

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»**

**Факультет електроенерготехніки та автоматики
Кафедра автоматизації енергосистем**

«На правах рукопису»
УДК 621.316

До захисту допущено:
Завідувач кафедри
Анатолій МАРЧЕНКО
«09» січня 2024 р.

**Магістерська дисертація
на здобуття ступеня магістра за освітньо-професійною програмою
«Управління, захист та автоматизація енергосистем»
зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»
на тему: «Підвищення ефективності систем РЗА в мережах з розподіленими
енергетичними ресурсами за допомогою адаптивних підходів»**

Виконав:

студент VI курсу, групи ЕК-з21мп
Законов Андрій Юрійович

Науковий керівник:

доцент, к.т.н.
Нестерко Артем Борисович

Консультант з охорони праці:

д.т.н., професор
Третякова Лариса Дмитрівна

Консультант з стартап-проєкту:

доцент, к.т.н.
Красношапка Володимир Володимирович

Рецензент:

Засвідчую, що у цій магістерській дисертації немає
запозичень з праць інших авторів без відповідних посилань.
Студент _____

Київ – 2024 року

Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
Факультет електроенерготехніки та автоматики
Кафедра автоматизації енергосистем

Рівень вищої освіти – другий (магістерський)

Спеціальність – 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма «Управління, захист та автоматизація енергосистем»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

Анатолій МАРЧЕНКО

«09» січня 2024р.

ЗАВДАННЯ

на магістерську дисертацію студенту

Прізвище, ім'я, по батькові

1. Тема дисертації «Підвищення ефективності систем РЗА в мережах з розподіленими енергетичними ресурсами за допомогою адаптивних підходів», науковий керівник дисертації Нестерко Артем Борисович доцент, к.т.н. затверджені наказом по університету від «03» листопада 2023 р. № 5136-с
2. Термін подання студентом дисертації 20 грудня 2023 року
3. Об'єкт дослідження – релейний захист в мережах з розподіленими енергетичними ресурсами
4. Вихідні дані – головна схема електричних з'єднань ПС 110/10 кВ «Вокзальна», фрагмент схеми Київського енерговузла, логічні блоки у середовищі MATLAB/Simulink та їх опис. Довідкові матеріали. Література та посилання.
5. Перелік завдань, які потрібно розробити – проаналізувати та структурувати проблеми впровадження розподілених енергетичних ресурсів в мережу оператора системи розподілу; дослідити особливості імплементації елементів адаптивності в системи захисту мережі з розподіленою генерацією.
6. Орієнтовний перелік графічного (ілюстративного) матеріалу – схема головних електричних з'єднань підстанції 110/10 кВ «Вокзальна», фрагмент загальної схеми мережі оператора системи розподілу, схема моделі мережі, захисту, алгоритму адаптивного захисту.

7. Орієнтовний перелік публікацій 1 стаття

8. Консультанти розділів дисертації*

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Стартап-проект	доцент, к.т.н. Красношапка В. В.		
Охорона праці	професор, д.т.н. Третькова Л. Д.		

9. Дата видачі завдання _____

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Термін виконання етапів магістерської дисертації	Примітка
1	Аналіз установок розподіленої генерації	10.09.2023	
2	Визначення основних проблем пов'язаних з впровадженням РЕР.	20.09.2023	
3	Розробка моделі електричної мережі	3.10.2023	
4	Розробка моделі захисту електричної мережі	24.10.2023	
5	Моделювання аварійних режимів мережі	4.11.2023	
6	Розробка алгоритму адаптивності захисту	15.11.2023	
7	Проведення дослідів з впровадженою адаптивністю захисту в електричній мережі	26.11.2023	
8	Оформлення графічних матеріалів	15.12.2023	

Студент _____

Андрій ЗАКОНОВ

Науковий керівник _____

Артем НЕСТЕРКО

Реферат

Магістерська дисертація виконана на 108 аркушах та містить 39 таблиць, 54 рисунки, 7 листів графічної частини та містить 34 посилання. Робота включає 2 основні розділи, розділ з розробки стартап-проєкту та розділ з охорони праці.

Актуальність теми спричинена тим, що постійна потреба у модернізації систем електропостачання та зростання рівня споживання, у поєднанні з активним розвитком зелених технологій генерації електричної енергії та необхідністю переходу до європейських стандартів, призводять до необхідності вивчення питань не лише імплементації розподіленої генерації у вітчизняну систему, але і особливостей забезпечення її стабільної роботи. Особливо гостро питання додаткової генерації, а разом із тим – і захисту таких мереж, постає в умовах активних бойових дій.

Метою дослідження є аналіз застосування адаптивних методів для підвищення ефективності систем РЗА в мережах з розподіленими енергетичними ресурсами.

Об'єктом дослідження виступають мережі з розподіленими енергетичними ресурсами.

Предметом дослідження виступають адаптивний направлений струмовий захист в мережах з розподіленими енергетичними ресурсами.

До основних **методів дослідження** можна віднести моделювання електричної мережі і захистів; аналіз тематичної літератури та технічної документації.

Ключові слова: АВТОМАТИКА, РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ, КОРОТКЕ ЗАМИКАННЯ, МІКРОПРОЦЕСОРНИЙ ПРИСТРІЙ, МОДЕЛЮВАННЯ, НАПРАВЛЕНИЙ МАКСИМАЛЬНИЙ СТРУМОВИЙ ЗАХИСТ, РОЗПОДІЛЕНА ГЕНЕРАЦІЯ, SMART GRID.

Abstract

The Master's dissertation is presented on 108 pages, contains 39 tables, 54 figures, 7 sheets of the graphic part, and includes 34 references. The project contains 2 main sections, a startup project section and a section on labor protection.

The relevance of the topic stems from the constant demand for modernization of the power supply system. The increase in consumption, in combination with the active development of green technologies for electricity generation and the transition to the EU standards, lead to the need to study the issues of not only the implementation of distributed generation in the Ukrainian energy system but also mechanisms of ensuring its stable operation. The issue of additional generation and the protection of such networks is particularly acute during wartime.

The research aims to analyze the application of adaptive methods in increasing the efficiency of protection systems in networks with distributed energy resources.

The object of research - networks with distributed energy resources.

The subject of research - adaptive directional overcurrent protection in networks with distributed energy resources.

