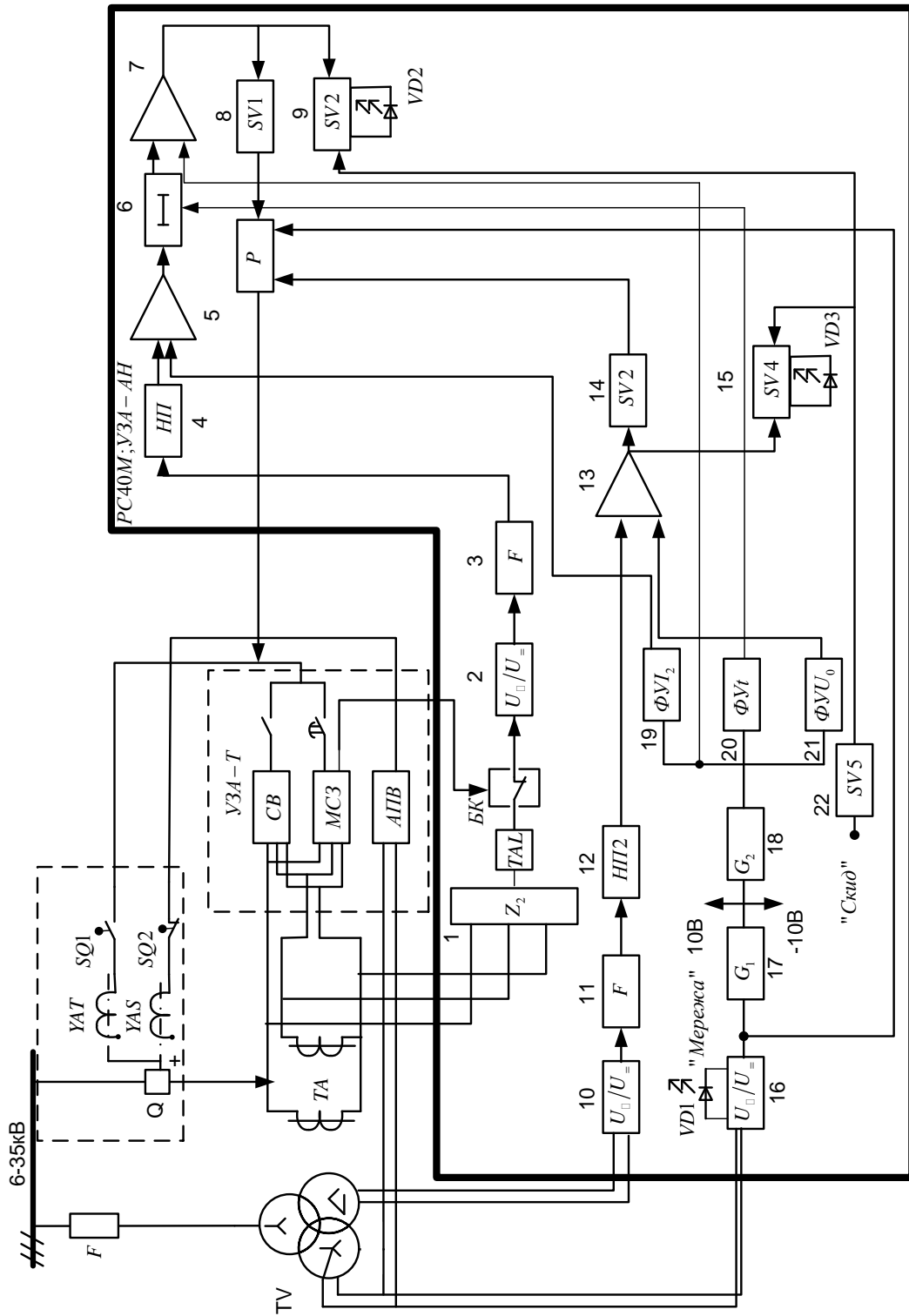


Рисунок 4.3 – Функціональна схема захисту від обриву проводу інтегрована з засобами РЗА типу УЗА-Т розподільної мережі напругою 6–35 кВ

4.3 Мікропроцесорна реалізація пристрою захисту від обриву проводу

Розглянемо мікропроцесорний варіант реалізації захисту від обриву проводу. Сьогодні на ринку мікропроцесорів пропонуються до використання розробки таких фірм, як *Intel*, *Atmel*, *Microchip*, *Motorola*, *Analog Devices*, *Texas Instruments* [120] тощо, які конкурують між собою.

Відповідно до розробленої математичної моделі та структури пристрою захисту від обриву проводу для технічної реалізації пристрою необхідно передбачити зняття сигналу з сенсорів струму та напруги, виділити струм зворотної послідовності, забезпечити зв'язок з захистом від міжфазних к. з. у мікропроцесорній реалізації, подачу сигналу відключення лінії на блок керування приводом вимикача, який має мікропроцесорну реалізацію, та забезпечити зв'язок з оператором.

З огляду на перераховані вимоги, застосуємо для реалізації вказаного пристрою мікропроцесор фірми *Atmel ATmega8515* [121] комутатор сигналів ПВЗ та АЦП.

Запропонований релейний захист від обриву проводу на мікропроцесорній основі створений на базі реле УЗА-АН. Структурна схема пристрою представлена на рисунку 4.4. На схемі: 1 – запобіжник; 2 – трансформатор напруги; 3 – блок керування вимикачем Q; 4 – трансформатори струму ТА; 5 – УЗА-Т; 6, 7, 8 – сенсори струму; 9 – сенсори напруги; 10 – мікроконтролер; 11 – нормувач; 12 – RG (регістр); 13 – USB; 14 – формувач; 15 – ЕОМ; 16 – реле; 17 – блок-контакт.

Захист на мікропроцесорній основі працює так. Струми в фазах через трансформатори струму 4 потрапляють на сенсори струму 6, 7, 8, де сигнал перетворюється в напругу необхідної величини, для контролера *ATmega8515* від 2,7 В до 6 В. Від сенсорів струму 6, 7, 8 сигнал потрапляє до контролера 10, де відповідно до алгоритму, представленому на рисунку 4.5, розраховується значення струму зворотної послідовності і порівнюється з уставкою за струмом зворотної послідовності. У випадку перевищення уставки за струмом, перевіряється умова спрацювання захисту від міжфазних к. з., блок 5. За умови спрацювання захисту від міжфазних к. з., блок-контакт 17 замикається, сигнал потрапляє на формувач 14, який генерує сигнал логічної одиниці, він записується у регістр 12 і потрапляє на контролер 10, який блокує дію захисту від обриву проводу. Якщо захист від міжфазних к. з. не спрацьовує, вмикається витримка часу 1,2 с (час падіння проводу на землю).

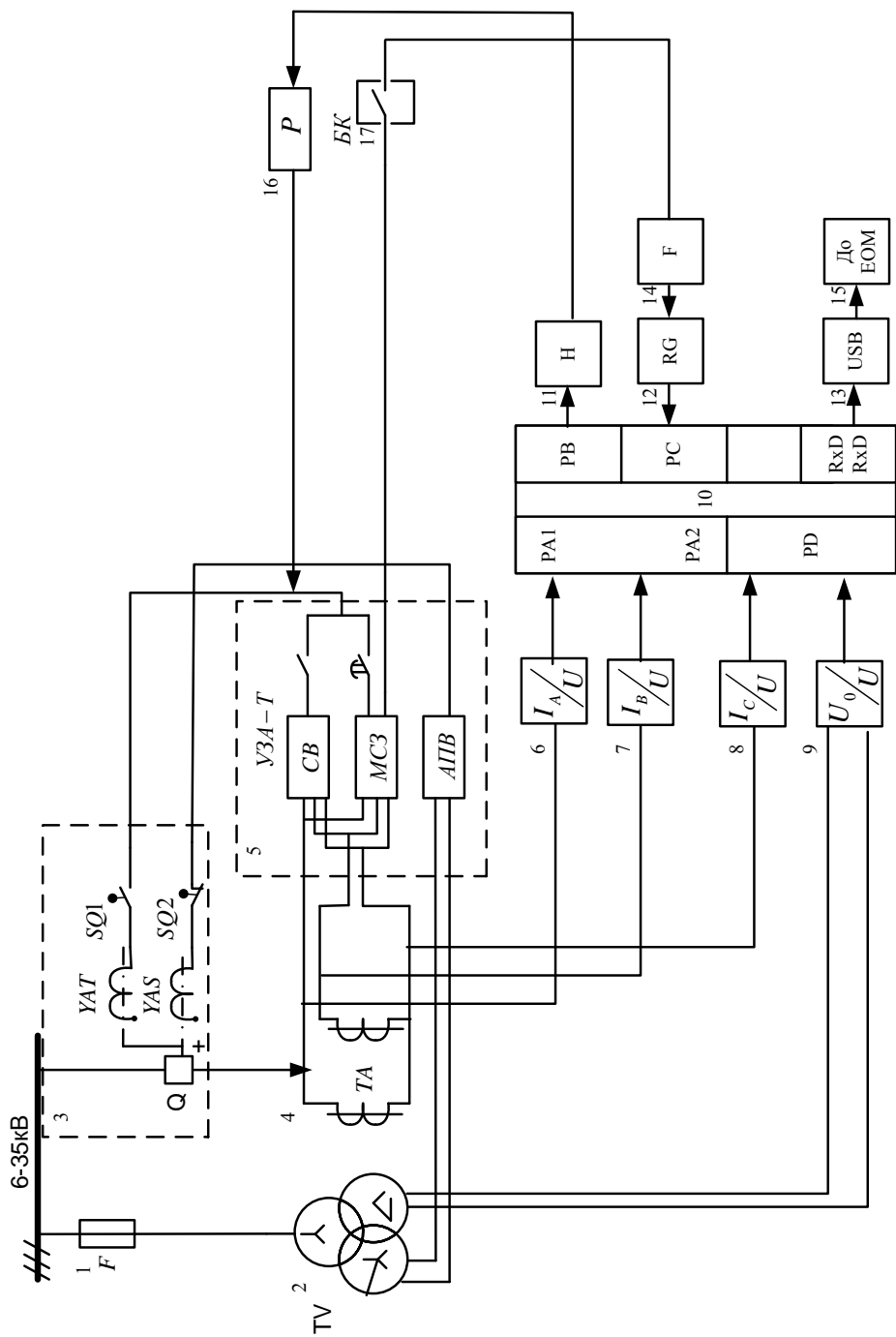


Рисунок 4.4 – Структура мікропроцесорного пристрою захисту від обриву проводу

Напруга нульової послідовності з вторинної обмотки трансформатора напруги 2, з'єднаної у розімкнутий трикутник, потрапляє до сенсора напруги 9, де перетворюється до рівня 2,7–6 В, з сенсора напруги 9 сигнал потрапляє до мікроконтролера 10 і відповідно до алгоритму, на рисунку 4.5, порівнюється з уставкою за напругою нульової послідовності. У випадку перевищення уставки, сигнал з контролера 10 потрапляє через нормувач 11 на реле 16, яке подає сигнал до блока керування вимикачем 3, який вимикає пошкоджену лінію.

Робота пристрою полягає в циклічному опитуванні стану сенсорів з метою виявлення обриву проводу.

Алгоритм роботи програми мікроконтролера, мікропроцесорного пристрою для виявлення обриву проводу, зображено на рисунку 4.5. Згідно з алгоритмом здійснюється ініціювання системи, введення поточних значень струмів, обчислення струму зворотної послідовності, порівняння поточного значення струму зворотної послідовності з уставкою, при перевищенні уставки спрацювання захисту за струмом зворотної послідовності, блокується дія захисту від обриву проводу при спрацюванні захисту від міжфазних к. з., якщо ж захист від міжфазних к. з. не спрацював, здійснюється затримка часу, відбувається порівняння поточного значення напруги нульової послідовності з уставкою, при перевищенні уставки спрацювання захисту за напругою нульової послідовності, подається керуючий сигнал на вимкнення лінії.

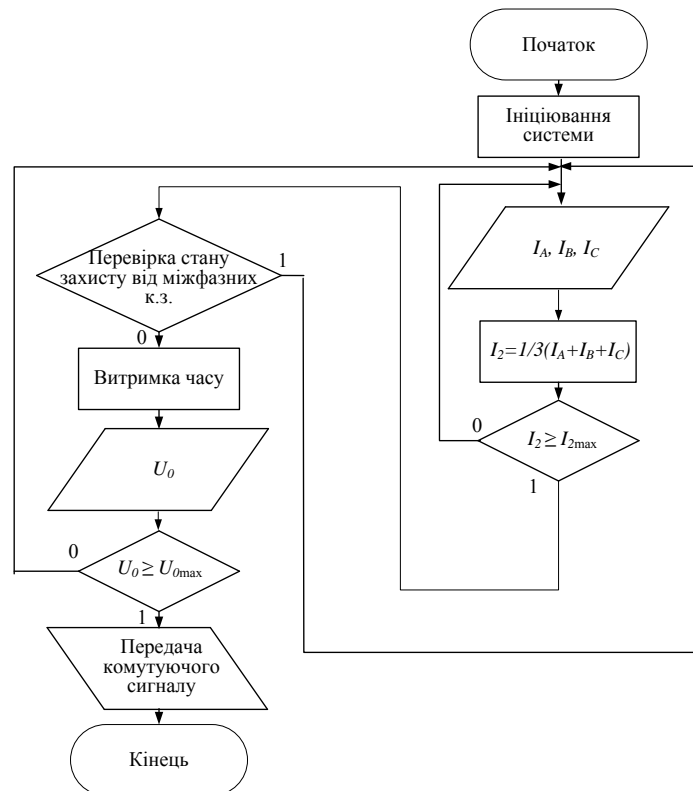


Рисунок 4.5 – Алгоритм роботи програми мікроконтролера *ATmega 8515* пристрою захисту від обриву проводу

4.4 Розробка засобів визначення місця пошкодження локаційним методом

Для швидкого виявлення та визначення місця обриву проводу в ЛЕП 6–35 кВ, крім захисту лінії, необхідно розробити пристрій визначення місця пошкодження, що базується на локаційному методі. Складність застосування запропонованої методики полягає у розшифруванні рефлектограм ліній з деревоподібною топологією. Рефлектограми ліній з простою конфігурацією не створюють складності при розшифруванні, а лінії з великою кількістю відгалужень та неоднорідностей, що знаходяться на незначній відстані одна від одної, зумовлюють значні труднощі.

Для зондування повітряних ліній електропередачі зі складною топологією можна використовувати рефлектометри, які серійно випускаються. Оптимальним за своїми властивостями є (технічні характеристики і вартість) рефлектометр РЕЙС–105Р (рис. 4.6). Цей рефлектометр призначений для дослідження лінійних структур, тому необхідно розробити метод, який дозволяв би його застосувати до повітряних ліній з деревоподібною топологією. Для цього необхідно експериментально перевірити діагностичні ознаки неоднорідності повітряних ліній при імпульсному локаційному зондуванні; розробити метод розпізнавання рефлектограм.



Рисунок 4.6 – Комплект приладу РЕЙС-105Р

Локаційне зондування може здійснюватись шляхом під'єднання рефлектометра безпосередньо 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 персональним комп'ютером є найважливішою вимогою до сучасних імпульсних рефлектометрів. У сучасних імпульсних рефлектометрах реалізовано такі рівні зв'язку з комп'ютером, як:

- одностороння передача інформації з приладу на комп'ютер;
- двостороння передача інформації між приладом (системою) і комп'ютером.

Двостороння передача інформації реалізована в усіх цифрових приладах і системах : P5-17, K6P-5, РЕЙС-105P. 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 є вбудована пам'ять, що дає можливість запису рефлектограми і передачі даних на комп'ютер в будь-який момент. Процеси запам'ятовування 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. Передати інформацію на комп'ютер можна пізніше, наприклад, в умовах лабораторії. Рефлектометр РЕЙС-105P працює з комп'ютером через послідовний інтерфейс RS-232 і забезпечує двосторонню передачу інформації.

Портативний цифровий рефлектометр РЕЙС-105P розроблений у кінці 1998 року. Прилад повністю цифровий, виконаний на найсучасніших комплектуючих виробках зарубіжних фірм, які випускаються сусідніми країнами. При виготовленні приладу 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 %. Вбудованої 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 220 В, так і від вбудованих акумуляторів.

Прилад РЕЙС-105P замінює вітчизняні рефлектометри P5-1A, P5-5, P5-8, P5-9, P5-10, P5-13, P5-17 і K6P-5 (у режимі рефлектометра), а також рефлектометри KABELLUX 3T і 4T, системи CAF-alpha і CAF-eta (у режимі рефлектометра) фірми Seba Dynatronik (Німеччина), прилади digiflex T12/3, easyflex plus і miniflex фірми Hagenuk (Німеччина), прилади LEXXI-T810 фірми Bicotest (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 здійснюється в діалоговому режимі, з використанням трьох багатофункціональних кнопок. Режим роботи та інші параметри встановлюються за допомогою меню, (рисунок 4.7а).

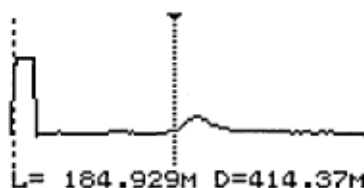
Відомо, що амплітуда імпульсів, відбитих від місць неоднорідності хвильового опору, не перевищує 10–20 % від амплітуди імпульсу відбитого від місця обриву проводу, чи металічного к. з. Величину амплітуди відбитого імпульсу можна визначити, як [122–123]:

$$U_{в.с.} = E_{п.с.} k_{сх.} k_{н.} k_{з.} , \quad (4.7)$$

де $U_{в.с.}$ – значення амплітуди відбитого сигналу; $E_{п.с.}$ – значення амплітуди посланого сигналу; $k_{сх.}$ – коефіцієнт схеми; $k_{н.}$ – коефіцієнт неоднорідності (пошкодження); $k_{з.}$ – коефіцієнт затухання.

Після вибору необхідних налаштувань здійснюється зондування лінії, рисунок 4.7б.

Укорочение	Настройки
Диапазон	Память
Зонд	Режим
Растяжка	Компьютер
Курсоры	Калибровка
Усиление	Информация
Смещение	Параметры
Усреднение	Выключение



а)

б)

Рисунок 4.7 – Меню приладу РЕЙС-105Р а);
зображення на дисплеї приладу РЕЙС-105Р при зондуванні лінії б)

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 подано на рисунку 4.8.

Програма Локатор-1 дозволяє визначити відстань при зондуванні мережі з невеликою кількістю відгалужень (два–три). При зондуванні мережі напругою 6–35 кВ виникає значна кількість імпульсів, відбитих від неоднорідностей, що значно ускладнює розшифрування рефлектограм.

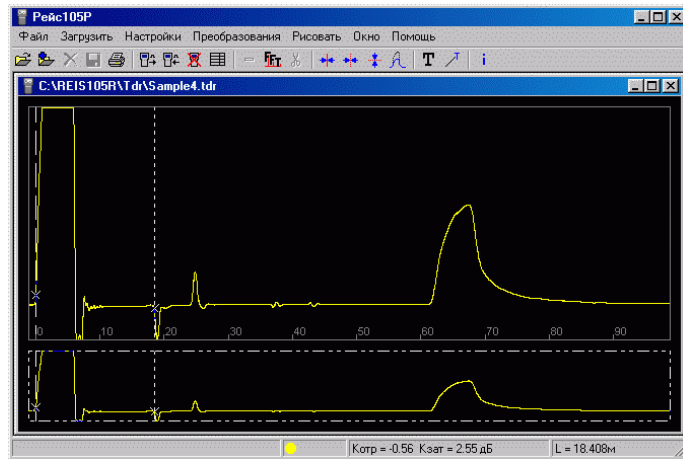


Рисунок 4.8 – Зображення вікна монітора при роботі з програмою РЕЙД-6

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. 4.9, 4.10). Це дозволяє з високою точністю визначити місце обриву. Структурна схема запропонованої програми представлена на рисунку 4.11.