The main **research methods** include modeling the electrical network and protections, analysis of thematic literature and technical documentation.

Keywords: AUTOMATION, RELAY PROTECTION, SHORT CIRCUIT, MICROPROCESSOR DEVICE, SIMULATION, DIRECTIONAL OVERCURRENT PROTECTION, DISTRIBUTED GENERATION, SMART GRID.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ.....	8
ВСТУП.....	9
1. ПРОБЛЕМИ ВПРОВАДЖЕННЯ РОЗПОДІЛЕНИХ ЕНЕРГЕТИЧНИХ РЕСУРСІВ В МЕРЕЖУ ОПЕРАТОРА СИСТЕМИ РОЗПОДІЛУ.	10
1.1 Розподілені енергетичні ресурси в сучасних енергетичних системах.	10
1.2 Вплив розподілених енергетичних ресурсів на функціонування мережі розподілу електричної енергії.....	18
1.3 Принципи захисту системи розподілу традиційної мережі.	22
1.4 Вплив розподіленої генерації на існуючі системи захисту.	33
Висновок	40
2. ІМПЛЕМЕНТАЦІЯ ЕЛЕМЕНТІВ АДАПТИВНОСТІ В СИСТЕМІ ЗАХИСТУ МЕРЕЖІ З РОЗПОДІЛЕНОЮ ГЕНЕРАЦІЄЮ	41
2.1 Розробка моделі системи розподілу електричної енергії.	41
2.2 Розробка моделей захисту електричної мережі.	46
2.3 Моделювання аварійних і нормальних режимів роботи мережі.	51
2.4 Огляд результатів моделювання роботи захистів в мережі з розподіленою генерацією.....	55
2.5 Впровадження адаптивності захисту в мережу.	65
2.6 Аналіз результатів моделювання роботи адаптивного захисту в мережі з розподіленою генерацією.....	68
Висновок	75
3. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ПІД ЧАС МОНТАЖУ ТА ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЗАСОБІВ НАПРАВЛЕНОГО МАКСИМАЛЬНОГО СТРУМОВОГО ЗАХИСТУ	77
3.1 Технічні характеристики і вибір місць розміщення нового енергетичного устаткування	77
3.2 Дослідження та аналіз умов праці на робочих місцях електротехнічних працівників	78
3.3 Визначення та оцінка показників умов праці на робочих місцях.....	79
3.4 Визначення небезпечних і шкідливих виробничих чинників	79

3.5 Вибір і розрахунок технічних засобів і заходів безпеки до електроустановок	80
3.5 Вибір засобів індивідуального захисту та електрозахисних засобів.....	81
3.6 Вибір заходів і засобів безпеки у надзвичайних ситуацій.....	83
3.7 Розрахунок захисного заземлення шафи РЗА.....	84
Висновок	86
4. РОЗРОБКА СТАРТАП-ПРОЄКТУ	88
4.1 Застосування адаптивних методів для захисту мережі системи розподілу електричної енергії.....	88
4.2 Технологічний аудит ідеї проєкту.....	92
4.3 Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проєкту.....	93
4.4 Аналіз конкурентоспроможності стартап-проєкту	96
4.5 SWOT-аналіз стартап-проєкту.....	96
4.6 Розрахунки по окупності стартап-проєкту	97
Висновок	100
ВИСНОВКИ	101
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ.....	104

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

АПВ – автоматичне повторне включення

ВДЕ – відновлювальні джерела енергії

КЗ – коротке замикання

КЗР – короткозамкнений роток

ККД – коефіцієнт корисної дії

КЛ – кабельна лінія

ЛЕП – лінія електропередачі

МПЖ – машини подвійного живлення

ОСР – оператор системи розподілу

ПЗ – програмне забезпечення

ПС - підстанція

ПУЕ – правила улаштування електроустановок

РГ – розподілена генерація

РЕР – розподілені енергетичні ресурси

РЗА – релейний захист та автоматика

РП – розподільний пункт

ТЕЦ – теплоенергоцентраль

ТП – трансформаторний пункт

ФЕ – фотоелектричний елемент

TDS – time dial setting

ВСТУП

Залежність суспільства від електричної енергії сьогодні постійно зростає. Серйозні збої в енергосистемі та відключення мають значний економічний і соціальний вплив, і питання безпеки енергопостачання постає все більш гостро, особливо у контексті воєнного часу та постійних атак на енергетичну інфраструктуру. Крім цього, процеси адаптації української енергосистеми до європейських стандартів вимагають більшого впровадження зеленої енергетики. Так, необхідність нарощування генеруючих потужностей, у поєднанні з рядом політико-економічних викликів, таких як воєнні дії та інші безпекові фактори, нестача фінансових ресурсів для побудови чи реконструкції великих генеруючих станцій, енергоресурсна залежність від інших країн, призводять до потреби у використанні додаткових РЕР. Поява РЕР у традиційних мережах розподілу електричної енергії ставить ряд нових завдань, які повинні вирішуватись центрами диспетчеризації і службами релейного захисту та автоматики. До потенційних проблемних аспектів впровадження РЕР, серед іншого, можна віднести збільшення струмів короткого замикання (далі - КЗ), зміну направленості струмів КЗ, неселективне спрацювання захистів тощо. Тому, впровадження РЕР вимагає розробки нових методів до функцій захисту та автоматизації систем розподілу електроенергії на основі міжнародних стандартів.

В магістерській дисертації виконано аналіз застосування адаптивних методів для підвищення ефективності систем РЗА в мережах з розподіленими енергетичними ресурсами.

Завданнями дослідження є визначити, проаналізувати та структурувати проблеми впровадження розподілених енергетичних ресурсів в мережу оператора системи розподілу; дослідити особливості імплементації елементів адаптивності в системи захисту мережі з розподіленою генерацією.

1. ПРОБЛЕМИ ВПРОВАДЖЕННЯ РОЗПОДІЛЕНИХ ЕНЕРГЕТИЧНИХ РЕСУРСІВ В МЕРЕЖУ ОПЕРАТОРА СИСТЕМИ РОЗПОДІЛУ.

1.1 Розподілені енергетичні ресурси в сучасних енергетичних системах.

Наразі серед сучасних науковців не існує консенсусу щодо чітко визначеного тлумачення такого поняття, як розподілені енергетичні ресурси.