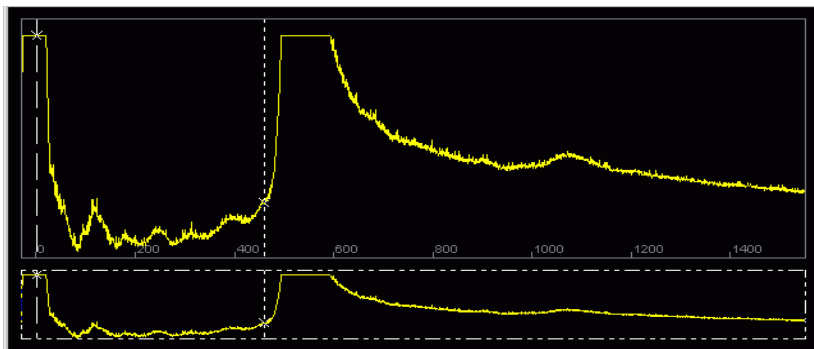


Рисунок 4.9 – Зображення рефлектограми до застосування перетворення Фур'є

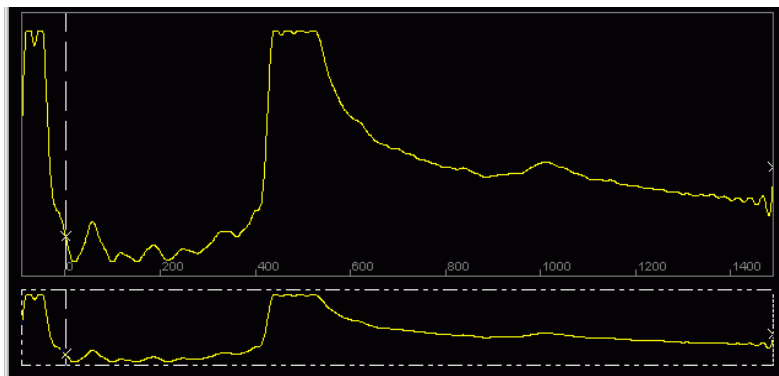


Рисунок 4.10– Зображення рефлектограми після застосування перетворення Фур'є



Рисунок 4.11 – 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 вимірювання (правий нижній кут екрана дисплея). 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 данному випадку порівняння двох рефлектограм – *Compare 2*, на екрані різними кольорами відображаються дві порівнювані рефлектограми: жовта – Л1, червона – Л2. 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 від початку рефлектограми до місця розташування покажчика миші.

Для точного визначення відстані за допомогою «ефекту лупи» наводиться покажчик на потрібну точку з необхідною точністю. За виглядом ділянки різницевої 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-105Р для імпульсного зондування електроліній з деревоподібною топологією включає: вибір способу під'єднання приладу до лінії, порядок налагодження приладу шляхом встановлення оптимальних параметрів зондування й збереження результатів вимірювань, порядок виконання вимірювань і обробки результатів зондування. Властивості приладу РЕЙС-105Р можна розширити шляхом розробки алгоритму й програми інтелектуальної обробки рефлектограм із використанням персонального комп'ютера.

4.5 Методика розрахунку ефективності застосування комплексу засобів захисту від обриву проводу та локаційного методу пошуку місця пошкодження

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 [17, 21, 33, 124,]. Пошук пошкодження здійснюється за допомогою топографічних методів пошуку [17, 124–126] або методом послідовного поділу мережі [124, 127, 128].

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 невідпуску 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 та 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 [129]. 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 [17, 125, 126]. Досвід експлуатації цих пристроїв, в основному, є позитивним, тому будемо розглядати їх застосування як перший базовий варіант. Їх недолік в тому, що необхідна чутливість контролю досягається лише при перехідному опорі в місці замикання, який не перевищує 100–200 Ом [124].

Якщо рівень сигналу вищих гармонік в струмі нульової послідовності чітко фіксується в мережі при ОЗЗ, то після спрацювання сигналізації і передачі сигналу на диспетчерський пункт, диспетчер направляє ОВБ на підстанцію, де виникло ОЗЗ, ОВБ після приїзду на підстанцію за допомогою пристрою пошуку пошкодження визначає пошкоджену лінію і поступово переміщується вздовж лінії, вимірюючи рівень сигналу в місці розгалуження. На це витрачається час

$$t_{\text{ВМП}} = t_{\text{ПЛ}} + t_{\text{ПД}} + t_{\text{МП}}, \quad (4.8)$$

де $t_{\text{ПЛ}}$ – час, необхідний для пошуку пошкодженої лінії, що визначається, як $t_{\text{ПЛ}} = 0,5t_{\text{ВИМ}}s$; $t_{\text{ВИМ}}$ – час, який необхідний для вимірювання інформаційного сигналу; s – кількість ліній, що відходять від шин підстанції; $t_{\text{ПД}}$ – час, який необхідний для визначення пошкодженої ділянки, може бути визначений, як $t_{\text{ПД}} = \left(\frac{t_{\text{ВИМ}}}{l'} + \frac{1}{Va} \right) l_{\text{ДЖ-L}_d} + mt_{\text{ВИМ}}$;

l' – довжина ділянки відрізка, на якому проводиться вимірювання; Va – швидкість переміщення ОВБ вздовж лінії; $l_{\text{ДЖ-L}_d}$ – відстань між місцями знаходження ОВБ і роз'єднувачем пошкодженої ділянки; m – кількість відгалужень на лінії; $t_{\text{МП}}$ – час, який необхідний для визначення місця пошкодження $t_{\text{МП}} = 0,5L_d \left(\frac{1}{Va} + \frac{t_{\text{ВИМ}}}{l'} \right)$, тобто,

$$t_{\text{ВМП}} = (l_{\text{ДЖ-L}_d} + 0,5L_d) \left(\frac{1}{Va} + \frac{t_{\text{ВИМ}}}{l'} \right) + mt_{\text{ВИМ}} + 0,5t_{\text{ВИМ}}s, \quad (4.9)$$

де L_d – довжина ділянки, на якій є пошкодження.

Як приклад, на рисунку 4.12. зображена схема фідера 21 ПС 35/10 кВ «Соболівка» ПАТ «Вінницяобленерго», а в таблиці 4.1 технічна характеристика ділянок лінії і умов її обслуговування. Використовуючи рівняння (4.8)–(4.9) та умови обслуговування: $Va = 20 \text{ км/год}$; $t_B = 0,1 \text{ год}$; $s = 6$, $l' = 0,5 \text{ км}$ визначимо час, який необхідний для виявлення ОЗЗ при пошкодженні на виділеній ділянці.

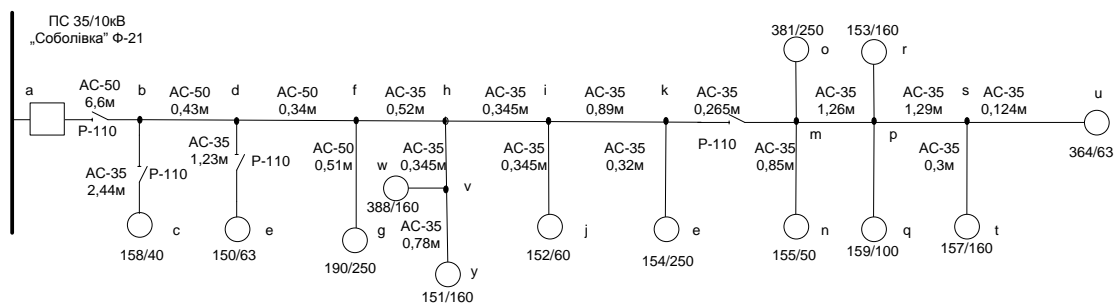


Рисунок 4.12 – Функціональна схема розподільної мережі

До шин підстанції під'єднано 6 ліній. Якщо вважати, що для визначення рівня вищих гармонік в струмі нульової послідовності на початку лінії достатньо $t_{\text{ВИМ}} = 0,1 \text{ год}$, то для виявлення пошкодженої лінії, в даному випадку, необхідно $t_{\text{ПЛ}} = 0,1 \cdot 0,5 \cdot 6 = 0,3 \text{ год}$.

Ймовірність визначення пошкодження на ділянці лінії між вузлами розгалуження може бути визначена, як $P_i = L_d / L$. В цьому випадку загальна довжина фідера L складає 19,184 км.

Процес визначення місця пошкодження локаційним методом передбачає приєднання приладу до лінії, налагодження пристрою зондування, обробка рефлектограми. Як показує досвід експлуатації [130], в середньому досвідчений оператор витрачає на визначення відстані до місця пошкодження $t_{\text{ПЛ_АСКАРОП}} = (10 - 30) \text{ хв}$. Для розрахунку ефективності застосування АСКАРОП будемо розглядати випадок, коли $t_{\text{ПЛ_АСКАРОП}} = 0,5 \text{ год}$.

Коефіцієнт ефективності пошуку ОЗЗ при використанні АСКАРОП визначимо, як:

$$k_i = \frac{t_{\delta_i}}{t_{\text{ПЛ_АСКАРОП}}} 10P_i; \quad (4.10)$$

$$k_{et} = \frac{\sum_{i=1}^n k_i}{n}, \quad (4.11)$$

де n – кількість ділянок мережі.

Результати розрахунку, наведені в таблиці 4.1, 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 $k_{et} = 1,98$ разів, 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 цьому 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. 4.13.) і розглядають реакцію пристрою контролю ізоляції [128, 129].

Таблиця 4.1 – Визначення ефективності застосування АСКАРОП при першому базовому варіанті

№ пошкодженої ділянки	$l_{ДЖ-L_n}$, км	Кількість відгалужень у вузлі	Довжина ділянки $L_{Д}$, м	Ймовірність пошкодження ділянки P_i	Час пошуку пошкодження $t_{МП}$, год	Критерій ефективності k_i пошуку ОЗЗ	Відношення частоти відмов при базовому та запропонованому варіантах $\omega_{бі}$	Відповідно, час пошуку пошкодження в базовому та запропонованому варіантах $t_{ПЛб}$
								$t_{ПЛ_АСКАРОП_i}$
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	2,76	7,28	3,05/2,46	7,99/6,166
bd	6,6	0	0,43	0,023	2,05	0,943	0,53/0,498	7,28/6,166
de	7,03	2	1,23	0,066	2,565	3,38	1,53/1,426	7,79/6,166
df	7,03	0	0,34	0,018	2,14	0,707	0,425/0,394	7,39/6,166
fg	7,37	2	0,51	0,027	2,47	1,33	0,637/0,591	7,7/6,166
fh	7,37	2	0,52	0,028	2,48	1,38	0,65/0,603	7,71/6,166
hi	7,89	2	0,345	0,018	2,55	0,918	0,431/0,4	7,78/6,166
ij	7,89	2	0,345	0,018	2,55	0,918	0,43/0,4	7,78/6,166
ik	8,235	2	0,89	0,048	2,57	2,46	1,11/1,03	7,78/6,166
kl	9,125	2	0,32	0,017	2,96	0,97	0,4/0,37	8,09/6,166
km	9,391	2	0,265	0,014	2,914	0,815	0,33/0,307	8,14/6,166
mo	9,39	3	0	0,005	2,97	0,297	0,125/0,116	8,2/6,16
mn	9,39	3	0,85	0,005	2,97	0,297	0,125/0,116	8,2/6,16
mp	10,65	0	1,26	0,068	3,27	4,44	1,57/1,46	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	0,125/0,116	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

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

$$W = \sum_{i=1}^n W_i = \sum_{i=1}^n t_i P_{B_i} \rightarrow \min; \quad t_{\Pi} = \sum_{i=1}^n t_{\delta_i} \rightarrow \min ,$$

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_{B_i} – значення потужності навантаження, що вимикається на i -му кроці.

Для визначення ваги (ціни) кожної перевірки формалізують процес перевірки у вигляді діаграми проходження сигналу, який реалізується шляхом взаємодії ОВБ, яка оснащена транспортними засобами і радіозв'язком з диспетчером [128]. Наприклад, на рисунку 4.14 показана діаграма послідовності операцій під час пошуку пошкодженої ділянки. Для проведення перевірки Π_k виконують переїзд оператора до роз'єднувача РК (операція 1) за час $l_{\text{ДЖ-РК}} Va^{-1}$, далі передають сигнал диспетчеру про перебування оператора біля роз'єднувача протягом часу t_0 (2) (рис. 4.14), диспетчер вмикає вимикач Q за час $t_{\text{ОП}}$ (3), передає про це інформацію оператору за час t_c (4), оператор вмикає роз'єднувач РК (5) за час $t_{\text{ОП}}$ і передає повідомлення про це диспетчеру (6) за час t_c , диспетчер вмикає вимикач Q за час $t_{\text{ОП}}$ (7) і фіксує інформацію про зміну стану ізоляції та вмикає вимикач за час $t_{\text{ОП}}$ (8), передає інформацію оператору за t_c (9), оператор вмикає роз'єднувач РК за час $t_{\text{ОП}}$ (10) і повідомляє про це диспетчера за t_c (11). Диспетчер вмикає вимикач за час $t_{\text{ОП}}$ (12). Таким чином, для виконання перевірки будь-якої ділянки, необхідно виконати 12 операцій. Тоді витратити часу складуть

$$t_{\Pi k} = l_{\text{ДЖ-РК}} Va^{-1} + 6t_{\text{ОП}} + 5t_c . \quad (4.12)$$

Недовідпуск електроенергії під час виконання перевірки Π_k

$$\Delta W_{\Pi k} = (6t_{\text{ОП}} + 5t_c) \sum_{i=1}^{n'} P_i ; \quad (4.13)$$

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

В [128] запропоновано метод вибору оптимальної послідовності перевірок за критерієм мінімуму недовідпуску електроенергії чи часу пошуку пошкодження при різних видах пошкодження і умовах екс-

платуації. Застосуємо розглянуту вище програму пошуку для другого базового варіанта при порівнянні його з АСКАРОП.

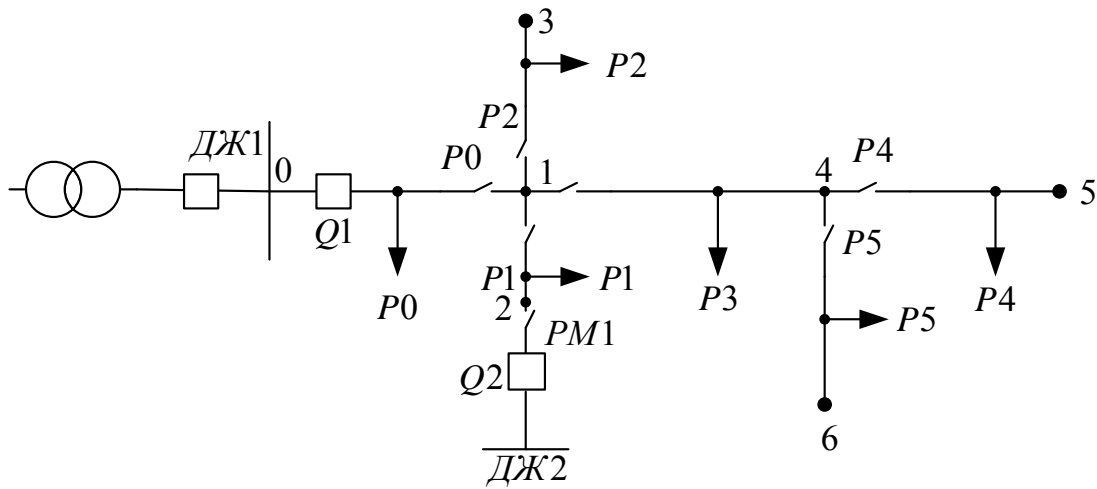


Рисунок 4.13 – Однолінійна схема заміщення

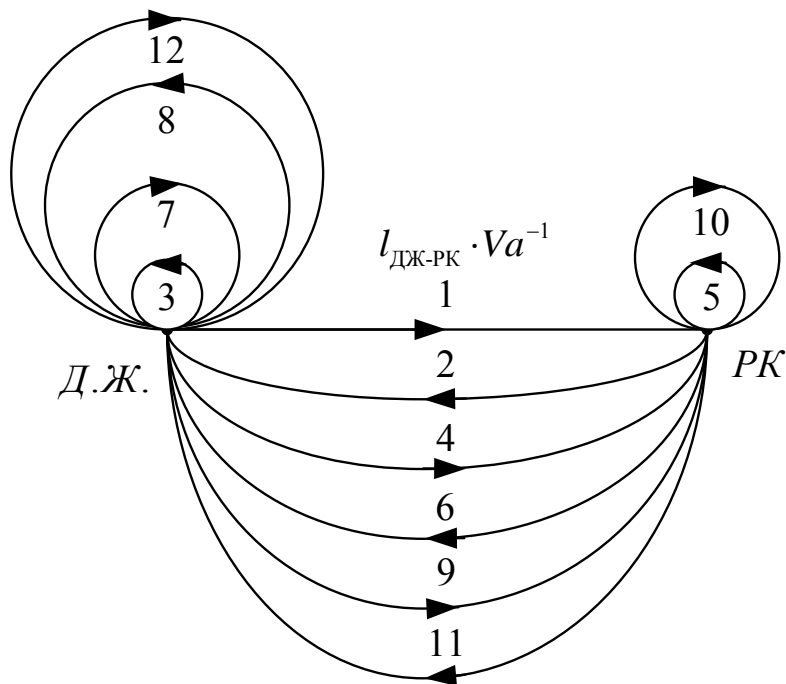


Рисунок 4.14 – Діаграма послідовності операцій під час пошуку пошкодженої ділянки при ОЗЗ

Використовуючи програму «Find Opt» [124], визначимо оптимальну послідовність перевірок для розподільної мережі (див. рис. 4.13) за такими даними: кількість ділянок, які можна виділити комутацій-

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

На рисунку 4.13 позначено: РМ-ДЖ – джерело живлення; РК – роз’єднувач; Q – вимикач; P_k – потужність навантаження ділянки мережі.

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 4.15.

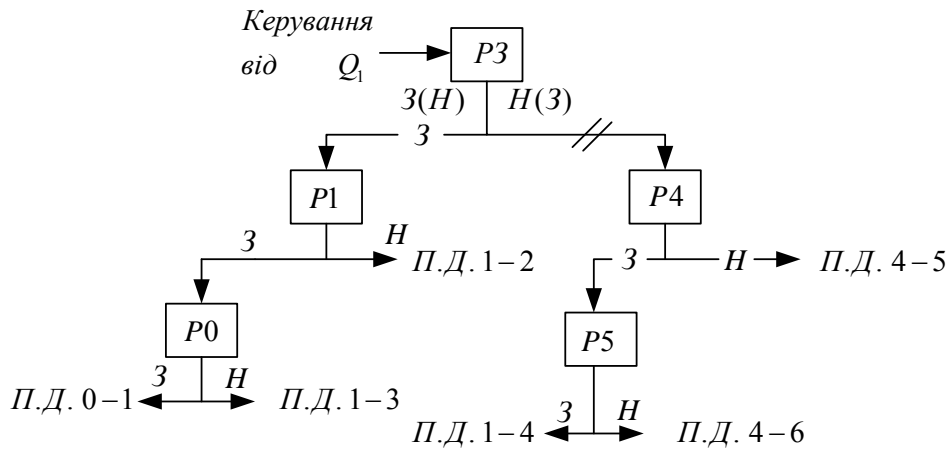


Рисунок 4.15 – Умовний алгоритм пошуку при ОЗЗ

На рисунку 4.15 позначено: $З$ – замикання на землю є; $Н$ – замикання на землю немає; П.Д. – пошкоджена ділянка.