Наприклад, IEEE 1547-2003 визначає DER як об'єкти виробництва електроенергії, підключені до місцевої системи електроенергії через точку спільного з'єднання [1], тоді як А. Швеєр розглядає DER як виробництво електроенергії, яке не планується централізовано, не розподіляється централізовано та підключене до розподільної мережі [2].

У той самий час, Білою книгою «Розподілені енергетичні ресурси та технології», DER визначаються як електроустановки, приєднані до системи розподілу, що мають технічну можливість здійснювати виробництво та/або накопичення електричної енергії з метою її відпуску в мережу та/або надавати послуги з управління попитом [3]. Подальше дослідження спирається на наведене визначення DER.

Загалом, впровадження DER стимулює оператора системи розподілу прийняти ряд рішень для децентралізації генеруючих потужностей в розподільчій мережі, що, у свою чергу, буде сприяти стимуляції виробництва електроенергії в тому числі і з відновлюваних джерел. При успішному застосуванні DER, якісно-технічні та економічні показники будуть вищими, ніж при традиційній системі електроживлення споживачів. Це спричинено тим, що використання DER зменшує відстані при транспортуванні електричної енергії; збільшує стійкість системи та значно знижує кількість шкідливих викидів в атмосферу (оскільки для генерації електроенергії використовується відновлювальні джерела енергії) [4].

Вкрай важливо також розглянути типологію РЕР. Т. Аккерман поділяє РЕР відповідно до рейтингу генерації. В межах цього підходу можна визначити наступні види РЕР:

- Мікро: $20 \text{ Вт} < 5 \text{ кВт}$
- Малі: $5 \text{ кВт} < 5 \text{ МВт}$
- Середні: $5 \text{ МВт} < 50 \text{ МВт}$
- Великі: $50 \text{ МВт} < 300 \text{ МВт}$ (підключені до електромережі) [5].

РЕР можна додатково класифікувати за принципами роботи та інтерфейсом з'єднання між розподільною мережею та блоком РЕР. Така класифікація важлива для визначення внеску короткого замикання блоку РЕР під час порушень нормальних режимів в розподільчій мережі. Як показано на рис. 1.1, виділяють РЕР з прямим і інверторним зв'язком. Зв'язані з інвертором РЕР можуть бути додатково розділені: РЕР-блоки на основі статичного перетворення енергії та РЕР-блоки на основі обертового перетворення енергії. Фотоелектричні системи (ФЕ) та паливні елементи є прикладами РЕР із статичним процесом перетворення енергії, у той час як вітряні турбіни і малі за потужністю ТЕЦ з прямим приводом є прикладом РЕР з обертовим процесом перетворення енергії.

Прямо з'єднаний РЕР надалі поділяється на РЕР, що включають індукційний генератор, і РЕР, що включають синхронний генератор. Прикладами РЕР, що включають індукційний генератор, є вітрові турбіни з індукційним генератором із МПЖ або вітрові турбіни з індукційним генератором з КЗР. ТЕЦ обладнано синхронним генератором [1].

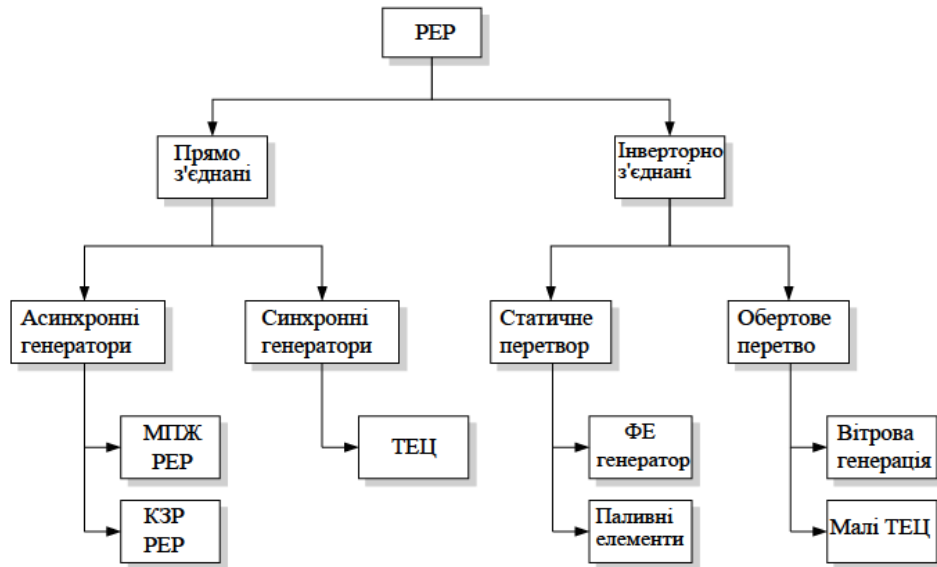


Рис. 1.1 – Типологія РЕР

Наведена класифікація може бути використана для грубого розрізнення між РЕР з внеском у струм замикання та РЕР, які майже не впливають на струм замикання. Дж. Моррен зазначає, що РЕР, під'єднаний до інвертора, майже не сприяє струму пошкодження [6]. Таким чином, фотоелектричні системи, паливні елементи, вітрові турбіни з прямим приводом не повинні враховуватися при розрахунках струму пошкодження та оцінці захисної системи. Прямо з'єднаний РЕР робить внесок у струм замикання, і ним не можна нехтувати при розрахунках струму замикання та дослідженнях захисних систем.

Фотоелектричні системи. Фотоелектричну систему можна визначити як ту, що перетворює сонячне світло на електричну енергію.

У цій системі, напівпровідникові матеріали використовуються в конструкції сонячних панелей, які перетворюють автономну енергію фотонів в електрику, коли вони піддаються впливу сонячного світла. Панелі поміщені в масив, який є нерухомим або рухомим, щоб продовжувати рух за сонцем і генерувати максимальну потужність [7].

Ці системи безпечні для навколишнього середовища без будь-яких викидів, прості у використанні, мають простий дизайн і не потребують іншого палива, крім сонячного світла. З іншого боку, для їх функціонування необхідний великий простір та значний стартовий капітал.

На рис. 1.2 показана фотоелектрична панель.