В таблицях 4.2, 4.3 наведені формули для розрахунку витрат часу та недовідпуску електроенергії при пошуку ОЗЗ методом поділу мережі з оптимізованою послідовністю перевірок пошуку. Використовуючи параметри розподільної мережі, зображеної на рис. 4.12, розрахуємо коефіцієнти ефективності зменшення часу пошуку ОЗЗ за рівняннями, наведеними в таблицях 4.2, 4.3 та зменшення недовідпуску електроенергії, як:

$$k_{Wi} = \frac{W_{i\bar{0}}}{W_{i_АСКАРОП}}; \quad k_{eW} = \frac{\sum_{i=1}^n k_{Wi}}{n};$$

де W_{i0} – недовідпуск електроенергії при визначенні місця пошкодження на i -й ділянці в базовому варіанті; $W_{i_АСКАРОП}$ – недовідпуск електроенергії при визначенні пошкодження на i -й ділянці мережі при застосуванні АСКАРОП; $W_{i_АСКАРОП} = t_{ПЛ} \sum_{i=1}^n P_i$.

Результати обчислення (таблиця 4.2) показали, що в даному випадку коефіцієнт підвищився:

$$k_{et} = \frac{59,972}{6} = 9,99 \text{ рази}; \quad k_{eW} = \frac{17,475}{6} = 2,91 \text{ раз}.$$

Розглянемо вплив АСКАРОП на вихідні характеристики надійності: коефіцієнт готовності k_r , коефіцієнт простою $k_{пр}$, коефіцієнт технічного використання $k_{ТВ}$, коефіцієнт оперативної готовності $k_{ог}$ розподільної мережі. Частоту відмов ПЛ 10 кВ можна визначити, як:

$$\omega = L \left(\omega_{ОП}^0 + \omega_{П}^0 + \omega_{із}^0 + \omega_{СП}^0 + \omega_{ін}^0 \right), \quad (4.14)$$

де $\omega_{ОП}^0$, $\omega_{П}^0$, $\omega_{із}^0$, $\omega_{СП}^0$, $\omega_{ін}^0$ – відповідно, частота відмов через пошкодження опор, проводу, ізоляції, складних пошкоджень та інших причин, що визначаються з статистичних даних [3, 4]; L – загальна довжина лінії, зображеної на рисунку 4.13,

$$\omega_{ОП}^0 = 0,04; \quad \omega_{П}^0 = 0,035; \quad \omega_{із}^0 = \omega_{кз}^0 + \omega_{ОЗЗ}^0 = 0,25 + 0,85 = 1,1; \quad \omega_{СП}^0 = 0,025; \quad \omega_{ін}^0 = 0,05 \text{ (рік} \cdot \text{км)}$$

Час відновлення можна визначити, як:

$$t_{Відн} = t_{ПРБ} + t_{П} + t_p, \quad (4.15)$$

де $t_{ПРБ}$, $t_{П}$, t_p – відповідно, затрати часу на прибуття ремонтної бригади на підстанцію, на пошук місця пошкодження та увімкнення резервного джерела живлення, на ремонт пошкодження.

Середні затрати часу на ремонт

$$t_p = \frac{1}{\omega} \left(\omega_{ОП}^0 \tau_{ОП} + \omega_{П}^0 \tau_{П} + \omega_{із}^0 \tau_{із} + \omega_{СП}^0 \tau_{СП} + \omega_{ін}^0 \tau_{ін} \right), \quad (4.16)$$

де $\tau_{ОП} = 2,8$; $\tau_{П} = 2,2$; $\tau_{із} = 1$; $\tau_{СП} = 4,9$; $\tau_{ін} = 3,1$ – затрати часу, відповідно, на ремонт опор, проводів, ізоляції, складних пошкоджень і інших причин в годинах, що визначаються за статистичними даними [132].

Для розподільної мережі, схему якої зображено на рисунку 4.13, в базовому варіанті

$$\omega_0 = (0,04 + 0,035 + 1,1 + 0,025 + 0,05) 18,339 = 22,924,$$

а за (4.16) $t_p = 1,25$ год

В разі застосування АСКАРОП, за умовним алгоритмом будемо враховувати тільки зменшення частоти відмов завдяки зменшенню кількості ОЗЗ, що переходять в стійкі відмови – к. з.

$$\omega_{i3} = \omega_{кз}^0 (1 - P) + \omega_{ОЗЗ}^0 = 0,25(1 - 0,35) + 0,85 = 1,012,$$

де P – імовірність виникнення обриву проводу, що визначається з статистичних даних [3, 4].

Тоді для окремих ділянок мережі

$$\omega_{i\sigma} = (0,04 + 0,035 + 1,1 + 0,025 + 0,05)L_{ди};$$

$$\omega_{i_АСКАРОП} = (0,04 + 0,035 + 1,01 + 0,025 + 0,05)L_{ди},$$

де $L_{ди}$ – довжина i -ї ділянки лінії.

Керуючись даними таблиці 4.1, визначимо середній час відновлення:

$$t_{ср\sigma} = \frac{\sum_{i=1}^6 \omega_{\sigma_i} t_{в\sigma_i}}{\omega_{\sigma}} = \frac{176,377}{22,92} = 7,69;$$

$$t_{ср_АСКАРОП} = \frac{\sum_{i=1}^6 \omega_{АСКАРОП_i} t_{в_АСКАРОП_i}}{\omega_i} = \frac{123,185}{21,273} = 5,66,$$

де

$$t_{в\sigma_i} = t_{\sigma_i} + t_p = t_{\sigma_i} + \frac{0,04 \cdot 2,8 + 0,035 \cdot 2,2 + 0,025 \cdot 4,9 + 1,25 \cdot 1}{1,25} = (t_{\sigma_i} + 5,23) \text{ год};$$

$$t_{в_АСКАРОП_i} = t_i + \frac{0,04 \cdot 2,8 + 0,035 \cdot 2,2 + 0,025 \cdot 4,9 + 1,16 \cdot 1}{1,16} = (t_i + 5,566) \text{ год}.$$

Середній час безвідмовної роботи:

$$T_{с\sigma} = \omega_{с\sigma}^{-1} = \frac{1}{\omega_{\sigma}} 8760 = \frac{8760}{22,92} = 382,19;$$

$$T_{с_АСКАРОП} = \frac{1}{\omega_{АСКАРОП}} 8760 = \frac{8760}{21,272} = 411,8.$$

Коефіцієнт готовності:

$$k_{Г\sigma} = \frac{T_{с\sigma}}{T_{с\sigma} + t_{ср\sigma}} = \frac{382,19}{382,19 + 7,69} = 0,98;$$

Таблиця 4.2 – Визначення критерію ефективності КЗЗВМП при другому базовому варіанті

№ пошкодженої ділянки	Час пошуку ОЗЗ, в год	Недовідпуск електроенергії, кВт·год	Ймовірність пошкодження ділянки	$t_{б_i}$ $t_{АСКАРОП_i}$	$W_{б_i}$ $W_{АСКАРОП_i}$	$\delta \Delta W$, кВт
1-2	$12t_{ОП} + 10t_c + V_a^{-1}(l_{ДЖ-Р1} + l_{ДЖ-Р3}) + 0,5I_{1-2}(V_x^{-1} + t_B/l') + 0,5t_{ВИМ}S$	$(6t_{ОП} + 5t_c)(P1 + P3 + P4 + P5)$	0,131	$\frac{3,64}{0,5}$	$\frac{1708,3}{933,7}$	774,6
1-3	$18t_{ОП} + 15t_c + V_a^{-1}(l_{ДЖ-Р0} + l_{ДЖ-Р1} + l_{ДЖ-Р0}) + 0,5I_{1-3}(V_x^{-1} + t_B/l') + 0,5t_{ВИМ}S$	$(6t_{ОП} + 5t_c)(P1 + P2 + 2P3 + 2P4 + 2P5)$	0,065	$\frac{4,834}{0,5}$	$\frac{3647,6}{933,7}$	2713,9
1-4	$18t_{ОП} + 15t_c + V_a^{-1}(l_{ДЖ-Р3} + l_{ДЖ-Р4} + l_{ДЖ-Р5}) + 0,5I_{1-4}(V_x^{-1} + t_B/l') + 0,5t_{ВИМ}S$	$(6t_{ОП} + 5t_c)(P3 + 2P4 + 2P5)$	0,246	$\frac{5,953}{0,5}$	$\frac{2525,6}{933,7}$	1591,9
4-5	$12t_{ОП} + 10t_c + V_a^{-1}(l_{ДЖ-Р3} + l_{ДЖ-Р4} + l_{ДЖ-Р0}) + 0,5I_{4-5}(V_x^{-1} + t_B/l') + 0,5t_{ВИМ}S$	$(6t_{ОП} + 5t_c)(P3 + 2P4 + P5)$	0,145	$\frac{3,924}{0,5}$	$\frac{2470,6}{933,7}$	1536,9
4-6	$18t_{ОП} + 15t_c + V_a^{-1}(l_{ДЖ-Р3} + l_{ДЖ-Р4} + l_{ДЖ-Р5}) + 0,5I_{4-6}(V_x^{-1} + t_B/l') + 0,5t_{ВИМ}S$	$(6t_{ОП} + 5t_c) + (P3 + 2P4 + 2P5)$	0,058	$\frac{5,72}{0,5}$	$\frac{2525,6}{933,7}$	1591,9

$$k_{\Gamma_АСКАРОП} = \frac{T_{c3_АСКАРОП}}{T_{c3_АСКАРОП} + t_{cp_АСКАРОП}} = \frac{411,8}{411,8 + 5,66} = 0,986;$$

$$\Delta k_{\Gamma} = \frac{k_{\Gamma_АСКАРОП} - k_{\Gamma_6}}{k_{\Gamma_6}} 100 \% = \frac{0,896 - 0,98}{0,98} = 0,612 \%$$

Коефіцієнт простою:

$$k_{пр_6} = 1 - k_{\Gamma_6} = 1 - 0,98 = 0,02;$$

$$k_{пр_АСКАРОП} = 1 - k_{\Gamma_АСКАРОП} = 1 - 0,986 = 0,014;$$

$$\Delta k_{пр} = \frac{k_{пр_АСКАРОП} - k_{пр_6}}{k_{пр_6}} 100 \% = \frac{0,02 - 0,014}{0,014} = 42,85 \%$$

Згідно з [130], середній час відновлення для розподільної мережі 10 кВ складає $\eta = 5,8$ год, тому коефіцієнт технічного використання

$$k_{ТВБ} = \frac{T_{cб}}{T_{cб} + t_{cpб} + \eta_C} = \frac{382,19}{382,19 + 7,69 + 5,8} = \frac{382,19}{395,68} = 0,965;$$

$$k_{ТВ_АСКАРОП} = \frac{T_{c_АСКАРОП}}{T_{c_АСКАРОП} + t_{cp_АСКАРОП} + \eta_C} = \frac{411,8}{411,8 + 5,65 + 5,8} = \frac{411,8}{423,25} = 0,972;$$

$$\Delta k_{ТВ} = \frac{k_{ТВ_АСКАРОП} - k_{ТВБ}}{k_{ТВБ}} 100\% = \frac{0,972 - 0,965}{0,965} 100\% = 0,725\%.$$

Коефіцієнт оперативної готовності:

$$k_{ОГБ} = k_{\Gamma_6} R_B(t) = 0,98 \exp\left[-1 \frac{22,92}{8760}\right] = 0,977;$$

$$k_{ОГ_АСКАРОП} = k_{\Gamma_АСКАРОП} R_3(t) = 0,986 \exp\left[-1 \frac{21,272}{8760}\right] = 0,984;$$

$$\Delta k_{ОГ_АСКАРОП} = \frac{k_{ОГ_АСКАРОП} - k_{ОГБ}}{k_{ОГБ}} 100 \% = \frac{0,984 - 0,977}{0,977} 100 \% = 0,716 \%$$

Економічний ефект від встановлення АСКАРОП, в порівнянні з іншими базовими варіантами, полягає в зниженні часу пошуку і невідпуску електроенергії. В цьому випадку, в другому базовому варіанті витрати необхідно здійснювати для розрахунку оптимальної послідо-

вності перевірок. Для спрощення розрахунку будемо вважати, що вони відсутні, тоді

$$E_p = B_n \delta \Delta W_n - B_c; \quad (4.17)$$

де B_n – питомі витрати (грн/кВт год); $\delta \Delta W_n = \omega_{033} \delta \Delta W$ – зниження недовідпуску електроенергії споживачів приєднаних до певної лінії; ω_{033} – частота відмов; B_c – приведені витрати на встановлення на шинах підстанції АСКАРОП.

Використовуючи дані таблиці 4.2, визначимо значення річного недовідпуску електроенергії

$$\delta \Delta W_n = \omega_{033} \left(\sum_{i=1}^6 W_{6_i} - \sum_{i=1}^6 W_{\text{АСКАРОП}_i} \right) = 0,85 \cdot 10717,4 = 9109,79.$$

Приведені витрати на АСКАРОП

$$B_c = E_n k_i + B_i = E_n \left(k_{p3i} + \frac{k_{\text{ВМП}i}}{N} \right) + B_i = 0,15 \left(1200 + \frac{13000}{100} \right) + 250 = 449,5 \approx 450,$$

де k_{p3i} – вартість пристрою захисту від обриву проводу $k_{p3} = 1200$ грн; $k_{\text{ВМП}i}$ – вартість приладу РЕЙС-105Р, ноутбука і програмного забезпечення $k_{\text{ВМП}} = 13000$ грн; N – кількість ліній, які обслуговує пристрій для визначення місця пошкодження $N = 100$; B_i – поточні витрати на обслуговування лінії за рік $B_i = 250$ грн; $E_n = 0,15$ – дисконт коефіцієнт.

Річний економічний ефект від використання АСКАРОП складає

$$E_p = 0,11 \cdot 9109,79 - 450 = 552 \text{ грн}.$$

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.

ВИСНОВКИ

В роботі розв'язано актуальну науково-прикладну задачу, яка стосується розвитку методів і засобів дослідження, розрахунку, проектуванню автоматизованої системи керування аварійним режимом обриву проводу розподільних мереж зі складною топологією, як засобу підвищення рівня надійності, безпеки і ефективності їх експлуатації. Основні висновки, наукові та практичні результати такі.

Проаналізовано характер та причини пошкоджень розподільних мереж з повітряними лініями електропередачі. Показано, що основна кількість пошкоджень пов'язана з порушенням ізоляції мережі відносно землі та обриву проводів розподільних мереж з подальшим падінням їх на землю. Існуючі засоби захисту розподільних мереж реагують на міжфазні к. з. і не чутливі до виникнення обриву проводу. Засоби захисту від ОЗЗ діють на сигнал, а в низці випадків не спрацьовують через значний перехідний опір в місці пошкодження. В місці обриву утворюється небезпечне поле розтікання струму. Ефективним залишається лише метод послідовного поділу мережі, який вимагає значних витрат часу.

Проведено дослідження значень струму зворотної послідовності і напруги нульової послідовності в залежності від місця обриву проводу в розгалуженій мережі та в прольоті, а також перехідного опору в місці падіння проводу для ПЛЕП 10 кВ. Побудовано модель процесу обриву проводу і падіння його на землю. Установлено, що час падіння, в залежності від місця обриву, може змінюватись в межах 1,2–1,7 с. Тому перехідними процесами при визначенні струму зворотної послідовності можна знехтувати. Значення струму зворотної послідовності, визначене на початку лінії, залежить від місця обриву і може в десятки разів відрізнятись від значення струму при обриві до першого відгалуження чи в кінці лінії. Струм зворотної послідовності при міжфазних к. з. на два-три порядки перевищує струм зворотної послідовності при обриві проводу на початку лінії.

Розроблено математичну модель для визначення перехідного опору в місці падіння проводу на землю. Проведені дослідження показали, що значення перехідного опору в місці падіння проводу на землю може знаходитись в межах від 5 Ом до 10 кОм. В залежності від часу існування аварійного режиму і струму замикання на землю, температура ґрунту в місці падіння проводу може сягати 80–100 °С. За такої температури відбувається спікання ґрунту.

Розроблено математичну модель для визначення напруги нульової послідовності в залежності від місця обриву проводу на лінії та в прольоті. Доведено, що значення напруги нульової послідовності зміню-

ється в залежності від місця обриву на лінії і в прольоті. Найбільш небезпечним є обрив лінії на початку прольоту.

Для автоматизації процесу пошуку пошкодження в розподільній мережі з деревоподібною топологією доцільно використовувати локаційний метод зондування на основі приладу РЕЙС-105Р. В результаті проведених досліджень визначено параметри та діагностичні ознаки для імпульсного діагностування. Якщо активне навантаження лінії R_n і хвильовий опір $Z_{хв}$ однакові, то не існує відбитого імпульсу.

Запропоновано автоматизовану систему керування аварійним режимом обриву проводу, яка ґрунтується на змішаному способі побудови, коли на підстанції розташовують засіб релейного захисту від обриву проводу, що утворює окремий блок, робота якого узгоджена з алгоритмом роботи засобів РЗА, а центральна частина є автономною і утворює підсистему для автоматизації процесу пошуку пошкодження. До складу підсистеми входить ОВБ, оснащена приладом для ВМП та радіозв'язком з диспетчером. Запропоновано принципову схему релейного захисту від обриву як на мікроелементній основі на базі реле РС40М і УЗА-АН, що випускаються серійно, так і на мікропроцесорній основі. Мікропроцесорний варіант захисту від обриву створено на базі реле УЗА-АН з контролером *ATmega8515*.

Локаційне зондування здійснюється рефлектометром РЕЙС-105Р, шляхом його безпосереднього під'єднання до відключеної від напруги лінії, або через спеціальний високочастотний фільтр. Для розшифрування отриманих рефлектограм застосовано різницевий метод, який дає найбільш точні результати.

Запропоновано методику розрахунку економічної ефективності від застосування АСКАРОП. Застосування АСКАРОП дозволяє підвищити коефіцієнт готовності в середньому на 0,6 %, коефіцієнт простою зменшити в середньому на 40 %, коефіцієнт технічного використання і оперативної готовності підвищити на 0,7 %, знизити час пошук і недовідпуск електроенергії майже втричі. Річний економічний ефект від використання АСКАРОП при прийнятих умовах складає 552 грн на одну лінію.

ЛІТЕРАТУРА

1. Андриевский В. Н. Эксплуатация воздушных линий электропередачи / В. Н. Андриевский, А. Т. Головань, А. С. Зеличенко. – Л. : Энергоатомиздат, Ленинградское отделение, 1989. – 208 с.
2. Электрические сети и системы / Н. В. Буслова, В. Н. Винославский, Г. И. Денисенко, В. С. Перхач. – К. : Высш. шк., 1986. – 594 с.
3. Надежность систем электроснабжения / В. В. Зорин, В. В. Тесленко, Ф. Клеппель, Г. Адлер. – К. : Высш. шк., 1984. – 192 с.
4. Прусс В. Л. Повышение надёжности электрических сетей / В. Л. Прусс, В. В. Тесленко. – Л. : Энергоатомиздат, Ленинградское отделение, 1989. – 208 с.
5. Барг И. Г. Совершенствование обслуживания электросетей 0,4–20 кВ в сельской местности / И. Г. Барг, Х. Я. Ваяк, Д. Т. Комаров. – М. : Энергия, 1980. – 240 с.
6. Справочник по ремонту и техническому обслуживанию электрических сетей / под ред. К. М. Антипова, Н. Е. Бандуилова. – М. : Энергоатомиздат, 1987. – 360 с.
7. Кутін В. М. Неперервний контроль опору ізоляції розподільчих мереж з ізолюваною нейтраллю / В. М. Кутін, Ештіба Алі Мусбах // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 1993. – № 1. – С. 62–64.
8. Шимони К. Теоретическая электротехника / К. Шимони ; пер. с нем. К. М. Поливанова. – М. : Мир, 1964. – 774 с.
9. Долин П. А. Основы техники безопасности в электроустановках : учеб. пособие для вузов / П. А. Долин. – 2-е изд. – М. : Энергоатомиздат, 1984. – 448 с.
10. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений и токов. : ГОСТ 12.1.038-82ССБТ.– Исполнение №1. – Действителен от 01.07.1988. – М. : Изд-во стандартов, 1990.
11. Якобс А. И. О нормировании уровня электробезопасности и допустимого напряжения прикосновения / А. И. Якобс, С. И. Коструба // Электричество. – 1978. – № 1. – С. 58–60.
12. International Electrical Commission IEC Report Publ.479-1. Third edition Effects of current on human liens end livenstock / Part 1: General aspects. 1994-09.
13. Лихачёв Ф. А. Замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью и с компенсацией ёмкостных токов / Ф. А. Лихачёв. – М. : Энергия, 1971. – 152 с.
14. Щуцкий В. И. Защитное шунтирование однофазных повреждений / В. И. Щуцкий, В. О. Жидков, Ю. Н. Ильин. – М. : Энергоатомиздат, 1986. – 152 с.

15. Правила эксплуатации электроустановок. – М. : Энергоатомиздат. – 1986. – 648 с.
16. Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила. Об'єднання енергетичних підприємств. / Галузевий резервно-інвестиційний фонд розвитку енергетики. – К., 2003. – 329 с.
17. Стасенко Р. Ф. Автоматизация сельских электрических сетей / Р. Ф. Стасенко, П. П. Фещенко. – К. : Техника, 1982. – 128 с.
18. Шабад М. А. Расчёт релейной защиты и автоматики распределительных сетей / М. А. Шабад. – Л. : Энергия, 1980. – 96 с.
19. Головацкий В. Г. Современные средства релейной защиты и автоматики электросетей / В. Г. Головацкий, И. В. Понамарёв. Энергомашвин электронная версия, 2006. – 786 с.
20. Пронникова М. И. Фильтровые защиты от коротких замыканий для сельских электроустановок / М. И. Пронникова // Автоматизация производственных процессов в сельском хозяйстве. – М. : Изво АН СССР. – С. 360–365.
21. Гельфанд Я. С. Релейная защита распределительных сетей / Я. С. Гельфанд. – 2е изд. – М. : Энергоиздат, – 1987. – 368 с.
22. Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения : учеб. для вузов по спец «Электроснабжение» / В. А. Андреев – М. : Высш. Шк. – 1991. – 496 с.
23. Федосеев А. М. Релейная защита электроэнергетических систем. Релейная защита сетей / А. М. Федосеев. – М. : Энергоатомиздат. – 1984. – 520 с.
24. Паперно Л. Б. Бесконтактные токовые защиты электроустановок / Л. Б. Паперно. – М. : Энергоиздат, 1983. – 112 с.
25. Дьяков А. Ф. Микропроцессорная автоматика и релейная защита электроэнергетических систем : учеб. пособие для вузов / А. Ф. Дьяков, Н. И. Овчаренко – М. : Издательский дом МЭИ, 2008. – 336 с.
26. Пат. 64542 Україна МПК НО2Н3/24. Пристрій захисту електричної мережі з ізольованою або компенсованою нейтраллю від несиметричних режимів / Ф. П. Шкрабець, А. А. Дворніков, О. В. Остапчук, В. И. Горденко, заявник і патентовласник Національний гірничий університет. Заяв. 24.06.2003 ; надр. Бюл. №10 2006 р.
27. Шкрабець Ф. П. Пути повышения безаварийности и уровня безопасности электрических сетей карьеров : моногр. / Ф. П. Шкрабець, А. Н. Гребенюк, А. И. Ковалёв. – Д. : Національний гірничий університет, 2011 – 233 с.
28. Шкрабець Ф. П. Защитное отключение при обрыве проводу воздушной электрической сети / Ф. П. Шкрабець, А. Н. Гребенюк // Гір-

нича електромеханіка та автоматика : наук. техн. зб. – Дніпропетровськ, 2008. – № 75. – С. 44–47.

29. Гребенюк А. М. Методи та пристрої захисту при обриві проводів кар'єрних розподільних і тягових мереж : – автореферат дис...канд. техн. наук. 05.09.03 / Гребенюк А. М. ; Державний ВНЗ «НГУ» – Дніпропетровськ. – 2012.

30. Кутин В. М. Диагностика повреждения изоляции распределительных сетей выше 1000 В с изолированной нейтралью / В. М. Кутин, А. В. Кобылянский // Промышленная энергетика. – 1984. – № 7. – С. 11–14.

31. Цапенко Е. Ф. Замыкание на землю в сетях 6–35 кВ / Е. Ф. Цапенко. – М. : Энергоиздат, 1986. – 128 с.

32. Сирота И. М. Трансформаторы и фильтры напряжения и тока нулевой последовательности / И. М. Сирота. – К. : Наукова думка. – 1983. – 267 с.

33. Назаров В. В. Защита электрических сетей от однофазных замыканий / В. В. Назаров. – К. : Либідь, 1992. – 124 с.

34. Самойлович И. С. К оценке переходных сопротивлений при однофазных замыканиях на землю в сетях 6–10 кВ / И. С. Самойлович // Проблемы технической электродинамики. – 1972. – Вып. 37. – С. 55–60.

35. Кутін В. М. Визначення роботоздатності ізоляції розподільної мережі змінного струму / В. М. Кутін, В. В. Вашковський // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2000. – № 1. – С. 29–36.

36. Поливанов К. М. Теоретические основы электротехники : в 2 частях / К. М. Поливанов. – Ч. 1, Линейные электрические цепи с сосредоточенными постоянными. М. – Л. : Энергия, 1965. – 360 с.

37. Комплексные устройства защиты и автоматики серии SPAS 800 // Электротехника. Промышленный каталог. 06.02.16-00. Информэлектро. – 2008.

38. Комплексные электротехнические устройства : справочник: в. 3 т. – Т. 1 : Комплексные распределительные устройства. – М. : Информэлектро. – 1999. – 168 с.

39. Борухман В. А. Об эксплуатации селективных защит от замыканий на землю в сетях 6–10 кВ и мероприятия по их совершенствованию / В. А. Борухман // Энергетик. – 2000. – № 1. С. 20–21.

40. Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электропитания : учебник для вузов / В. А. Андреев. – 4-е изд. перераб. и доп. – М. : Высш. шк. – 2006. – 639 с.

41. Попов И. Н. Релейная защита, основанная на контроле переходных процессов / И. Н. Попов, В. Ф. Лачугин, Г. В. Соколова. – М. : Энергоатомиздат, 1986. – 248 с.

42. Определение мест повреждения в воздушных и кабельных линиях : (обзор) // Энергетика за рубежом – М. : БТНОРГРЕС. – 1961. – Вып. 2. – 261 с.

43. Прусс В. Л. Управление линией распределительной сети в аварийном режиме / В. Л. Прусс, А. И. Смирнов // Электричество. – 1983. – № 1. – С. 12–17.

44. Прусс В. Л. Математическая модель аварийной диагностики кабельной сети 6-10 кВ / В. Л. Прусс, Л. В. Нечипорович // Известия вузов. Энергетика. – 1970. – № 2. – С. 23–29.

45. Прусс В. Л. Использование ЭЦВМ для формирования оптимального управления процессом аварийной диагностики в распределительных электросетях 6-10 кВ / В. Л. Прусс, Л. В. Нечипорович // Известия вузов. Энергетика. – 1971. – № 5. – С. 20–25.

46. А. с. 1215068 СССР, МКИ G 01 R 31/08. Указатель короткого замыкания / А. П. Калейников, В. А. Лавров. – № 3769307/24-21 ; заявл. 10.07.84 ; опубл. 28.02.86, Бюл. № 8. – 3 с.

47. А. с. 1000944 СССР, МКИ G 01 R 31/08. Устройство для определения направления поиска короткого замыкания / В. А. Островский, Р. М. Сагутдинов, М. К. Богорад, А. И. Селивахин, А. П. Кузнецов, И. А. Федотов, И. Г. Беляков. – № 3347097/24-21 ; заявл. 22.10.81 ; опубл. 28.02.83, Бюл. № 8. – 5 с.

48. А. с. 559196 СССР, МКИ G 01 R 31/08. Указатель короткого замыкания / И. И. Труб, А. П. Коробейников, Б. И. Мостовой. – № 2324043/24 ; заявл. 05.02.76 ; опубл. 25.05.77, Бюл. № 19. – 5 с.

49. А. с. 1054804 СССР, МКИ G 01 R 31/08. Указатель короткого замыкания / В. И. Гуревич, О. И. Измайлов, В. Н. Горин, П. И. Савченко. – № 3238975/18-21 ; заявл. 20.01.81 ; опубл. 15.11.83, Бюл. № 42. – 3 с.

50. А. с. 1226359 СССР, МКИ G 01 R 31/08. Указатель короткого замыкания / Н. М. Черемисин, В. М. Зубко, В. И. Гуревич, П. А. Колбасин. – № 3800842/24-21 ; заявл. 12.10.84 ; опубл. 23.04.86, Бюл. № 15. – 3 с.

51. А. с. 892359 СССР, МКИ G 01 R 31/08, H 02 H 3/08. Устройство для сигнализации направления короткого замыкания / Р. Ш. Сагутдинов, В. А. Островский, В. С. Рыбов, А. П. Кузнецов. – № 2905168/24-07 ; заявл. 04.04.80 ; опубл. 23.12.81, Бюл. № 47. – 3 с.

52. А. с. 1183925 СССР, МКИ G 01 R 31/08. Указатель короткого замыкания / Н. М. Черемисин, В. И. Гуревич, Н. И. Труб, П. А. Колбасин, Н. А. Босий. – № 3606526/24-21 ; заявл. 03.05.83 ; опубл. 07.10.85, Бюл. № 37. – 2 с.

53. Дулуб И. С. Методика определения эффективности внедрения указателей короткого замыкания в сельских сетях 6–10 кВ / И. С. Ду-

луб, Ю. Л. Кошкин, В. А. Островский // Электричество. – 1980. – № 9. – С. 76–79.

54. Берхин В. И. Определение мест однофазных к. з. в воздушных распределительных сетях / В. И. Берхин, С. Ф. Кондратюк // Энергетик. – 1974. – № 11. – С. 33–34.

55. Айзенфельд А. И. Определение мест короткого замыкания на линиях с ответвлениями / А. И. Айзенфельд, Г. М. Шалыт. – 2-е изд. – М. : Энергоатомиздат, 1988. – 160 с.

56. Борухман В. А. Устройства для определения мест повреждения на воздушных линиях электропередачи / В. А. Борухман, А. А. Кудрявцев, А. П. Кузнецов. – М. : Энергия, 1973. – 88 с.

57. Определения мест повреждения в воздушных и кабельных линиях : обзор // Энергетика за рубежом. – М. : БТИ ОРГРЭС. – 1961. – Вып. 2. – 261 с.

58. Шалыт Г. М. Определение мест повреждения в электрических сетях / Г. М. Шалыт. – М. : Энергоатомиздат, 1982. – 312 с.

59. А. с. 479058 СССР, МКИ G 01 R 31/08. Устройство для непосредственного определения расстояния до места короткого замыкания на линиях с ответвлениями / А. И. Айзенфельд, А. А. Кудрявцев, А. П. Кузнецов, Г. М. Шалыт, Э. Я. Биркенфельдс, П. Е. Брунс, Е. И. Окунцов. – № 1852476/24-7 ; заявл. 02.12.72 ; опубл. 30.07.75, Бюл. № 28. – 4 с.

60. А. с. 571773 СССР, МКИ G 01 R 31/08. Устройство для измерения расстояния до мест междуфазных коротких замыканий на линиях электропередачи / Р. Ф. Стасенко, Ж. П. Гейдерман, В. П. Горишний, Ф. Д. Кузнецов, Г. И. Марикода. – № 2073232/21 ; заявл. 11.11.74 ; опубл. 05.09.77, Бюл. № 33. – 3 с.

61. Борухман В. А. Устройства для определения мест повреждения на воздушных линиях электропередачи 6-750 кВ / В. А. Борухман, А. А. Кудрявцев, А. П. Кузнецов. – М. : Энергия, 1980. – 104 с.

62. А. с. 416634 СССР, МКИ G 01 R 31/08. Способ определения расстояния до места короткого замыкания линий электропередачи / Л. П. Бранаускас. – № 1769322/24-7 ; заявл. 06.04.72 ; опубл. 25.02.74, Бюл. № 7. – 4 с.

63. А. с. 523369 СССР, МКИ G 01 R 31/08. Устройство для дистанционного измерения расстояния до точки короткого замыкания / М. И. Пронникова, Н. С. Дулуб. – № 2050292/21-21 ; заявл. 05.03.74 ; опубл. 30.07.76, Бюл. № 28. – 3 с.

64. Малый А. С. Определение мест повреждения линии электропередачи по параметрам аварийного режима / А. С. Малый, Г. М. Шалыт, А. И. Айзенфельд. – М. : Энергия, 1972. – 216 с.

65. Айзенфельд А. И. Методы определения короткого замыкания на воздушных ЛЭП при помощи фиксирующих приборов / А. И. Айзенфельд. – М. : Энергия, 1974. – 62 с.

66. А. с. 552572 СССР, МКИ G 01 R 31/08. Способ определения расстояния до места короткого замыкания на линиях электропередачи / А. Я. Янаус, Э. Я. Биркенфельдс. – № 1953271/07 ; заявл. 14.08.73 ; опубл. 30.03.77, Бюл. № 12. – 3 с.

67. А. с. 550597 СССР, МКИ G 01 R 31/08. Способ определения расстояния до места короткого замыкания в электрической линии / А. Б. Клеменц, Л. Н. Солюянов. – № 1891785/07 ; заявл. 15.03.73 ; опубл. 26.04.77, Бюл. № 10. – 2 с.

68. А. с. 1075198 СССР, МКИ G 01 R 31/08. Устройство для измерения расстояния до места короткого замыкания. Заявл. 05.04.82 ; опубл. 23.02.84, Бюл. № 7. – 4 с.

69. А. с. 508759 СССР, МКИ G 01 R 31/08. Способ определения места однофазного замыкания на воздушных линиях в компенсированных сетях и в сетях с изолированной нейтралью. Заявл. 21.06.71 ; опубл. 30.03.76, Бюл. № 12. – 3 с.

70. А. с. 10000942 СССР, МКИ G 01 R 31/08. Способ определения места однофазного замыкания на землю в воздушных сетях с изолированной нейтралью / А. А. Пястолов, В. Н. Соколова. – № 2995250/18-21 ; заявл. 20.10.80 ; опубл. 28.02.83, Бюл. № 8. – 2 с.

71. А. с. 1083135 СССР, МКИ G 01 R 31/08. Устройство для определения поврежденной линии при однофазном замыкании на землю / В. Л. Вайнштейн, В. Н. Мохов. – № 3494391/18-21 ; заявл. 23.09.82 ; опубл. 30.03.84, Бюл. № 12. – 3 с.

72. А. с. 911378 СССР, МКИ G 01 R 31/08. Устройство для отыскания однофазного замыкания на землю в сетях с компенсированной нейтралью / В. П. Чайкин, Н. Я. Кайдромайлов. – № 2857923/24–21 ; заявл. 25.12.79 ; опубл. 07.03.82; Бюл. № 9. – 3 с.

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

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

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

76. Кутін В. М. Комбінована система керування технічним станом розподільних мереж / В. М. Кутін, С. В. Матвієнко, М. В. Кутіна // XIII Міжнародна конференція з автоматичного управління «Автоматика-2006»; тези доповідей. – Вінниця. – 2006. – С. 116.

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

78. Кутін В. М. Метод визначення залежності між параметрами структури та діагностичними ознаками складних об'єктів / В. М. Кутін, М. В. Кутіна // Вісник Кременчуцького державного політехнічного університету імені Остроградського. – 2006. – № 3(38), Ч.2. – С. 99–100.

79. Кутін В. М. Вибір діагностичних параметрів на основі топологічної моделі об'єкта / В. М. Кутін, М. В. Кутіна, М. О. Ілюхін // Вісник Кременчуцького державного політехнічного університету імені Остроградського. – 2008. – № 4 (51), Ч.2. – С. 70–73.

80. Кути́н В. М. Диагностирование электрических распределительных сетей / В. М. Кути́н, О. И. Кульматицкий . – К. : Техника, 1993. – 160 с.

81. Кути́н В. М. Поиск повреждений в распределительных электрических сетях / В. М. Кути́н, П. К. Писка́ров. – К. : Техника, 1994. – 186 с.

82. Кутін В. М. Комбінована система діагностування систем електропостачання змінного та постійного струму (теорія, дослідження та розробка) : автореф. дис. ... докт. техн. наук 05.09.03 : Кутін Василь Михайлович. – Дніпропетровськ, 2002. – 37 с.

83. А. с. 1205081 СССР, МКИ G 01R 31/08. Устройство для определения сопротивления до места короткого замыкания в трехфазной сети с изолированной нейтралью / В. М. Кути́н, В. Н. Вишне́вский, А. С. Разумный, А. В. Кобылянский, А. Е. Рубаненко, В. В. Зигора – № 3735006/24-21 ; заявл. 04.05.84 ; опубл. 15.01.86, Бюл. № 2. – 5 с.

84. Бессонов Л. А. Теоретические основы электротехники: учебник для студентов энергетических и электротехнических вузов / Л. А. Бессонов. – 6-е изд. – М. : – Высш. школа, 1973. – 752 с.

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

86. Никитин Е. М. Теоретическая механика для техникумов / Е. М. Никитин. – 12-е изд. испр. – М. : Наука, 1988. – 336 с.

87. Крюков К. П. Конструкции и механический расчёт линий электропередачи / К. П. Крюков, Б. П. Новгородцев. – Л. : Энергия, 1970. – 392 с.
88. Шалин А. И. Замыкания на землю в сетях 6–35 кВ. Достоинства и недостатки различных защит / А. И. Шалин // Новости Электротехники. – 2005. – № 3 (33). – Режим доступа к журн. : <http://www.news.elteh.ru/arh/2005/33/13.php>.
89. Кутіна М. В. Однофазне замикання на землю при обриві проводу в мережах напругою 6–35 кВ / М. В. Кутіна // Вісник Кременчуцького державного політехнічного університету імені Остроградського. – 2010. – № 3 (62), Ч. 2. – С. 103–106.
90. Лежнюк П. Д. Математична модель для визначення перехідного опору в місці обриву проводу повітряної ЛЕП / П. Д. Лежнюк, М. В. Кутіна // Контроль і управління в складних системах (КУСС-2010) : матеріали X Міжнародної конференції. Вінниця. – 2010. – С. 204.
91. Лежнюк П. Д. Математична модель для визначення перехідного опору в місці обриву проводу повітряної ЛЕП / П. Д. Лежнюк, М. В. Кутіна // Наукові праці ВНТУ. – 2011. – № 2 – http://www.nbu.gov.ua/e-journals/vntu/2011_2/2011-2.files/uk/11pdlotl_ua.pdf.
92. Таев И. С. Электрические контакты и дугогасительные устройства аппаратов низкого напряжения / И. С. Таев. – М. : Энергия, 1973. – 424 с.
93. Omori T. Contact resistance / T. Omori, T. Ogo // Electr. Engin. Japan. – 1965. – № 8(85). – P. 28.
94. Сена Л. А. Единицы физических величин и их размерности / Сена Л. А. – 2-е изд. – М. : Наука, 1977. – 336 с.
95. Князевский Б. А. Охрана труда в электроустановках / Б. А. Князевский, Т. П. Тарусова, Н. А. Чекалин. – М. : Энергия, 1970. – 320 с.
96. Михайлов М. И. Заземляющие устройства в установках электросвязи / М. И. Михайлов, С. А. Соколов. – М. : Связь, 1971. – 199 с.
97. Уонг Х. Основные формулы и данные по теплообмену для инженеров / Х. Уонг ; пер. с англ. В. В. Яковлева, В. И. Колядина. – М. : Атомиздат, 1979. – 216 с.
98. Заленский А. М. Тепловые расчёты электрических аппаратов / А. М. Заленский, Г. А. Кукеков. – М. : Энергия, 1967. – 258 с.
99. Кутіна М. В. Визначення ознак аварійного режиму обриву проводу в повітряних лініях електропередачі напругою 6–35 кВ / М. В. Кутіна // Проблеми енергоресурсозбереження в електротехніч-

них системах ; матеріали конференції – Кременчук. – 2011.– № 1(1). – С. 310.