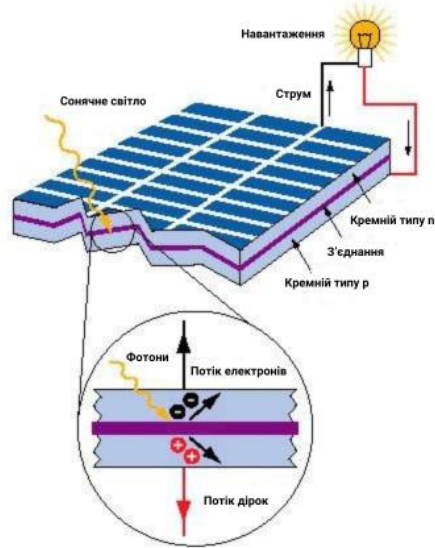


Рис. 1.2 – Фотоелектрична система [7]

Фотоелектричні системи генерують постійну напругу, а потім перетворюють її на змінну за допомогою інверторів. Зазвичай, використовуються дві загальні конструкції: із накопичувачем акумулятора та без нього.

Вітрові турбіни. Вітрові турбіни перетворюють енергію вітру в електрику. Вітер є дуже мінливим джерелом, яке неможливо повністю передбачити.

Загальна схема вітрової турбіни наведена на рис. 1.3, де представлені її основні вузли [7].

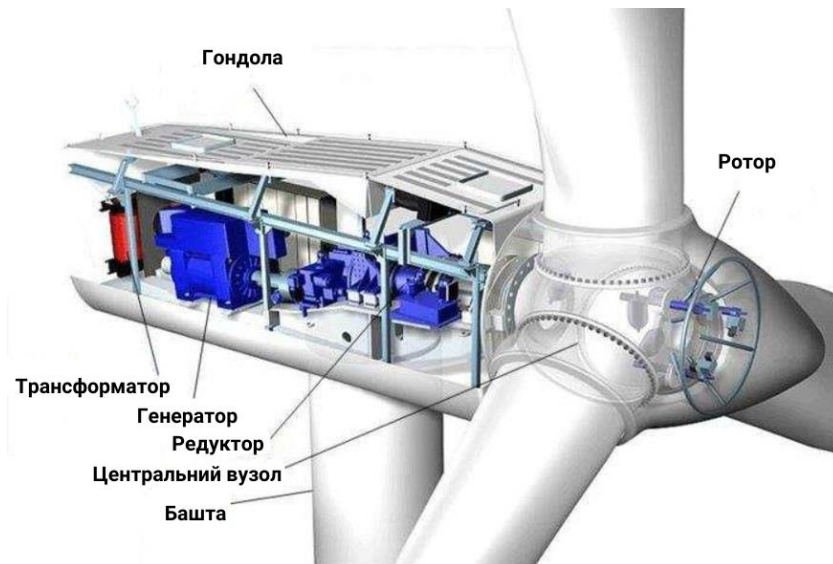


Рис. 1.3 – Принципова схема вітрової турбіни [7]

Принцип роботи вітрогенератора характеризується двома ступенями перетворення.

Спочатку, ротор здобуває кінетичну енергію вітру, перетворюючи її на механічний обертовий момент у роторі. Надалі, система генерації перетворює цей обертовий момент в електричну потужність.

У найпоширеніших варіантах, генераторна система дає вихідну напругу змінного струму, яка залежить від швидкості вітру. Оскільки швидкість вітру змінна, вироблену напругу потрібно передавати на постійний струм і знову на змінний струм за допомогою інверторів. Однак, вітряні турбіни з фіксованою швидкістю підключаються до мережі безпосередньо [7].

Паливні елементи. Робота паливних елементів подібна до батареї, яка постійно заряджається паливним газом з високим вмістом водню; це заряд паливного елемента разом з повітрям, який постачає необхідний кисень для хімічної реакції [7].

Паливний елемент використовує реакцію водню та кисню за допомогою іонопровідного електроліту для отримання індукованої напруги постійного струму. Напруга постійного струму перетворюється на напругу змінного струму за допомогою інверторів, а потім подається в мережу.

На рис. 1.4 представлені характеристики роботи паливного елемента.



Рис. 1.4 – Принципова схема паливного елемента [7]

Паливний елемент також виробляє тепло і воду разом з електрикою, але він має високі експлуатаційні витрати, що є його головним недоліком. Головна перевага паливного елемента полягає в тому, що в ньому відсутні рухомі частини, що підвищує надійність цієї технології, і не створює шуму. Крім того, вони можуть працювати з широким спектром викопного палива з вищою ефективністю, ніж будь-який інший пристрій генерації. З іншого боку, необхідно оцінювати вплив викидів шкідливих речовин і старіння характеристик електроліту, а також його вплив на ефективність і термін служби елемента [7].

Мікротурбіни – це механізм, який використовує потік газу для перетворення теплової енергії в механічну. Горюча речовина (зазвичай газ) змішується в камері згоряння з повітрям, яке нагнітається компресором. Цей продукт змушує турбіну обертатися, що водночас подає імпульси генератору та компресору. У найбільш часто використовуваній конструкції, компресор і турбіна встановлені над тим самим валом, що й електричний генератор. Це показано на рис. 1.5.

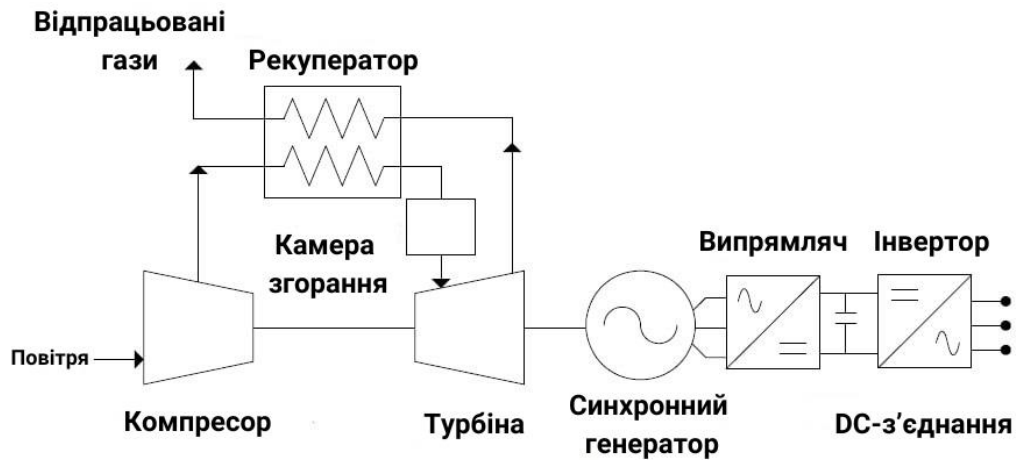


Рис. 1.5 – Схема мікротурбіни

Вихідна напруга від мікротурбін не може бути підключена безпосередньо до електромережі чи комунального підприємства, її необхідно перевести на постійний струм, а потім знову перетворити на змінний, щоб мати номінальну напругу та частоту комунального підприємства.

Основною перевагою мікротурбін є чиста робота з низькими викидами та високим ККД. З іншого боку, його недоліками є висока вартість обслуговування та відсутність значного досвіду в цій галузі. Дуже мало мікротурбін експлуатувалося протягом достатнього періоду часу, щоб створити надійну емпіричну базу даних. Крім того, ще не розроблено методи контролю та диспетчеризації великої кількості мікротурбін та продажу залишкової енергії [7].

Індукційні та синхронні генератори – це електричні машини, які перетворюють механічну енергію в електричну, а потім направляють її в мережу. Індукційні генератори виробляють електричну енергію, коли їхній вал обертається швидше, ніж синхронна частота яку приводить певний привідний механізм (турбіна, двигун). Напрямок потоку в роторі, а також напрямки активних струмів змінюється, що дозволяє машині забезпечувати живлення навантаження або мережі, до якої вона підключена. Коефіцієнт потужності індукційного генератора залежить від навантаження, і за допомогою електронного контролера його швидкість може змінюватися залежно від

швидкості вітру. Вартість і продуктивність такої системи, як правило, більш привабливі, ніж альтернативні системи з використанням синхронного генератора [7].

Індукційному генератору потрібна реактивна потужність для створення магнітного поля, беручи його з мережі. Тому робота асинхронної машини зазвичай неможлива без відповідної трифазної мережі. У цьому випадку необхідне використання реактивних джерел, таких як, наприклад, батареї конденсаторів, щоб зробити реактивну потужність для генератора та навантаження доступними у відповідних місцях. Таким чином, індукційні генератори не можуть легко використовуватися як резервна генеруюча установка, наприклад, під час автономної роботи [7].

Синхронний генератор працює з конкретною синхронною швидкістю і, отже, є генератором постійної швидкості. На відміну від асинхронного генератора, робота якого включає відставання коефіцієнта потужності, синхронний генератор має змінну характеристику коефіцієнта потужності і тому підходить для додатків корекції коефіцієнта потужності. Генератор, підключений до дуже великої електричної системи, матиме незначний вплив чи зовсім не впливатиме на частоту та напругу, а швидкість його ротора та напруга на клеммах регулюватимуться мережею.

Зазвичай, зміна збудження поля призводить до зміни робочого коефіцієнта потужності, тоді як зміна механічної вхідної потужності змінить відповідну вихідну електричну потужність. Таким чином, коли синхронний генератор працює на велику мережу, надмірне збудження призведе до того, що генератор забезпечуватиме живлення із відстаючим коефіцієнтом потужності, а під час недостатнього збудження генератор буде забезпечувати потужність із випереджуючим коефіцієнтом потужності [3]. Таким чином, синхронний генератор є джерелом або поглиначем реактивної потужності.

В даний час синхронні генератори також використовуються в системах розподільчих генераторів, на теплових, гідро- чи вітрових електростанціях. Зазвичай вони не беруть участі в регулюванні частоти системи, оскільки вони працюють як постійні джерела живлення, коли вони підключені до низької напруги. Ці генератори можуть мати різну потужність, починаючи від діапазону кВт до кількох МВт [7].

1.2 Вплив розподілених енергетичних ресурсів на функціонування мережі розподілу електричної енергії.

Дослідження розподільчої мережі на даному етапі рухаються в напрямку провадження розумної мережі. Наразі існує необхідність нарощування генеруючих потужностей, у поєднанні з рядом політико-економічних викликів, таких як воєнні дії та інші безпекові фактори, нестача фінансових ресурсів для побудови чи реконструкції великих генеруючих станцій, енергоресурсна залежність від інших країн, призводять до потреби інтеграції РЕР в існуючу розподільчу мережу, яка все експлуатується в пасивному режимі. Підключення РЕР до розподільчих фідерів, у свою чергу, впливає на роботу розподільчої мережі. Важливо зупинитися на питанні впливу РЕР на функціонування мережі розподілу електричної енергії, і зокрема на потенційні проблеми та виклики, які можуть виникнути у цьому процесі. Зокрема, Е. Дж. Костер наводить наступний перелік проблемних питань [8]:

- Вплив на контроль напруги
- Вплив на втрати в мережі
- Вплив на якість електроенергії
- Вплив на рівень коротких замикань
- Вплив на захист

Підтримка належного рівня напруги є важливим аспектом для правильної роботи діючих електроустановок та їх окремих компонентів, підключених до системи електроенергії. Транспортування електроенергії через лінію

електропередачі супроводжується падінням напруги вздовж лінії, і з метою підтримки рівня напруги на належному значенні необхідно вживати заходів контролю. Абсолютне падіння напруги вздовж лінії передачі залежить як від співвідношення опору X/R лінії передачі, так і від транспортованої потужності. У мережах передачі значення X набагато більше, ніж значення R , і падіння напруги в основному залежить від транспортування реактивної потужності. Однак у розподільчих мережах із кабелями співвідношення X/R менше 1. Це означає, що опором більше не можна знехтувати, а отже, падіння напруги залежить як від активної, так і від реактивної потужності. Кабелі з малим перерізом мають співвідношення X/R між 0,25 і 0,5, і для цих кабелів падіння напруги переважно залежить від активної потужності [9].