100. Кутіна М. В. Система керування аварійним режимом, спричиненим обривом проводу в розподільних мережах / М. В. Кутіна // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2011. – № 6 – С. 60–63.

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

102. Кутіна М. В. Застосування локаційних методів для визначення виду і місця ушкоджень в розподільних мережах напругою 6–10 кВ / М. В. Кутіна // V Всеукраїнська науково-технічна конференція молодих вчених і спеціалістів ; тези наукових доповідей. – Кременчук, 2007. – С. 189.

103. Кутіна М. В. Метод виявлення обриву лінії в повітряних розподільних мережах напругою 6–35 кВ / М. В. Кутіна, М. О. Ілюхін // Вісник Кременчуцького державного політехнічного університету імені Остроградського. – 2009. – № 4 (57), Ч.1. – С. 166–167.

104. Минуллин Р. Г. Методы и аппаратура определения мест повреждений в электросетях / Р. Г. Минуллин. – Казань : Энергопрогресс, 2002. – 152 с.

105. Микуцкий Г. В. Высокочастотная связь по линиям электропередачи / Г. В. Микуцкий, В. С. Скитальцев. – М. : Энергия, 1969. – 448 с.

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

107. Шалыт Г. М. Определение мест повреждений ЛЭП / Г. М. Шалыт. Сб. статей М. : Энергия, 1977.

108. Шалыт Г. М. Определение мест повреждения воздушных и кабельных линий электропередачи / Г. М. Шалыт. Сб. статей. – М. – Л. : Энергия, 1966. – С. 26–47.

109. Минуллин Р. Г. Определение мест повреждения в электрических сетях напряжением 6–35 кВ импульсным методом / Р. Г. Минуллин, Е. В. Закамский // Российский национальный симпозиум по энергетике : мат. докладов. – Казань : КГЭУ, 2001. – Т2. – С. 62–64.

110. Кутіна М. В. Визначення місця пошкодження при обриві проводу повітряних розподільних мереж напругою 6–35 кВ / М. В. Кутіна // Проблеми і перспективи енергозбереження комуналь-

ного господарства і промислових підприємств : матеріали наукового семінару – Луцьк, – 2009. – С. 93–97.

111. Кутіна М. В. Дослідження параметрів розподільної мережі при обриві проводу і короткому замиканні / М. В. Кутіна // XXXVII науково-технічна конференція професорсько-викладацького складу, співробітників та студентів університету : електронне наукове видання матеріалів конференції. – 2008. – Режим доступу : <http://conf.vntu.edu.ua/allvntu/2008/ineeem/txt/kutina.pdf>

112. Кутіна М. В. Діагностичні ознаки рефлектометрії повітряних розподільних мереж напругою 6–35 кВ / М. В. Кутіна // VI Всеукраїнська науково-технічна конференція молодих учених і спеціалістів : збірник наукових праць – Кременчук, 2008. – С. 250–251.

113. Кутіна М. В. Оцінка ефективності автоматичного пошуку несправностей в електроустановках / М. В. Кутіна // Четверта Всеукраїнська науково-технічна конференція молодих вчених і спеціалістів : тези наукових доповідей – Кременчук, 2006. – С. 100.

114. Кутіна М. В. Захист від аварійних режимів роботи повітряних розподільних мереж напругою 6–35 кВ / М. В. Кутіна, М. О. Ілюхін // Контроль і управління в складних системах (КУСС-2008) : матеріали ІХ Міжнародної конференції – Вінниця, 2008. – Режим доступу : http://www.vstu.vinnica.ua/mccs2008/materials/subsection_3.1.pdf.

115. Зевеке Г. В. Основы теории цепей. 5-е издание перераб. / Г. В. Зевеке, П. А. Ионкин, А. В. Нетушил. Режим доступу. – М. : Энергоатомиздат, 1989. – 528 с.

116. Гусьев В. Г. Электроника. / В. Г. Гусьев, Ю. Н. Гусьев. – 2-изд., перераб. и доп М. : Высшая школа, 1991. – 622 с.

117. Физические аспекты диагностики электрических линий методом рефлектометрии / Р. Г. Мнуллин, И. Ш. Фардиев, Е. В. Закамский, В. В. Андреев // Электромеханические и внутрикамерные процессы в энергетических установках, струйная акустика, диагностика технических систем, приборы и методы контроля природной среды, веществ, материалов и изделий : сборник материалов XVI Всероссийской межвузовской научно-технической конференции – Казань: КФМВАУ, 2004. – Ч. 1. – С. 29–30.

118. Автоматический поиск неисправностей / А. В. Мозгалеvский, Д. В. Гаскаров, Л. П. Глазунов, В. Д. Ерастов. – Л. : Машиностроение, 1967. – 168 с.

119. Релейная защита и автоматика. Краткий номенклатурный каталог продукции выпускаемой и поставляемой компанией «Энергомашвин» по состоянию на 1.02.2004.

120. Чумаченко І. В. Мікроелектронні прилади: структура і використання : навч. посібник / І. В. Чумаченко, М. Д. Кошовий,

В. В. Лопатін. – Харків : Нац. аерокосмічний ун-т «ХАІ», 2001. – 277 с.

121. Atmel. Документація. – Режим доступа:

<http://www/atmel.ru/Documents/Documents.htm>

122. Минуллин Р. Г. Распознавание рефлектограм импульсного зондирования при автоматической диагностике электрических линий / Е. В. Закамский, В. В. Андреев // Будущее технической науки : материалы докладов III Всероссийской молодёжной научно-технической конференции. – Н. Новгород: НГТУ, 2004. – С. 119.

123. Минуллин Р. Г. Интеллектуальная обработка цифровых рефлектограм электролиний распределительных сетей 6–10 кВ / В. В. Андреев, И. Ш. Фардиев, Е. В. Закамский // Информационные технологии в электротехнике и электроэнергетике : материалы докладов 5 Всероссийской научно-технической конференции. – Чебоксары: ЧГУ, 2004. – С. 241.

124. Кутин В. М. Поиск повреждений в распределительных электрических сетях / В. М. Кутин, П. К. Пискаряев. – К. : Техника, 1994. – 138 с.

125. Кискачи В. М. Селективная сигнализация замыканий на землю с использованием высших гармоник тока нулевой последовательности / В. М. Кискачи // Электричество. – 1967. – № 9. – С. 24–30.

126. Карпов И. В. Прибор для отыскания места замыкания в воздушных сетях 6–10 кВ / И. В. Карпов, С. П. Борисов, В. С. Парнацкий // Энергетика. – 1967. – № 12. – С. 25–27.

127. Кутин В. М. Оптимизация процесса поиска повреждений в воздушных распределительных сетях 6–10 кВ / В. М. Кутин // Электричество. – 1994. – № 3. – С. 28–35.

128. Кутин В. М. Выбор оптимальной стратегии при поиске повреждений в распределительных сетях 6–35 кВ / В. М. Кутин, Мохамед Аль-Нсур, Али Мусбах // Энергетика и электрификация. – 1995. – № 5. – С. 46–49.

129. Кутін В. М. Інформаційно-вимірвальна система визначення місць пошкодження в розподільних мережах змінного струму напругою 6–35 кВ / В. М. Кутін, В. В. Вашковський // Вісник Вінницького політехнічного інституту – 2000. – № 5. – С. 24–31.

130. Минуллин Р. Г. Методы и аппаратура определения мест повреждения в электросетях / Р. Г. Минуллин. – Казань : Энергопрогресс, 2002. – 152 с.

Додаток А
РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПЛЕП 10 КВ ПАТ
«ВІННИЦЯОБЛЕНЕРГО»

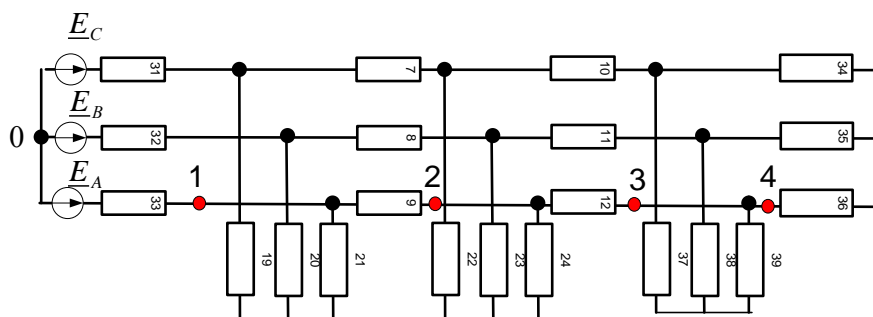


Рисунок А.1 – Схема заміщення електричної лінії 10 кВ ПС «Кубліч ф 44»

Таблиця А.1 – Розраховані значення струмів аварійного режиму обриву проводу ЛЕП 10 кВ ПС «Кубліч ф 44». Режим мінімальних навантажень

Показники		Модуль	Фаза, град	Модуль	Фаза, град	Модуль	Фаза, град	Модуль	Фаза, град	Модуль	Фаза, град
Струм у фазах на початку лінії, А	А	4,154	-37	0	0	2,343	-37	2,635	-37	3,219	-37
	В	4,154	-157	3,597	-127	3,784	-145	3,832	-147	3,942	-151
	С	4,154	83	3,597	53	3,783	71	3,83	73	3,941	77
Струми прямої (1) та зворотної (2) послідовностей, А	1	4,154	-37	2,077	-37	3,248	-37	3,394	-37	3,687	-37
	2	0	0	2,077	143	0,906	143	0,76	143	0,467	143
Точки обриву	Нормальний режим роботи		1		2		3		4		

Таблиця А.2 – Розраховані значення струмів аварійного режиму обриву проводу ЛЕП 10 кВ ПС «Кубліч ф 44». Режим максимальних навантажень

Показники		Модуль	Фаза, град	Модуль	Фаза, град	Модуль	Фаза, град	Модуль	Фаза, град	Модуль	Фаза, град
Струм у фазах на початку лінії, А	А	13,49	-71	0	0	7,632	-72	8,579	-72	10,469	-72
	В	13,49	168	11,684	-162	12,291	-180	12,447	178	12,804	174
	С	13,49	48	11,685	18	12,292	36	12,447	38	12,803	42
Струми прямої (1) та зворотної (2) послідовностей, А	1	13,49	-72	6,746	-72	10,562	-72	11,035	-72	11,981	-72
	2	0	0	6,746	108	2,93	108	2,456	108	1,511	108
Точки обриву	Нормальний режим роботи		1		2		3		4		

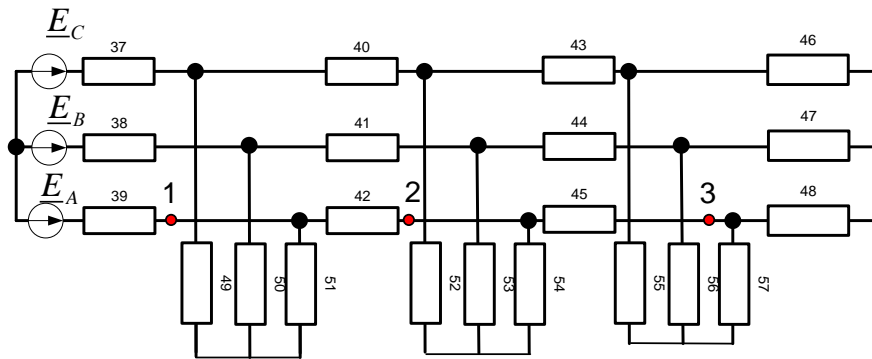


Рисунок А.2 – Схема заміщення електричної лінії 10 кВ ПС «Тополівка ф 51»

Таблиця А.3 – Розраховані значення струмів аварійного режиму обриву проводу ЛЕП 10 кВ ПС «Тополівка ф 51». Режим мінімальних навантажень

Показники		Мо- дуль	Фаза, град	Мо- дуль	Фаза, град	Мо- дуль	Фаза, град	Мо- дуль	Фаза, град
Струм у фазах на початку лінії, А	A	2,101	-37	0	0	0,351	-37	0,936	-37
	B	2,101	-157	1,820	-127	1,829	-133	1,880	-141
	C	2,101	83	1,820	53	1,828	58	1,879	67
Струми прямої (1) та зворотної (2) послідовностей, А	1	2,101	-37	1,051	-37	1,226	-37	1,519	-37
	2	0	0	1,051	143	0,875	143	0,583	143
Точки обриву		Нормальний режим роботи		1		2		3	

Таблиця А.4 – Розраховані значення струмів аварійного режиму обриву проводу ЛЕП 10 кВ ПС «Тополівка ф 51». Режим максимальних навантажень

Показники		Модуль	Фаза, град	Модуль	Фаза, град	Модуль	Фаза, град	Модуль	Фаза, град
Струм у фазах на початку лінії, А	A	6,798	-72	0	0	1,147	-72	3,042	-72
	B	6,798	168	5,887	-162	5,915	-167	6,079	-176
	C	6,798	48	5,887	18	5,916	24	6,082	33
Струми прямої (1) та зворотної (2) послідовностей, А	1	6,798	-72	3,399	-72	3,972	-72	4,920	-72
	2	0	0	3,399	108	2,826	108	1,878	108
Точки обриву		Нормальний режим роботи		1		2		3	

Таблиця А.5 – Розраховані значення струмів аварійного режиму двофазного к. з. ЛЕП 10 кВ ПС «Тополівка ф 51». Режим мінімальних навантажень

Показники		Модуль	Фаза, град	Модуль	Фаза, град	Модуль	Фаза, град	Модуль	Фаза, град
Струм у фазах на початку лінії, А	A	2,101	-37	452,351	-34	444,893	-33	440,058	-33
	B	2,101	-157	451,414	147	443,976	147	439,154	148
	C	2,101	83	2,101	83	2,101	83	2,101	83
Струми прямої (1) та зворотної (2) послідовностей, А	1	2,101	-37	261,835	-63	257,540	-63	254,755	-62
	2	0	14	259,954	-4	255,649	-3	252,858	-3
Точки обриву		Нормальний режим роботи		1	2	3			

Таблиця А.6 – Розраховані значення струмів аварійного режиму двофазного к. з. ЛЕП 10 кВ ПС «Тополівка ф 51». Режим максимальних навантажень

Показники		Модуль	Фаза, град	Модуль	Фаза, град	Модуль	Фаза, град	Модуль	Фаза, град
Струм у фазах на початку лінії, А	A	6,798	-72	451,417	-34	443,934	-33	439,083	-33
	B	6,798	168	452,371	147	444,958	147	440,152	148
	C	6,798	48	6,798	48	6,798	48	6,798	48
Струми прямої (1) та зворотної (2) послідовностей, А	1	6,798	-72	264,260	-64	259,955	-63	257,163	-63
	2	0	-17	257,529	-3	253,234	-3	250,450	-2
Точки обриву		Нормальний режим роботи		1	2	3			

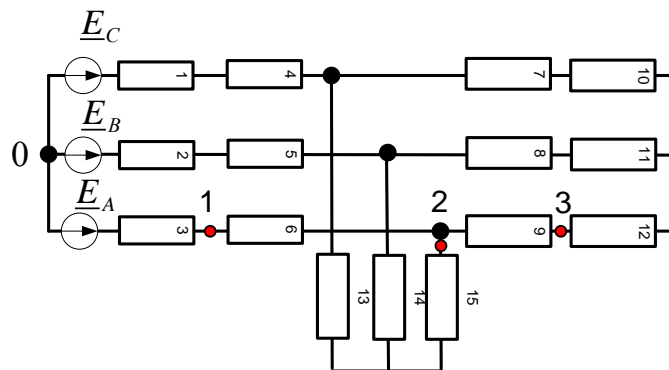


Рисунок А.3 – Схема заміщення електричної лінії 10 кВ ПС «Теплик ф 2»

Таблиця А.7 – Розраховані значення струмів аварійного режиму обриву проводу ЛЕП 10 кВ ПС «Теплик ф 2». Режим мінімальних навантажень

Показники		Модуль	Фаза, град	Модуль	Фаза, град	Модуль	Фаза, град	Модуль	Фаза, град
Струм у фазах на початку лінії, А	A	1,518	-37	0	0	0,585	-37	0,936	-37
	B	1,518	-157	0,877	-127	1,347	-140	1,396	-147
	C	1,518	83	0,877	53	1,347	65	1,395	72
Струми прямої (1) та зворотної (2) послідовностей, А	1	1,518	-37	0,507	-37	1,051	-37	1,227	-37
	2	0	0	0,507	143	0,467	143	0,291	143
Точки обриву		Нормальний режим роботи		1		2		3	

Таблиця А.8 – Розраховані значення струмів аварійного режиму обриву проводу ЛЕП 10 кВ ПС «Теплик ф 2». Режим максимальних навантажень

Показники		Модуль	Фаза, град	Модуль	Фаза, град	Модуль	Фаза, град	Модуль	Фаза, град
Струм у фазах на початку лінії, А	A	4,909	-72	0	0	1,901	-72	3,038	-72
	B	4,909	168	2,846	-162	4,356	-174	4,514	179
	C	4,909	48	2,846	18	4,356	31	4,515	38
Струми прямої (1) та зворотної (2) послідовностей, А	1	4,909	-72	1,643	-72	3,405	-72	3,974	-72
	2	0	0	1,643	108	1,504	108	0,935	108
Точки обриву		Нормальний режим роботи		1		2		3	

Таблиця А.9 – Розраховані значення струмів аварійного режиму двофазного к. з. ЛЕП 10 кВ ПС «Теплик ф 2». Режим мінімальних навантажень

Показники		Модуль	Фаза, град	Модуль	Фаза, град	Модуль	Фаза, град	Модуль	Фаза, град
Струм у фазах на початку лінії, А	A	1,518	-37	324,485	-40	324,485	-40	324,485	-40
	B	1,518	-157	323,672	141	323,672	141	323,672	141
	C	1,518	83	1,518	83	1,518	83	1,518	83
Струми прямої (1) та зворотної (2) послідовностей, А	1	1,518	-37	187,748	-69	187,748	-69	187,748	-69
	2	0,000	17	186,466	-10	186,466	-10	186,466	-10
Точки обриву		Нормальний режим роботи		1		2		3	

Таблиця А.10 – Розраховані значення струмів аварійного режиму двофазного к. з. ЛЕП 10 кВ ПС «Теплик ф 2». Режим максимальних навантажень

Показники		Модуль	Фаза, град	Модуль	Фаза, град	Модуль	Фаза, град	Модуль	Фаза, град
Струм у фазах на початку лінії, А	A	4,909	-72	323,993	-40	323,993	-40	323,993	-40
	B	4,909	168	324,181	141	324,181	141	324,181	141
	C	4,909	48	4,909	48	4,909	48	4,909	48
Струми прямої (1) та зворотної (2) послідовностей, А	1	4,909	-72	189,559	-70	189,559	-70	189,559	-70
	2	0	0	184,654	-10	184,654	-10	184,654	-10
Точки обриву		Нормальний режим роботи		1		2		3	

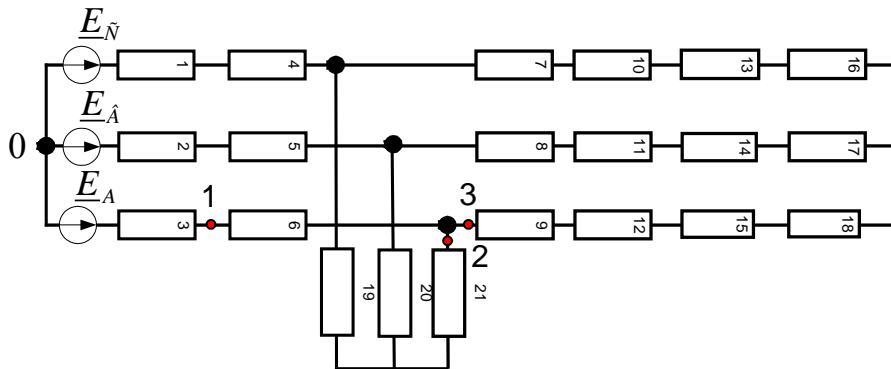


Рисунок А.4 – Схема заміщення електричної лінії 10 кВ ПС «Тополівка ф 3»

Таблиця А.11 – Розраховані значення струмів аварійного режиму обриву проводу ЛЕП 10 кВ ПС «Тополівка ф 53». Режим мінімальних навантажень

Показники		Модуль	Фаза, град	Модуль	Фаза, град	Модуль	Фаза, град	Модуль	Фаза, град
Струм у фазах на початку лінії, А	A	0,351	-37	0	0	0,058	-37	0,292	-37
	B	0,351	-157	0,304	-127	0,305	-133	0,337	-153
	C	0,350	83	0,304	53	0,305	58	0,337	79
Струми прямої (1) та зворотної (2) послідовностей, А	1	0,351	-37	0,175	-37	0,205	-37	0,322	-37
	2	0	0	0,175	143	0,146	143	0,029	143
Точки обриву		Нормальний режим роботи		1		2		3	

Таблиця А.12 – Розраховані значення струмів аварійного режиму обриву проводу ЛЕП 10 кВ ПС «Гололів-ка ф 53». Режим максимальних навантажень

Показники	1			2			3		
	Модуль	Фаза, град	Модуль	Фаза, град	Модуль	Фаза, град	Модуль	Фаза, град	
Струм у фазах на початку лінії, А	А	-72	0	0	0,191	-71	0,948	-72	
	В	168	0,987	-162	0,992	-167	1,098	173	
	С	48	0,987	18	0,992	24	1,093	44	
Струми прямої (1) та зворотної (2) послідовностей, А	1	-72	0,570	-72	0,665	-72	1,044	-72	
	2	0	0,570	108	0,475	108	0,096	107	
Точки обриву	Нормальний режим роботи						3		

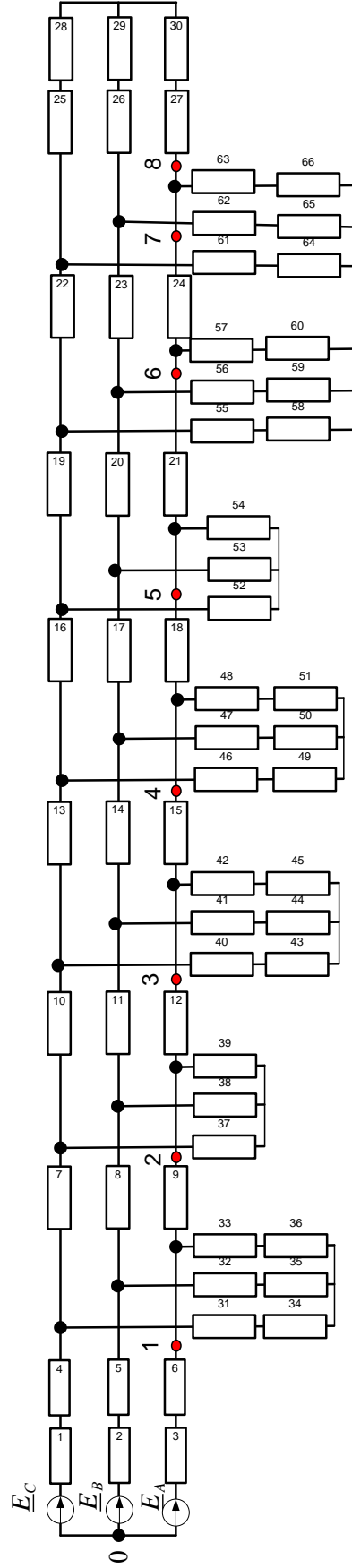


Рисунок А.5 – Схема заміщення електричної лінії 10 кВ ПС «Соболівка ф 26»

Таблиця А.13 – Розраховані значення струмів аварійного режиму обриву проводу ЛЕП 10 кВ ПС «Соболів-ка ф 26». Режим мінімальних навантажень

Показники	1		2		3		4		5		6		7		8			
	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град		
Струм у фазах на початку лінії, А	А	40,442	-71	7,642	-72	9,542	-72	14,292	-72	17,322	-72	24,875	-72	36,656	-72	37,467	-71	
	В	40,442	169	35,207	-161	35,317	-168	35,698	-173	36,022	-175	37,083	179	39,404	171	39,729	170	
	С	40,442	49	35,257	19	35,379	25	35,794	30	36,137	32	37,251	38	39,655	46	39,71	47	
Струми прямої (1) та зворотної (2) послідовностей, А	1	40,442	-71	24,042	-71	24,992	-71	27,367	-72	28,882	-72	32,659	-72	38,549	-72	38,955	-71	
	2	0	0	16,4	109	15,45	109	13,076	109	11,561	109	7,7846	109	1,899	113	1,488	108	
Точки обриву	Нормальний режим роботи		1		2		3		4		5		6		7		8	

Таблиця А.14 – Розраховані значення струмів аварійного режиму обриву проводу ЛЕП 10 кВ ПС «Соболів-ка ф 26». Режим максимальних навантажень

Показники	1		2		3		4		5		6		7		8				
	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град			
Струм у фазах на початку лінії, А	А	12,583	-37	0	2,343	-37	2,928	-37	4,391	-37	5,326	-37	7,663	-37	11,335	-37	11,652	-37	
	В	12,583	-157	10,897	-127,06	10,961	-133	10,996	-135	11,117	-138	11,218	-141	11,55	-146	12,276	-155	12,359	-155
	С	12,583	83	10,897	52,944	10,959	59	10,994	61	11,116	64	11,217	67	11,553	72	12,29	80	12,356	81
Струми прямої (1) та зворотної (2) послідовностей, А	1	12,583	-37	6,292	-37,056	7,463	-37	7,756	-37	8,487	-37	8,955	-37	10,123	-37	11,959	-37	12,118	-37
	2	0	0	6,292	142,944	5,12	143	4,828	143	4,096	143	3,629	143	2,46	143	0,624	144	0,466	143
Точки обриву	Нормальний режим роботи		1		2		3		4		5		6		7		8		

Таблиця А.15 – Розраховані значення струмів аварійного режиму двофазного к. з. ЛЕП 10 кВ ПС «Соболів-ка ф 2б». Режим мінімальних навантажень

Показники	1		2		3		4		5		6		7		8			
	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град		
Струм у фазах на початку лінії, А	А	12,583	-37	2635,281	-50	2555,700	-48	2442,324	-46	2441,687	-46	2366,233	-44	17,488	-37	17,483	-37	
	В	12,583	157	2626,673	130	2547,410	132	2434,483	135	2435,117	134	2358,691	136	12,893	170	12,892	170	
	С	12,583	83	12,583	83	12,583	83	12,583	83	10,539	83	12,583	83	12,898	96	12,897	96	
Струми прямої (1) та зворотної (2) послідовностей, А	1	12,583	-37	1523,588	-80	1477,877	-78	1412,736	-75	1411,934	-75	1369,007	-74	14,216	-37	14,214	-37	
	2	0	14	1514,410	-20	1468,411	-18	1402,895	-16	1403,694	-16	1358,934	-14	3,271	-37	3,269	-37	
Точки обриву	Нормальний режим роботи		1		2		3		4		5		6		7		8	

Таблиця А.16 – Розраховані значення струмів аварійного режиму двофазного к. з. ЛЕП 10 кВ ПС «Соболів-ка ф 2б». Режим максимальних навантажень

Показники	1		2		3		4		5		6		7		8			
	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град		
Струм у фазах на початку лінії, А	А	40,442	-71	2634,143	-51	2554,038	-49	2439,947	-46	2389,986	-45	2363,396	-44	55,820	-71	55,785	-71	
	В	40,442	169	2627,955	130	2549,217	132	2436,999	135	2387,834	136	2361,661	137	41,479	156	41,482	156	
	С	40,442	49	40,442	49	40,442	49	40,442	49	40,442	49	40,442	49	41,278	61	41,256	61	
Струми прямої (1) та зворотної (2) послідовностей, А	1	40,442	-71	1538,979	-80	1493,216	-78	1427,973	-76	1399,381	-74	1384,159	-74	45,547	-71	45,532	-71	
	2	0,000	-14	1499,013	-20	1453,062	-18	1387,638	-16	1358,996	-15	1343,754	-14	10,273	-71	10,254	-71	
Точки обриву	Нормальний режим роботи		1		2		3		4		5		6		7		8	

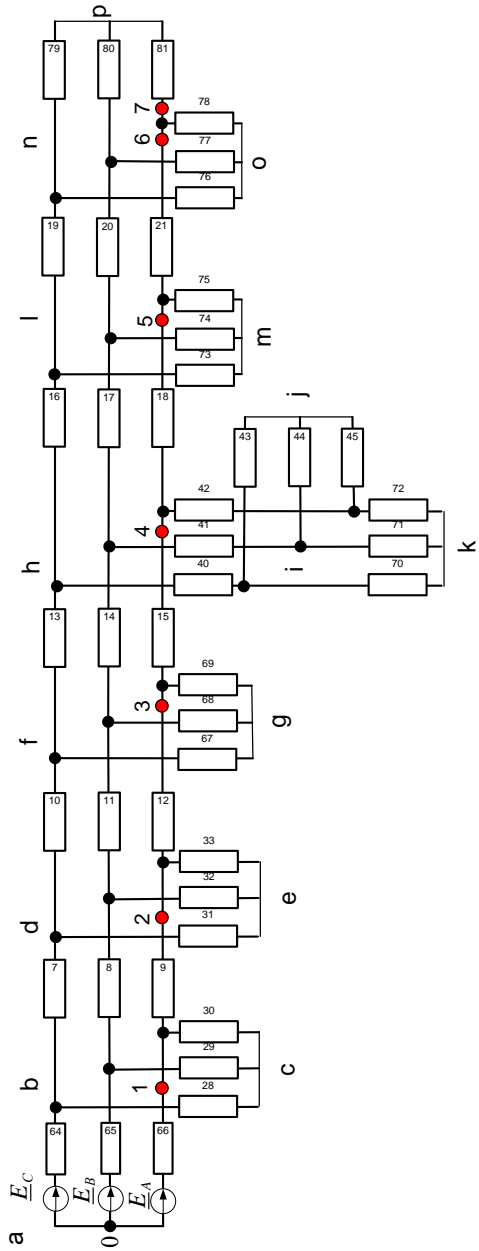


Рисунок А.6. Схема заміщення електричної лінії 10 кВ ПС «Сокиряни ф 32»

Таблиця А.17 – Розраховані значення струмів аварійного режиму обриву проводу ЛЕП 10 кВ ПС «Сокиряни ф 32». Режим мінімальних навантажень

Показники	1		2		3		4		5		6		7	
	Мо- дуть	Фаза, град	Мо- дуть	Фаза, град	Мо- дуть	Фаза, град	Мо- дуть	Фаза, град	Мо- дуть	Фаза, град	Мо- дуть	Фаза, град	Мо- дуть	Фаза, град
Струм у фазах на початку лінії, А	А	-37	0,234	-37	1,698	-37	2,067	-37	3,234	-37	5,567	-37	5,626	-37
	В	-157	5,075	-128	5,145	-137	5,219	-138	5,086	-146	5,787	-156	5,801	156
	С	83	5,075	54	5,143	62	5,218	64	5,085	72	5,787	82	5,801	82
Струми прямої (1) та зворотної (2) послідовностей, А	1	-37	3,046	-37	3,778	-37	3,987	-37	4,401	-37	5,713	-37	5,742	-37
	2	0	143	2,812	143	2,080	143	1,920	143	1,167	143	0,145	0,116	143
Точки обриву	Нормальний режим роботи		2		3		4		5		6		7	

Таблиця А.18 – Розраховані значення струмів аварійного режиму обриву проводу ЛЕП 10 кВ ПС «Сокиряни ф 32». Режим максимальних навантажень

Показники	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	
	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	
Струм у фазах на початку лінії, А	А	18,997	-72	0,000	0	0,765	-72	5,537	-72	6,735	-72	10,520	-72	18,061	-72	18,248	-72
	В	18,997	168	16,452	-162	16,456	-163	16,675	-171	16,917	-173	16,496	180	18,765	170	18,811	169
	С	18,997	48	16,452	18	16,457	20	16,692	28	16,934	30	16,509	37	18,770	47	18,815	47
Струми прямої (1) та зворотної (2) послідовностей, А	1	18,997	-72	9,499	-72	9,881	-72	12,267	-72	12,944	-72	14,291	-72	18,529	-72	18,623	-72
	2	0	0	9,499	108	9,116	108	6,730	109	6,209	109	3,771	109	0,468	109	0,374	109
Точки обриву	Нормальний режим роботи		1	2	3	4	5	6	7								

Таблиця А.19 – Розраховані значення струмів аварійного режиму двофазного к. з. ЛЕП 10 кВ ПС «Сокиряни ф 32». Режим мінімальних навантажень

Показники	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	
	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	
Струм у фазах на початку лінії, А	А	5,858	-37	1980,500	-33	1517,717	-24	1499,336	-23	1448,724	-22	1285,368	-19	970,824	-13	970,824	-13
	В	5,858	157	1977,919	147	1516,065	157	1497,719	157	1447,207	158	1284,168	161	970,223	167	970,223	167
	С	5,858	83	5,858	83	5,858	83	5,858	83	5,858	83	5,858	83	5,858	83	5,858	83
Струми прямої (1) та зворотної (2) послідовностей, А	1	5,858	-37	1145,326	-63	878,586	-53	867,990	-53	838,811	-52	744,626	-49	563,243	-43	563,243	-43
	2	0,000	22	1140,067	-3	872,966	7	862,359	7	833,153	8	738,892	11	557,416	17	557,416	17
Точки обриву	Нормальний режим роботи		1	2	3	4	5	6	7								

Таблиця А. 20 – Розраховані значення струмів аварійного режиму двофазного к. з. ЛЕП 10 кВ ПС «Сокиряни ф 32». Режим максимальних навантажень

Показники	1			2			3			4			5			6			7		
	Мо, дУльб	Фаза, град	Мо, дУльб	Фаза, град	Мо, дУльб	Фаза, град	Мо, дУльб	Фаза, град	Мо, дУльб	Фаза, град	Мо, дУльб	Фаза, град	Мо, дУльб	Фаза, град	Мо, дУльб	Фаза, град	Мо, дУльб	Фаза, град	Мо, дУльб	Фаза, град	
Струм у фазах на початку лінії, А	А	-72	1977,846	-33	1513,960	-24	1495,540	-23	1444,823	-22	1281,160	-19	966,342	-13	966,342	-13	966,342				
	В	168	1980,614	147	1519,873	157	1501,569	157	1451,166	158	1288,488	162	975,422	167	975,422	167	975,422				
	С	48	18,997	48	18,997	48	18,997	48	18,997	48	18,997	48	18,997	48	18,997	48	18,997				
Струми прямої (1) та зворотної (2) послідовностей, А	1	-72	1152,094	-63	884,809	-54	874,188	-53	844,943	-52	750,549	-49	568,880	-43	568,880	-43	568,880				
	2	-27	1133,300	-3	866,755	7	856,173	7	827,037	8	733,022	11	552,194	17	552,194	17	552,194				
Точки обриву	1			2			3			4			5			6			7		
	Нормальний режим роботи																				

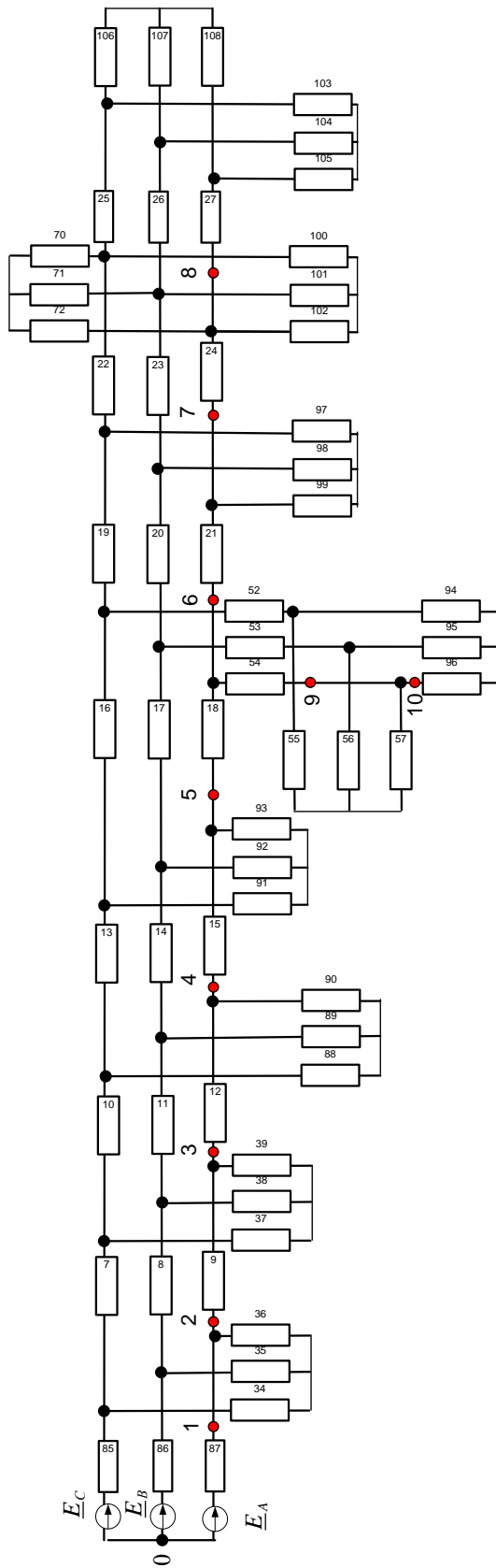


Рисунок А.7 – Схема заміщення електричної лінії 10 кВ ПС «Росоша ф 13»

Таблиця А.23 – Розраховані значення струмів аварійного режиму двофазного к. з. ЛЕП 10 кВ ПС «Росо-ша ф 13». Режим мінімальних навантажень

Показники	1		2		3		4		5		6		7		8		
	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	
Струм у фазах на початку лінії, А	А	6,970	-37	6,970	-37	6,970	-37	6,970	-37	6,970	-37	6,970	-37	6,970	-37	6,970	-37
	В	6,970	-157	1211,916	-154	953,933	-146	863,209	-144	687,830	-139	620,993	-137	609,171	-136	586,314	-136
	С	6,970	83	1208,792	26	951,648	34	861,216	37	686,397	41	619,846	44	608,075	44	585,315	45
Струми прямої (1) та зворотної (2) послідовностей, А	1	6,970	-37	701,913	-64	553,384	-56	501,135	-54	400,111	-49	361,632	-46	354,825	-46	341,664	-45
	2	0	8	695,682	116	546,799	124	494,457	126	393,291	131	354,757	133	347,942	134	334,766	135
Точки обриву	Нормальний режим роботи																