У пасивних розподільних фідерах, потік електроенергії змінюється через зміну навантаження. В розподільних мережах РЕР можуть бути інтегровані і забезпечувати електроенергією ділянку мережі поблизу додаткової генерації. Інтеграція РЕР може значно змінити потік потужності в розподільчому фідері і, отже, вплинути на напругу фідера [10; 11; 12]. Вплив РЕР на регулювання напруги залежить від перетоку потужності в мережі. Профіль напруги не порушується, коли введена потужність РЕР менша або близька до навантаження фідера, а коефіцієнт потужності РЕР відповідає коефіцієнту потужності навантаження. У цьому випадку енергія, що постачається мережею, а також струм, що проходить через фідер, зменшується. Це призводить до зниження падіння напруги. Однак, коли генерована потужність перевищує навантаження фідера, або коли коефіцієнт потужності є екстремальним, відбувається підвищення напруги. Це підвищення напруги відбувається через реверсований потік потужності [12]. Ефект зворотного потоку потужності погіршується, коли РЕР також вводить реактивну потужність.

Транспортування електроенергії спричиняє втратам в мережі передачі та розподілу. Втрати потужності в лінії можна розрахувати за допомогою закону

Ома. Якщо по лінії проходить струм, втрати потужності в лінії можна розрахувати за допомогою наступного рівняння:

$$P_{\text{втр}} = \frac{1}{T} \int_0^T i(t)^2 R dt, \quad (1.1)$$

де $P_{\text{втр}}$ — втрати в лінії, I — струм через лінію, а R — опір лінії. Зміна потоку потужності в лінії змінює струм протікаючий через лінію, що впливає на втрати. При підключенні РЕР до навантаження на розподільному фідері, введена потужність РЕР споживатиметься навантаженням, і потік потужності в фідері зменшується. У цьому випадку зменшуються і втрати.

Вплив РЕР на втрати в мережі багато в чому залежить від введеної потужності та розташування в мережі. Крім цього, джерела періодичної генерації зі слабкою кореляцією з навантаженням, такі як вітряні турбіни, можуть мати негативний вплив на втрати в мережі. Особливо в нічний час спостерігається низький попит, через сильний вітер розподільча мережа може почати експортувати електроенергію, що збільшує втрати в мережі. У цьому випадку локальні системи зберігання можуть позитивно вплинути на втрати в мережі, оскільки система зберігання може локально балансувати потік електроенергії та запобігає експорту електроенергії. М. Дойл стверджує, що втрати в мережі збільшуються для дистанційно підключених вітрових турбін. Також автор демонструє, що вітрові турбіни, підключені досить близько до навантаження, позитивно впливають на втрати в мережі [13].

Вплив інтеграції РЕР на якість електроенергії стосується трьох основних аспектів [13]:

- Провали та стійке підвищення напруги
- Стрибки напруги
- Вплив на гармінки

Провали та стійке підвищення напруги. РЕР можуть впливати на якість напруги живлення кількома способами. При підключенні РЕР до малонавантаженого фідеру, потік потужності може змінитися, і напруга в точці підключення РЕР починає зростати. Це означає, що напруга живлення для споживачів, підключених поблизу блоків РЕР, також починає зростати. Це підвищення напруги є стійким ефектом і залежить від X/R -співвідношення, навантаження на фідер і введеної блоком РЕР потужності. Однак РЕР також можуть мати перехідний вплив на рівень напруги. Швидка зміна струму навантаження блоку РЕР спричиняє раптове збільшення або зменшення струму навантаження, і, таким чином, вплив на напругу живлення. Наприклад, при подувах вітру, потужність вітрової турбіни зростає, доки не буде досягнуто номінальної потужності вітрової турбіни. Швидка зміна потужності вітрової турбіни змінює потік потужності у фідері та може спричинити процес зміни напруги. Раптова зміна вихідної потужності також може статися, коли вітер перевищує певну верхню межу (25 м/с). У цей момент вітрові турбіни повинні бути захищені від перевантаження та сильних механічних сил, від'єднані та вимкнуті [4]. Це відключення може спричинити збільшення струму живлення і, отже, падіння напруги живлення.

Стрибки напруги. У розподільних мережах найпоширенішою причиною стрибків напруги є швидка та регулярна зміна струму навантаження. Прикладом причини регулярних коливань струму навантаження є ефект вежі вітрової турбіни з фіксованою швидкістю. Це явище пояснюється ефектом екранування вітру кожної лопаті трилопатевої турбіни, коли вона проходить повз вежу. Коли лопать проходить повз вежу, електрична потужність вітрових турбін зменшується, що впливає на напругу в мережі [4]. Ефект вежі викликає коливання потужності з частотою, що втричі перевищує швидкість обертання лопаті, і, отже, стрибки напруги відбуваються з тією ж частотою. Деякі схеми РЕР роблять значний внесок у рівень несправності, що забезпечує зниження опору

мережі. Як наслідок, зміна струму навантаження, спричинена зміною навантаження, призведе до меншої зміни напруги і, як наслідок, покращить якість електроенергії [4].

Гармоніки та резонанси. Пристрої РЕР, підключені до інвертора, можуть викликати гармоніки. Величина і порядок струмів гармонік залежить від технології перетворювача і режиму роботи [5]. Однак з використанням останніх технологій із швидкозмінними компонентами для формування вхідної форми сигналу ця проблема вже не є настільки гострою [13]. Введення гармонійних струмів може спотворити форму хвилі напруги, яка може поширюватися по розподільчій мережі. Очевидно, що невеликі спотворення напруги можуть спричинити великі гармонічні струми в резонансному стані, і їх слід уникати [14]. Здатність зменшити інжекцію гармонійного струму полягає у фільтрації вихідного струму. Сучасні силові електронні перетворювачі здатні фільтрувати введений струм і зменшити введені гармоніки.

Переходячи до питань захисту, важливо зазначити, що підключення РЕР до розподільчої мережі змінює рівень величини короткого замикання. Вплив на рівень пошкодження залежить від здатності РЕР-блока робити внесок у струм пошкодження. Внесок у струм замикання сильно залежить від інтерфейсу між мережею та блоком РЕР. РЕР, з'єднані з інвертором, майже не впливають на струм замикання, тоді як безпосередньо з'єднані РЕР впливають на струм замикання. Внесок у струм замикання може бути таким, що перевищує номінал обладнання. У такій ситуації необхідним є обмеження струму пошкодження.

1.3 Принципи захисту системи розподілу традиційної мережі.