Таблиця А.24 – Розраховані значення струмів аварійного режиму двофазного к. з. ЛЕП 10 кВ ПС «Росо-ша ф 13». Режим максимальних навантажень

Показники	1		2		3		4		5		6		7		8		
	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	
Струм у фазах на початку лінії, А	А	22,356	-71	22,356	-71	22,356	-71	22,356	-71	22,356	-71	22,356	-71	22,356	-71	22,356	-71
	В	22,356	169	1208,963	-154	949,983	-147	858,949	-144	683,062	-140	615,983	-138	604,122	-137	581,193	-136
	С	22,356	49	1211,838	27	955,723	34	865,633	37	691,483	42	625,257	44	613,543	45	590,897	46
Струми прямої (1) та зворотної (2) послідовностей, А	1	22,356	-71	709,883	-64	560,905	-57	508,484	-54	407,128	-50	368,467	-47	361,628	-47	348,407	-46
	2	0	-27	687,712	116	539,299	124	487,151	127	386,420	132	348,127	134	341,357	135	328,269	135
Точки обриву	Нормальний режим роботи																

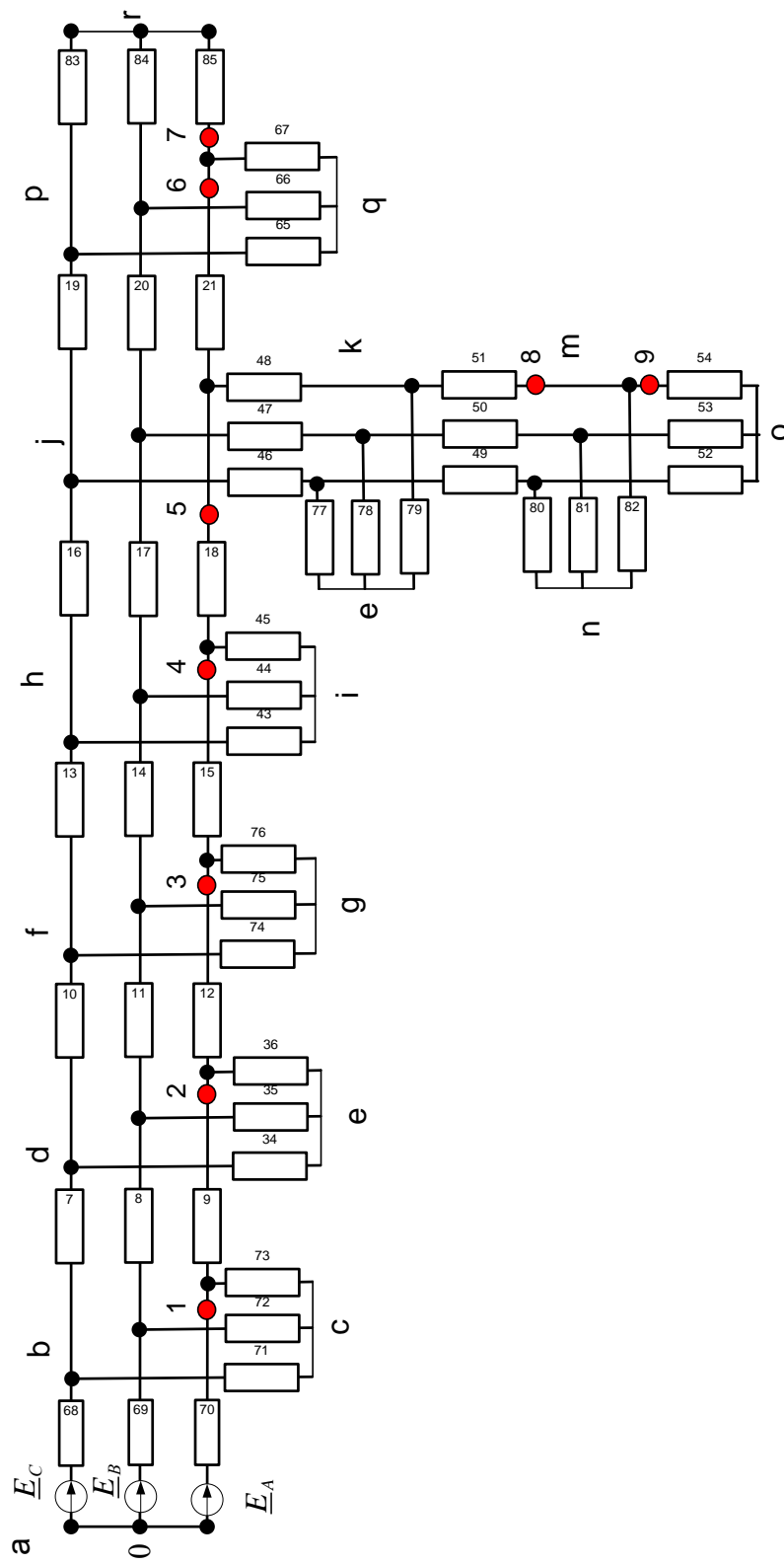


Рисунок А.8 – Схема заміщення електричної лінії 10 кВ ПС «Соболівка ф 22»

Таблиця А.25 – Розраховані значення струмів аварійного режиму обриву проводу ЛЕП 10 кВ ПС «Соболів-ка ф 22». Режим мінімальних навантажень

Показники	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9												
Струм у фазах на початку лінії, А	А	6,698	-37	0	1,464	-37	2,400	-37	3,860	-37	4,443	-37	5,537	-37	6,118	-37	6,187	-37	6,332	-37	Фаза, град
	В	6,698	-157	5,801	5,847	-134	5,924	-139	6,114	-145	6,212	-148	6,428	153	6,558	155	6,574	155	6,609	156	Мо-дуть
	С	6,698	83	5,801	5,846	53	5,923	65	6,112	71	6,211	74	6,427	78	6,557	81	6,574	81	6,608	82	Фаза, град
Струми прямої (1) та зворотної (2) послідовностей, А	1	6,698	-37	3,349	4,081	-37	4,549	-37	5,279	-37	5,570	-37	6,117	-37	6,408	-37	6,443	-37	6,515	-37	Мо-дуть
	2	0	0	3,349	2,617	143	2,149	143	1,419	143	1,128	143	0,581	143	0,290	143	0,255	143	0,183	143	Фаза, град
Точки обриву	Нормальний режим роботи																				

Таблиця А.26 – Розраховані значення струмів аварійного режиму обриву проводу ЛЕП 10 кВ ПС «Соболів-ка ф 22». Режим максимальних навантажень

Показники	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	Мо-дуть	Фаза, град	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9												
Струм у фазах на початку лінії, А	А	21,666	-71	0	4,777	-72	7,821	-72	12,551	-72	14,429	-72	17,947	-72	19,810	-72	20,030	-72	20,495	-72	Фаза, град
	В	21,666	169	18,764	18,904	-161	19,151	-173	19,767	180	20,086	177	20,789	173	21,212	171	21,264	170	21,376	170	Мо-дуть
	С	21,666	49	18,764	18,927	19	19,183	30	19,804	37	20,120	40	20,809	44	21,223	46	21,274	47	21,383	47	Фаза, град
Струми прямої (1) та зворотної (2) послідовностей, А	1	21,666	-71	10,833	13,222	-72	14,744	-72	17,108	-72	18,048	-72	19,807	-72	20,738	-72	20,848	-72	21,081	-72	Мо-дуть
	2	0	0	10,833	8,445	109	6,923	109	4,558	109	3,619	109	1,860	109	0,928	109	0,818	109	0,586	109	Фаза, град
Точки обриву	Нормальний режим роботи																				

Таблиця А.27 – Розраховані значення струмів аварійного режиму двофазного к. з. ЛЕП 10 кВ ПС «Соболів-ка ф 22». Режим мінімальних навантажень

Показники	Модуль		Фаза, град		Модуль		Фаза, град		Модуль		Фаза, град		Модуль		Фаза, град		Модуль		Фаза, град		
	А	В	С	1	2	3	4	5	6	7											
Струм у фазах на початку лінії, А	А	6,698	37,054	1990,214	-36,069	1104,070	-19,809	1083,434	-19,456	1052,275	-18,736	1044,281	-18,552	986,881	-17,240	986,881	-17,240	986,881	-17,240	986,881	-17,240
	В	6,698	-157,054	1986,974	144,100	1102,611	160,530	1082,015	160,891	1050,939	161,621	1042,966	161,808	985,719	163,143	985,719	163,143	985,719	163,143	985,719	163,143
	С	6,698	82,946	6,698	82,946	6,698	82,946	6,698	82,946	6,698	82,946	6,698	82,946	6,698	82,946	6,698	82,946	6,698	82,946	6,698	82,946
Струми прямої (1) та зворотної (2) послідовностей, А	1	6,698	37,054	1151,046	-65,904	640,280	-49,574	628,382	-49,218	610,425	-48,495	605,818	-48,310	572,736	-46,991	572,736	-46,991	572,736	-46,991	572,736	-46,991
	2	0,000	9,462	1145,184	-6,065	633,743	10,294	621,836	10,652	603,861	11,379	599,250	11,565	566,140	12,892	566,140	12,892	566,140	12,892	566,140	12,892
Точки обриву	Нормальний режим роботи		1	2	3	4	5	6	7												

Таблиця А.28 – Розраховані значення струмів аварійного режиму двофазного к. з. ЛЕП 10 кВ ПС «Соболів-ка ф 22». Режим максимальних навантажень

Показники	Модуль		Фаза, град		Модуль		Фаза, град		Модуль		Фаза, град		Модуль		Фаза, град		Модуль		Фаза, град		
	А	В	С	1	2	3	4	5	6	7											
Струм у фазах на початку лінії, А	А	21,666	-71	1987,580	-36	1099,593	-20	1078,930	-20	1047,706	-19	1039,696	-19	982,193	-18	982,193	-18	982,193	-18	982,193	-18
	В	21,666	169	1989,661	144	1107,645	161	1087,106	161	1056,134	162	1048,188	162	991,139	163	991,139	163	991,139	163	991,139	163
	С	21,666	49	21,666	49	21,666	49	21,666	49	21,666	49	21,666	49	21,666	49	21,666	49	21,666	49	21,666	49
Струми прямої (1) та зворотної (2) послідовностей, А	1	21,666	-71	1158,898	-66	647,218	-50	635,299	-50	617,294	-49	612,674	-49	579,507	-48	579,507	-48	579,507	-48	579,507	-48
	2	0,000	-37	1137,331	-6	627,104	11	615,235	11	597,334	12	592,742	12	559,775	13	559,775	13	559,775	13	559,775	13
Точки обриву	Нормальний режим роботи		1	2	3	4	5	6	7												

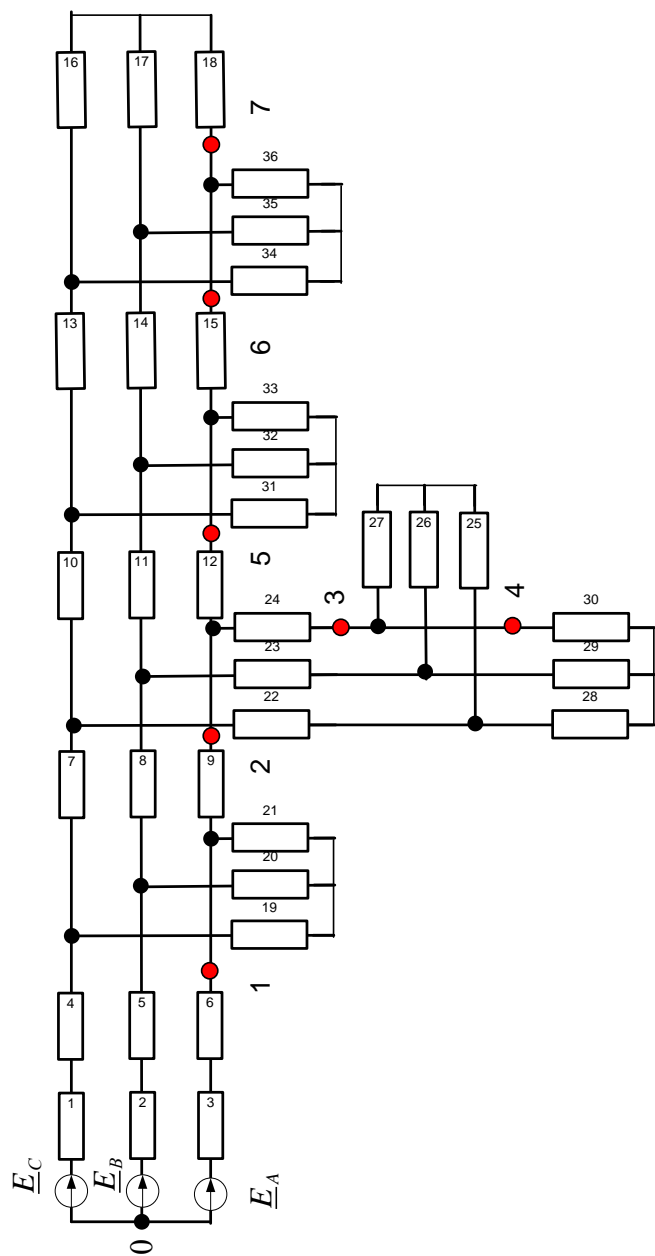


Рисунок А.9 – Схема заміщення електричної лінії 10 кВ ПС «Сокиряни ф 31»

Таблиця А.29 – Розраховані значення струмів аварійного режиму обриву проводу ЛЕП 10 кВ ПС «Сокиря-
ни ф 31». Режим мінімальних навантажень

Показники	Мо- дуль	Фаза, град	1			2			3			4			5			6					
			Мо- дуль	Фаза, град	Мо- дуль	Фаза, град	Мо- дуль	Фаза, град	Мо- дуль	Фаза, град	Мо- дуль	Фаза, град	Мо- дуль	Фаза, град	Мо- дуль	Фаза, град	Мо- дуль	Фаза, град	Мо- дуль	Фаза, град			
Струм у фазах на початку лінії, А	А	4,554	-37	0	0,293	-37	2,164	-37	3,098	-37	2,690	-37	3,273	-37	3,623	-37	3,623	-37	3,623	-37			
	В	4,554	-157	3,944	-127	3,947	-129	4,091	-142	4,238	-149	4,168	-146	4,614	-148	4,341	-152	4,341	-152				
	С	4,554	83	3,944	53	3,947	55	4,089	68	4,237	74	4,166	72	4,613	74	4,340	78	4,340	78				
Струми прямої (1) та зворотної (2) послідовно- стей, А	1	4,554	-37	2,277	-37	2,424	-37	3,359	-37	3,826	-37	3,622	-37	4,127	-37	4,089	-37	4,089	-37				
	2	0	0	2,277	143	2,131	143	1,195	143	0,728	143	0,932	143	0,854	143	0,466	143	0,466	143				
Точки обриву	Нормальний режим роботи		1			2			3			4			5			6			7		

Таблиця А.30 – Розраховані значення струмів аварійного режиму обриву проводу ЛЕП 10 кВ ПС «Сокиря-
ни ф 31». Режим максимальних навантажень

Показники	Мо- дуль	Фаза, град	1			2			3			4			5			6					
			Мо- дуль	Фаза, град	Мо- дуль	Фаза, град	Мо- дуль	Фаза, град	Мо- дуль	Фаза, град	Мо- дуль	Фаза, град	Мо- дуль	Фаза, град	Мо- дуль	Фаза, град	Мо- дуль	Фаза, град	Мо- дуль	Фаза, град			
Струм у фазах на початку лінії, А	А	14,745	-72	0	0,954	-72	7,036	-72	10,056	-72	8,741	-72	10,621	-72	11,749	-72	11,749	-72	11,749	-72			
	В	14,745	168	12,769	-162	12,777	-164	13,242	-177	13,721	177	13,492	179	14,925	178	14,053	174	14,053	174				
	С	14,745	48	12,769	18	12,779	21	13,248	34	13,726	40	13,501	37	14,935	39	14,058	43	14,058	43				
Струми прямої (1) та зворотної (2) послідовностей, А	1	14,745	-72	7,372	-72	7,849	-72	10,890	-72	12,400	-72	11,743	-72	13,367	-72	13,247	-72	13,247	-72				
	2	0	0	7,372	108	6,895	108	3,854	108	2,344	108	3,002	108	2,746	109	1,498	109	1,498	109				
Точки обриву	Нормальний режим роботи		1			2			3			4			5			6			7		

Таблиця А.31 – Розраховані значення струмів аварійного режиму двофазного к. з. ЛЕП 10 кВ ПС «Сокиряни ф 31». Режим мінімальних навантажень

Показники	Мо-	Фаза,	Мо-	Фаза,	Мо-	Фаза,	Мо-	Фаза,	Мо-	Фаза,	Мо-	Фаза,	Мо-	Фаза,	Мо-	Фаза,	
	дуть	град	дуть	град	дуть	град	дуть	град	дуть	град	дуть	град	дуть	град	дуть	град	
Струм у фазах на початку лінії, А	А	4,554	-37	1115,794	-34	1022,995	-31	983,478	31	983,478	31	994,991	-30	969,013	-29	969,013	-29
	В	4,554	-157	1113,752	146	1021,168	149	985,196	-149	985,196	-149	993,245	151	967,306	151	967,306	151
	С	4,554	83	4,554	83	4,554	83	4,554	-37	4,554	-37	4,554	83	4,554	83	4,554	83
Струми прямої (1) та зворотної (2) послідовностей, А	1	4,554	-37	645,650	-64	592,185	-61	570,415	-59	570,415	-59	576,057	-60	561,078	-59	561,078	-59
	2	0,000	30	641,579	-4	588,013	-1	566,198	121	566,198	121	571,850	0	556,855	1	556,855	1
Точки обриву	Нормальний режим роботи		1	2		3		4		5		6		7			

Таблиця А.32 – Розраховані значення струмів аварійного режиму двофазного к. з. ЛЕП 6–35 кВ ПС «Сокиряни ф 31». Режим максимальних навантажень

Показники	Мо-	Фаза,	Мо-	Фаза,	Мо-	Фаза,	Мо-	Фаза,	Мо-	Фаза,	Мо-	Фаза,	Мо-	Фаза,	Мо-	Фаза,	
	дуть	град	дуть	град	дуть	град	дуть	град	дуть	град	дуть	град	дуть	град	дуть	град	
Струм у фазах на початку лінії, А	А	14,745	-72	1115,794	-34	1020,712	-31	985,942	31	985,942	31	992,610	-30	966,590	-30	966,590	-30
	В	14,745	168	1113,752	146	1023,500	150	982,781	-149	982,781	-149	995,675	151	969,790	151	969,790	151
	С	14,745	48	4,554	83	14,745	48	4,554	-37	14,745	-72	14,745	48	14,745	48	14,745	48
Струми прямої (1) та зворотної (2) послідовностей, А	1	14,745	-72	645,650	-64	597,339	-61	575,509	-59	575,509	-59	581,166	-60	566,168	-59	566,168	-59
	2	0	0	641,579	-4	582,861	-1	561,108	121	561,108	121	566,744	1	551,775	1	551,775	1
Точки обриву	Нормальний режим роботи		1	2		3		4		5		6		7			

ДОДАТОК Б

Коефіцієнти для знаходження контурних струмів до моменту падіння провідника на землю в Mathcad

$$I_{11} := \frac{[-p \cdot (A'1) - p^3 \cdot (B'1) + p^2 \cdot (C'1) - p \cdot (D'1) + E'1]}{p^5 \cdot (F'1) + p^4 \cdot (G'1) + p^3 \cdot (H'1) + p^2 \cdot (I'1) + p \cdot (J'1) + K'1}$$

де

$$\begin{aligned} A'1 &:= c \cdot [i_{A0} - i_{C0}] \cdot L_{\pi}^2 + L_{\pi} \cdot (i_{HB0} - i_{HC0}) \cdot L_{\pi} \\ B'1 &:= L_{\pi} \cdot (u_{CA0} - u_{CB0}) - R_{\pi} \cdot [L_{\pi} \cdot (i_{A0} - i_{C0}) + L_{\pi} \cdot (i_{HB0} - i_{HC0})] + U_{\pi} \cdot L_{\pi} \cdot (a - l), \\ C'2 &:= c \cdot [i_{A0} - i_{C0}] \cdot L_{\pi}^2 + L_{\pi} \cdot (i_{HB0} - i_{HC0}) \cdot L_{\pi} \cdot \omega^2 - U_{\pi} \cdot c \cdot L_{\pi} \cdot (-i + a \cdot i) \cdot \omega + L_{\pi} \cdot (i_{B0} - i_{C0}) + L_{\pi} \cdot (i_{HB0} - i_{HC0}) - c \cdot [R_{\pi} \cdot (u_{CA0} - u_{CB0}) + U_{\pi} \cdot R_{\pi} \cdot (a - l)], \\ D'1 &:= U_{\pi} \cdot (a - a^2) + U_{\pi} \cdot c \cdot R_{\pi} \cdot (-i + a \cdot i) \cdot \omega - c \cdot [R_{\pi} \cdot [L_{\pi} \cdot (i_{A0} - i_{C0}) + L_{\pi} \cdot (i_{HB0} - i_{HC0})] - L_{\pi} \cdot (u_{CA0} - u_{CB0})] \cdot \omega^2, \\ E'1 &:= \omega^2 \cdot [L_{\pi} \cdot (i_{B0} - i_{C0}) + L_{\pi} \cdot (i_{HB0} - i_{HC0}) - c \cdot R_{\pi} \cdot (u_{CA0} - u_{CB0})] - U_{\pi} \cdot \omega \cdot (-a^2 \cdot i + a \cdot i), \quad F'1 := c \cdot (L_{\pi}^2 + 2 \cdot L_{\pi} \cdot L_{\pi}), \quad G'1 := c \cdot [R_{\pi} \cdot (2 \cdot L_{\pi} + 2 \cdot L_{\pi}) + 2 \cdot R_{\pi} \cdot L_{\pi}], \\ H'1 &:= c \cdot (L_{\pi}^2 + 2 \cdot L_{\pi} \cdot L_{\pi}) \cdot \omega^2 + 2 \cdot L_{\pi} + 2 \cdot L_{\pi} + c \cdot (R_{\pi}^2 + 2 \cdot R_{\pi} \cdot R_{\pi}), \quad I'1 := c \cdot [R_{\pi} \cdot (2 \cdot L_{\pi} + 2 \cdot L_{\pi}) + 2 \cdot R_{\pi} \cdot L_{\pi}] \cdot \omega^2 + 2 \cdot R_{\pi} + 2 \cdot R_{\pi}, \quad K'1 := \omega^2 \cdot (2 \cdot R_{\pi} + 2 \cdot R_{\pi}), \\ J'1 &:= \omega^2 \cdot [2 \cdot L_{\pi} + 2 \cdot L_{\pi} + c \cdot (R_{\pi}^2 + 2 \cdot R_{\pi} \cdot R_{\pi})], \\ I_{22} &:= \frac{p^3 \cdot A'2 + p^2 \cdot (B'2) + p \cdot (C'2) + D'2}{p^4 \cdot E'2 + p^3 \cdot F'2 + p^2 \cdot G'2 + p \cdot H'2 + I'2}, \end{aligned}$$

де

$$\begin{aligned} A'2 &:= c \cdot [L_{\pi} \cdot (i_{B0} - 2 \cdot i_{A0} + i_{C0})], \quad B'2 := c \cdot [2 \cdot u_{CA0} - 3 \cdot u_{CB0} + u_{CC0} + U_{\pi} \cdot (a^2 + a - 2)], \quad C'2 := c \cdot L_{\pi} \cdot (i_{B0} - 2 \cdot i_{A0} + i_{C0}) \cdot \omega^2 + U_{\pi} \cdot c \cdot (a \cdot i + a^2 \cdot i - 2 \cdot i) \cdot \omega \\ D'2 &:= \omega^2 \cdot c \cdot (2 \cdot u_{CA0} - 3 \cdot u_{CB0} + u_{CC0}), \quad E'2 := L_{\pi} \cdot c, \quad F'2 := R_{\pi} \cdot c, \quad G'2 := (c \cdot L_{\pi} \cdot \omega^2 + 1), \quad H'2 := \omega^2 \cdot c \cdot R_{\pi}, \quad I'2 := \omega^2. \end{aligned}$$

$$\text{I33} := \frac{\Lambda^3 \cdot p^6 + B^3 \cdot p^5 + C^3 \cdot p^4 + D^3 \cdot p^3 + E^3 \cdot p^2 + F^3 \cdot p + G^3}{\text{H}^3 \cdot p^7 + \text{I}^3 \cdot p^6 + \text{K}^3 \cdot p^5 + \text{L}^3 \cdot p^4 + \text{M}^3 \cdot p^3 + \text{N}^3 \cdot p^2 + \text{O}^3},$$

de

$$\begin{aligned} \Lambda^3 &:= \left[(-s) \cdot L_{\text{I}}^3 + (-k2) \cdot L_{\text{II}} \cdot L_{\text{I}}^2 + \Lambda^4 \cdot L_{\text{I}} \cdot c^2, B3 := [(-s) \cdot i \cdot \omega \cdot L_{\text{I}}^3 + [(-k2) \cdot L_{\text{II}}] \cdot R_{\text{I}} + \Lambda^2 + B1] \cdot L_{\text{I}} + \Lambda^4 \cdot R_{\text{I}} - C3 \right] \cdot c^2, \\ C^3 &:= \left[(\Lambda1 + B3) \cdot L_{\text{I}} + (\Lambda2 + B1) \cdot R_{\text{I}} + (-C3) \cdot \omega - C1 \right] \cdot c^2 + [(-k2) \cdot L_{\text{II}}] \cdot L_{\text{I}} + \Lambda^4 \cdot c, D^3 := \left[(\Lambda3 + B2) \cdot L_{\text{I}} + (\Lambda1 + B3) \cdot R_{\text{I}} + (-C1) \cdot \omega - C2 \right] \cdot c^2 + (\Lambda2 + B1) \cdot c, \\ E^3 &:= \left[(k1 \cdot \omega^2 \cdot R_{\text{I}} + k1 \cdot R_{\text{II}} \cdot \omega^2) \cdot L_{\text{I}} + s4 \cdot \omega \cdot R_{\text{I}}^2 + (\Lambda3 + B2) \cdot R_{\text{I}} + (-C2) \cdot \omega \right] \cdot c^2 + (\Lambda1 + B3) \cdot c, F^3 := \left[(k1 + s4) \cdot \omega^2 \cdot R_{\text{I}}^2 + k1 \cdot R_{\text{II}} \cdot \omega^2 \cdot R_{\text{I}} \right] \cdot c^2 + (\Lambda3 + B2) \cdot c, \\ G^3 &:= \left(k1 \cdot \omega^2 \cdot R_{\text{I}} + k1 \cdot R_{\text{II}} \cdot \omega^2 \right) \cdot c, H^3 := \left(L_{\text{I}}^3 + 2 \cdot L_{\text{II}} \cdot L_{\text{I}}^2 \right) \cdot c^2, I^3 := \left[(3 \cdot R_{\text{I}} + 2 \cdot R_{\text{II}}) \cdot L_{\text{I}}^2 + 4 \cdot R_{\text{I}} \cdot L_{\text{II}} \cdot L_{\text{I}} \right] \cdot c^2, \\ J^3 &:= \left[\left(L_{\text{I}}^3 + 2 \cdot L_{\text{II}} \cdot L_{\text{I}}^2 \right) \cdot \omega^2 + \left[R_{\text{I}}^2 + R_{\text{I}} \cdot (2 \cdot R_{\text{I}} + 2 \cdot R_{\text{II}}) + 2 \cdot R_{\text{I}} \cdot R_{\text{II}} \right] \cdot L_{\text{I}} + 2 \cdot R_{\text{I}}^2 \cdot L_{\text{II}} \right] \cdot c^2 + \left(3 \cdot L_{\text{I}}^2 + 4 \cdot L_{\text{II}} \cdot L_{\text{I}} \right) \cdot c, \\ K^3 &:= \left[\left(3 \cdot R_{\text{I}} + 2 \cdot R_{\text{II}} \right) \cdot L_{\text{I}}^2 + 4 \cdot R_{\text{I}} \cdot L_{\text{II}} \cdot L_{\text{I}} \right] \cdot \omega^2 + R_{\text{I}} \cdot \left(R_{\text{I}}^2 + 2 \cdot R_{\text{II}} \cdot R_{\text{I}} \right) \cdot c^2 + \left[(6 \cdot R_{\text{I}} + 4 \cdot R_{\text{II}}) \cdot L_{\text{I}} + 4 \cdot R_{\text{I}} \cdot L_{\text{II}} \right] \cdot c, \\ L^3 &:= \left[R_{\text{I}}^2 + R_{\text{I}} \cdot (2 \cdot R_{\text{I}} + 2 \cdot R_{\text{II}}) + 2 \cdot R_{\text{I}} \cdot R_{\text{II}} \right] \cdot L_{\text{I}} + 2 \cdot R_{\text{I}}^2 \cdot L_{\text{II}} \right] \cdot \omega^2 \cdot c^2 + \left[\left(3 \cdot L_{\text{I}}^2 + 4 \cdot L_{\text{II}} \cdot L_{\text{I}} \right) \right] \cdot \omega^2 + R_{\text{I}} \cdot (2 \cdot R_{\text{I}} + 2 \cdot R_{\text{II}}) + 2 \cdot R_{\text{I}} \cdot R_{\text{II}} \right] \cdot c + 2 \cdot L_{\text{I}} + 2 \cdot L_{\text{II}}, \\ M^3 &:= \left[R_{\text{I}} \cdot \left(R_{\text{I}}^2 + 2 \cdot R_{\text{II}} \cdot R_{\text{I}} \right) \cdot \omega^2 \cdot c^2 + \left[(6 \cdot R_{\text{I}} + 4 \cdot R_{\text{II}}) \cdot L_{\text{I}} + 4 \cdot R_{\text{I}} \cdot L_{\text{II}} \right] \cdot \omega^2 \cdot c + 2 \cdot R_{\text{I}} + 2 \cdot R_{\text{II}} \right] \cdot N^3 := \left[R_{\text{I}}^2 + R_{\text{I}} \cdot (2 \cdot R_{\text{I}} + 2 \cdot R_{\text{II}}) + 2 \cdot R_{\text{I}} \cdot R_{\text{II}} \right] \cdot \omega^2 \cdot c + \left(2 \cdot L_{\text{I}} + 2 \cdot L_{\text{II}} \right) \cdot \omega^2, \\ O^3 &:= \left(2 \cdot R_{\text{I}} + 2 \cdot R_{\text{II}} \right) \cdot \omega^2, \Lambda1 := \left(s1 \cdot L_{\text{I}}^2 + L_{\text{II}} \cdot z1 \cdot L_{\text{I}} \right) \cdot \omega^2 + U_{\text{m}} \cdot L_{\text{I}} \cdot z2 \cdot \omega + k1 \cdot R_{\text{I}} + s3 \cdot R_{\text{I}}, \Lambda2 := L_{\text{I}} \cdot \left(k1 + s1 \cdot R_{\text{I}} \right) + s3 \cdot L_{\text{I}} + R_{\text{I}} \cdot L_{\text{II}} \cdot z1, \\ \Lambda3 &:= \left[L_{\text{I}} \cdot \left(k1 + s1 \cdot R_{\text{I}} \right) + R_{\text{I}} \cdot L_{\text{II}} \cdot z1 \right] \cdot \omega^2 + U_{\text{m}} \cdot R_{\text{I}} \cdot z2 \cdot \omega, \Lambda4 := s1 \cdot L_{\text{I}} + L_{\text{II}} \cdot z1 \cdot L_{\text{I}}, B1 := k1 \cdot L_{\text{II}} + U_{\text{m}} \cdot k4 \cdot L_{\text{II}} - k2 \cdot R_{\text{II}} \cdot L_{\text{I}}, B2 := \left(k1 \cdot L_{\text{II}} - k2 \cdot R_{\text{II}} \cdot L_{\text{I}} \right) \cdot \omega^2 + U_{\text{m}} \cdot k3 \cdot R_{\text{II}} \cdot \omega \\ B3 &:= U_{\text{m}} \cdot k3 \cdot L_{\text{II}} \cdot \omega - k2 \cdot L_{\text{I}} \cdot L_{\text{II}} \cdot \omega^2 + k1 \cdot R_{\text{II}} + U_{\text{m}} \cdot k4 \cdot R_{\text{II}}, C1 := L_{\text{I}} \cdot \left(s1 \cdot R_{\text{I}}^2 + 2 \cdot s3 \cdot R_{\text{I}} + 2 \cdot s5 \cdot R_{\text{I}} \right) - \omega \cdot L_{\text{I}} \cdot \left(s4 + 2 \cdot s2 \cdot R_{\text{I}} \right), \\ C2 &:= s3 \cdot R_{\text{I}}^2 + s5 \cdot R_{\text{I}}^2 - \omega \cdot L_{\text{I}} \cdot \left(s2 \cdot R_{\text{I}}^2 + 2 \cdot s4 \cdot R_{\text{I}} \right), C3 := L_{\text{I}} \cdot \left(s3 + s5 + 2 \cdot s1 \cdot R_{\text{I}} \right) - \omega \cdot s2 \cdot L_{\text{I}}^3, s1 := i_{\text{B}0} - 2 \cdot i_{\Lambda0} + i_{\text{CC}}, s2 := -2 \cdot i_{\Lambda0} \cdot i + i_{\text{B}0} \cdot i + i_{\text{C}0} \cdot i, \\ s3 &:= \left(a^2 + a - 2 \right) \cdot U_{\text{m}}, s4 := -3 \cdot u_{\text{CB}0} \cdot i + u_{\text{CC}0} \cdot i + 2 \cdot u_{\text{C}\Lambda0} \cdot i, s5 := 2 \cdot u_{\text{C}\Lambda0} - 3 \cdot u_{\text{C}B0} + u_{\text{CC}0}, k1 := 2 \cdot u_{\text{C}\Lambda0} - 4 \cdot u_{\text{C}B0} + 2 \cdot u_{\text{CC}0}, k2 := 2 \cdot i_{\Lambda0} - 2 \cdot i_{\text{CC}}, \\ k3 &:= 2 \cdot a \cdot i - 2, \\ k4 &:= 2 \cdot a - 2, z1 := i_{\text{H}B0} - i_{\text{H}C}, z2 := a \cdot i + a^2 \cdot i - 2. \end{aligned}$$

Додаток В
РОЗРАХУНКОВІ ЗНАЧЕННЯ СТРУМІВ У ФАЗАХ
ТА В МІСЦІ ЗАМИКАННЯ ПРИ ОБРИВІ ПРОВОДУ

Таблиця В.1 – Розрахункові значення струмів у фазах та в місці замикання при бриві проводу на початку прольоту

Грунт	Перехідний опір в місці падіння проводу на землю, Ом		Обрив проводу на початку прольоту. Довжина обірваного проводу, що лежить на землі, 40 м			
			Струми в фазах і в місці замикання, А			
			I_A	I_B	I_C	I_3
Чорнозем	4,639		0,181-0,223i	-94,892-36,095i	95,073+35,872i	0,181-0,223i
Торф	27,32		0,181-0,223i	-94,892-36,095i	95,073+35,872i	0,181-0,223i
Глина	36,083		0,181-0,223i	-94,892-36,095i	95,073+35,872i	0,181-0,223i
Суглинок	77,321		0,182-0,223i	-94,891-36,095i	95,073+35,872i	0,182-0,223i
Супісок	206,19		0,182-0,222i	-94,891-36,094i	95,073+35,872i	0,182-0,222i
Пісок	360,83		0,183-0,222i	-94,89-36,093i	95,072+35,872i	0,183-0,222i

Таблиця В.2 – Розрахункові значення струмів у фазах та в місці замикання при обриві проводу в середині прольоту

Грунт	Перехідний опір в місці падіння проводу на землю, Ом		Обрив проводу в середині прольоту. Довжина обірваного проводу, що лежить на землі на початку прольоту 1 м, в кінці прольоту 33 м			
			Струми в фазах і в місці замикання, А			
			I_A	I_B	I_C	I_{31}
Чорнозем	132,705	5,54	-92,448+20,827i	-53,564+11,061i	146,012-31,888i	92,138-20,887i
Торф	781,486	32,623	-17,805+12,921i	-90,325+15,049i	108,13-27,97i	17,711-12,927i
Глина	1032,152	43,088	-13,394+10,27i	-92,53+16,375i	105,924-26,645i	13,304-10,277i
Суглинок	2211,754	92,331	-6,177+5,169i	-96,138+18,924i	102,315-24,094i	6,092-5,179i
Супісок	5898,01	246,215	-2,336+2,011i	-98,058+20,503i	100,394-22,514i	2,256-2,022i
Пісок	10321,517	430,876	-1,363+1,155i	-98,544+20,931i	99,908-22,086i	0,283-1,166i

Таблиця В.3 – Розрахункові значення струмів у фазах та в місці замикання при обриві проводу в кінці прольоту

Грунт	Перехідний опір в місці падіння проводу на землю, Ом	Обрив проводу у кінці прольоту. Довжина обірваного проводу, що лежить на землі, 40 м			
		Струми в фазах і в місці замикання, А			
		I_A	I_B	I_C	I_{32}
Чорнозем	4,639	0,568+0,091i	16,372+100,109i	-16,94-100,2i	-0,568-0,091i
Торф	27,32	0,568+0,092i	16,379+100,123i	16,947-100,215i	-0,568-0,092i
Глина	36,083	0,568+0,092i	16,382+100,128i	-16,95-100,221i	-0,568-0,092i
Суглинок	77,321	0,568+0,093i	16,394+100,154i	-16,963-100,247i	-0,568-0,093i
Супісок	206,19	0,568+0,097i	16,433+100,234i	-17,001-100,331i	-0,568-0,097i
Пісок	360,83	0,568+0,101i	16,485+100,325i	-17,053-100,426i	-0,568-0,101i

Наукове видання

**Лежнюк Петро Дем'янович
Кутіна Марина Василівна**

**МЕТОДИ І ЗАСОБИ ЗАХИСТУ ВІД ОБРИВУ ПРОВОДУ
ТА ПОШУК МІСЦЯ ПОШКОДЖЕННЯ
В РОЗПОДІЛЬНІЙ МЕРЕЖІ
ЗІ СКЛАДНОЮ ТОПОЛОГІЄЮ НАПРУГОЮ 6–35 кВ**

Монографія

Редактор С. Малішевська

Оригінал-макет підготовлено М. Кутіною

Підписано до друку 20.03.2014 р.
Формат 29,7×42¼. Папір офсетний.
Гарнітура Times New Roman.
Друк різнографічний. Ум. др. арк. 8,78
Наклад 300 (1-й запуск 1–75) прим. Зам № В2014-09

Вінницький національний технічний університет,
КІВЦ ВНТУ,
21021, м. Вінниця, Хмельницьке шосе, 95,
ВНТУ, ГНК, к. 114.
Тел. (0432) 59-85-32.

Свідоцтво суб'єкта видавничої справи
серія ДК № 3516 від 01.07.2009 р.

Віддруковано ФОП Барановська Т. П.
21021, м. Вінниця, вул. Порики, 7.
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи
серія ДК № 4377 від 31.07.2012 р.