Електроенергетичні системи піддаються різним зовнішнім та внутрішнім впливам, що призводять до порушень їх належної роботи. Більшість цих порушень є невеликими, наприклад очікувані дисбаланси у генерації та навантаженні, допустимі перевантаження та відхилення напруги. Енергосистема зазвичай здатна протистояти подібним порушенням. Великі перешкоди, як

правило, пов'язані з несправностями, які супроводжуються великими коливаннями струму та напруги та можуть, серед іншого, призвести до серйозного пошкодження обладнання. Цей ненормальний стан системи необхідно розпізнати та вжити відповідних заходів, щоб обмежити пошкодження обладнання. Для цього створюється система захисту. Розуміння впливу РЕР на захист розподільних мереж вимагає знання захисної системи цих мереж.

Системи захисту. Основна мета функціонування системи захисту — якнайшвидше виявити ненормальний стан системи та вжити відповідних заходів, щоб повернути систему до нормального стану. Система захисту за визначенням є системою реагування і оснащена реакційними пристроями. Це пристрої призначені для виявлення певної аварійної ситуації в системному компоненті та здатні усунути цю небезпеку.

Для опису загального процесу захисної системи можна визначити набір унікальних станів підсистеми [15]. Система знаходиться в нормальному стані, коли всі компоненти енергосистеми, що знаходяться в експлуатації, працюють у своїх проектних межах. Коли відбувається подія, яка спричиняє перевищення нормальних робочих меж компонента, система переходить у ненормальний стан. У цьому стані потрібно вжити заходів для зменшення порушення та максимально запобігти непоправній шкоді. Деякі порушення не впливають на нормальну роботу мережі, як-от режим однофазного замикання на землю, в такому випадку захисти працюють на аварійно-попереджувальну сигналізацію. У випадку аварійних ситуацій з вищим рівнем пошкоджень, виникає необхідність вжиття негайних заходів на відключення пошкодженого фідеру і несправний компонент виводиться з експлуатації. Система переходить у стан відновлення. Несправний компонент перевіряється та ремонтується, а після повернення компонента в експлуатацію, знову повертається в нормальний стан. Цей процес зображено на рис. 1.6.



Рисунок 1.6 – Робочі стани системи захисту

На рис. 1.6 демонструється, що, для видалення несправного компонента із системи, необхідно виконати дві умови:

1. Порушення обмеження нерівності, $x > X_m$.
2. Порушення тимчасового обмеження, $t > T_m$.

Тут x — спостережувана системна величина, t — час, що минув від початку збурення, а X_m , T_m — певні порогові значення.

Робота пристрою захисту. Загальні реакційні пристрої, згадані попередньо, є захисними пристроями фактичної системи захисту. Ці захисні пристрої можна розділити на кілька функціональних блоків, таких як вимірювання стану системи, процес прийняття рішень і функціональні можливості вжиття необхідних заходів. Ці функціональні блоки показані на рис. 1.7.

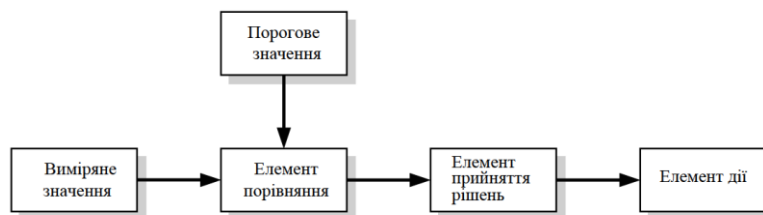


Рисунок 1.7 – Функціональні елементи пристрою захисту

Захисний пристрій завжди вимірює певну величину, наприклад напругу, частоту або струм. Виміряна величина порівнюється з певним пороговим значенням, і, коли це порівняння порушується, запускається блок прийняття рішень. У цьому блоці може бути задіяний елемент синхронізації, і, якщо всі перевірки пройдені, він генерує сигнал відключення для автоматичного вимикача, щоб усунути збої в системі.

Час спрацювання є важливою величиною, оскільки всі захисні пристрої в мережі повинні бути узгоджені, щоб відключити лише пошкоджену ділянку. Більша частина мережі обладнано комплектами захистів, і, під час аварійною ситуації, вони реагують на порушення запускаючи алгоритми відключення вимикачів. Щоб пристрій, найближчий до несправності, міг її усунути, інші захисти повинні мати певний тип обмеження – час селективного спрацювання захисту.

У галузі проектування систем захисту використовують ряд загальних понять [15, 16].

Селективність - здатність системи або пристрою утримуватися від непотрібних операцій.

Чутливість захисної системи - здатність системи ідентифікувати ненормальний робочий стан, який перевищує мінімальне порогове значення.

Швидкодія – здатність систем релейного захисту максимально швидко усувати аварійні події

Надійність – здатність захистів правильно виконувати функції його призначення.

Пристрої захисту. Пристрої захисту часто класифікуються відповідно до їх конструкції та функції. Для звичайного пристрою захисту часто використовується термін реле. У розподільчих мережах, загальноприйнятою класифікацією реле є розподіл за типом вхідного сигналу, такий як струм,

потужність напруги та частота; або за функцією, наприклад перевантаження по струму, відстань, перенапруга або диференціал.

Максимальний струмовий захист. Найпростішим класом реле захисту є клас реле максимального струму(струмова відсічка). Цей клас захисту широко використовується в розподільчій мережі. Для роботи цього реле необхідно лише виміряти струм. Коли струм перевищує певний поріг - уставку, генерується сигнал відключення, який надсилається на вимикач. У більшості захисних систем, реле максимального струму повинні бути скоординовані з іншими пристроями захисту. Це має бути виконано таким чином, щоб селективність і надійність були гарантовані для широкого діапазону несправних умов системи [16]. Для задоволення цієї вимоги застосовуються різні характеристики реле. Реле максимального струму можна розділити на дві групи:

1. Максимальний струмовий захист з незалежною характеристикою спрацювання
2. Максимальний струмовий захист із залежною характеристикою спрацювання

Максимальний струмовий захист з незалежною характеристикою спрацювання відключає ділянку з коротким замиканням за фіксований час.

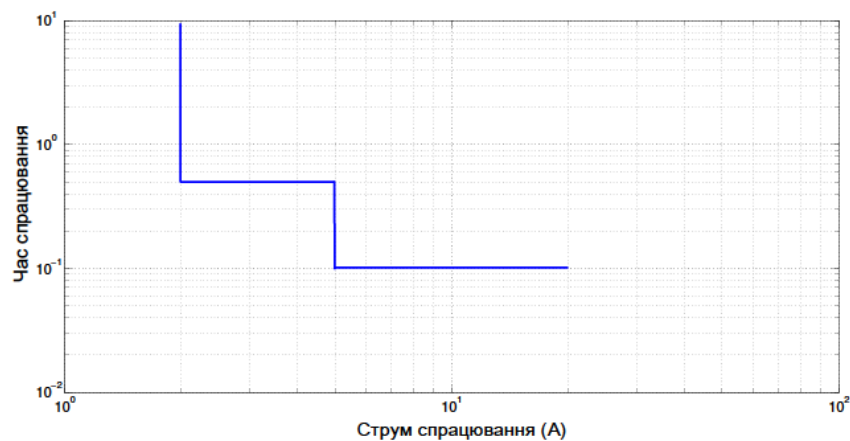


Рис. 1.8 – Незалежна характеристика реле максимального струму

Максимальний струмовий захист із залежною характеристикою спрацювання має зворотне співвідношення між струмом і часом, що є принциповою відмінністю від МСЗ з незалежною характеристикою. Перевагою цього типу реле є короткий час спрацювання для дуже високих струмів. Таким чином можна отримати коротший час спрацювання без шкоди для селективності захисної системи [16]. Максимальний струмовий захист із залежною характеристикою спрацювання зазвичай класифікуються відповідно до їхньої характеристичної кривої, яка описується наступним виразом:

$$t = \frac{A}{\left(\frac{I_{\text{кз}}}{I_{\text{уст}}}\right)^p - 1} \times TDS \quad (1.2)$$

У рівнянні (1.2) параметри p і A визначають нахил характеристики, TDS — уставка коефіцієнта підсилення, $I_{\text{кз}}$ — рівень струму пошкодження, а $I_{\text{уст}}$ — струм уставки. У різних стандартах характеристики МСЗ стандартизовані, визначаючи параметри p і A . У таблиці 1.1 наведено параметри стандартизованих кривих ІЕС 60255.

Таблиця 1.1 – Константи ІЕС 60255 для стандартних реле максимального струму [17]

№	Назва характеристики	Значення постійних
1	Інверсна	$A = 0,14$ $p = 0,02$
2	Сильно інверсна	$A = 13,5$ $p = 1$
3	Довго інверсна	$A = 120$ $p = 1$

На рис. 1.9 зображено стандартизовані криві ІЕС для МСЗ із залежною характеристикою.

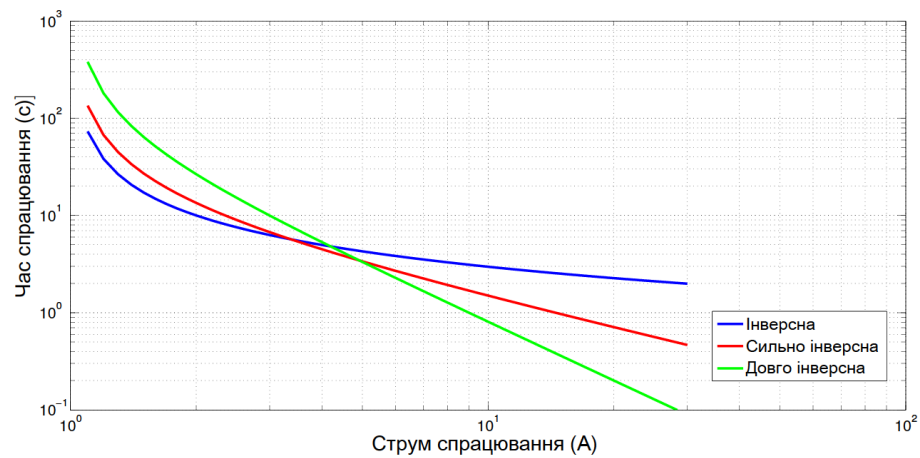


Рисунок 1.9 – Криві стандартизованих залежностей ІЕС 60255

Визначення налаштувань МСЗ передбачає вибір параметрів, які визначають необхідну характеристику спрацювання. Ці параметри повинні бути підібрані таким чином, щоб система захисту працювала надійно і гарантувала селективність. Процес вибору параметрів реле можна розділити на дві частини:

1. Вибір пускового струму
2. Вибір часу спрацювання

Для вибору струму спрацьовування МСЗ існує ряд загальних правил. Усі ці правила спрямовані на чутливі налаштування реле без зниження безпеки систем захисту. Струм спрацьовування можна встановити на наступні два значення:

1. 50% міжфазного замикання в кінці лінії
2. У 6-10 разів перевищує максимальну потужність лінії

При виборі першого значення необхідно перевірити, щоб струм спрацьовування становив 200% від максимального номінального значення мережі, для запобігання ннеселективного спрацювання. Під час вибору другого

значення, необхідно перевірити, чи будуть виявлені всі можливі несправності в захисній зоні.

Другим параметром, який необхідно визначити, є час роботи реле. Часто, МСЗ необхідно узгоджувати з пристроями захисту, розташованими нижче. Для отримання селективного усунення несправності між двома послідовними реле, використовується різниця в часі спрацювання, також відомий як селективність за часом спрацювання. Залежно від типу реле використовуються типові значення 0,25-0,4 с. Для цифрових реле захисту час може становити лише 0,2 с [1].

Направлений захист. У радіальних розподільчих мережах зазвичай існує лише одне джерело живлення, і застосування МСЗ у якості пристроїв захисту є поширеним. Однак, селективний захист за допомогою реле максимального струму розподільних мереж з кільцевою або сітчастою структурою є майже неможливим. У цих мережевих структурах, аварії можуть призвести до струмів пошкодження, які здатні протікати в обох напрямках через компонент енергосистеми та спричиняти непотрібне відключення елементів мережі [16]. Щоб забезпечити належний захист цих елементів мережі та впоратися з двонаправленими струмами замикання, до реле максимального струму необхідно додати спрямовуючий елемент. Цей спрямовуючий елемент визначає напрямок потоку потужності у відповідному розподільчому фідері. На рисунку 1.10 наведена блок-схема направленного максимального струмового захисту.

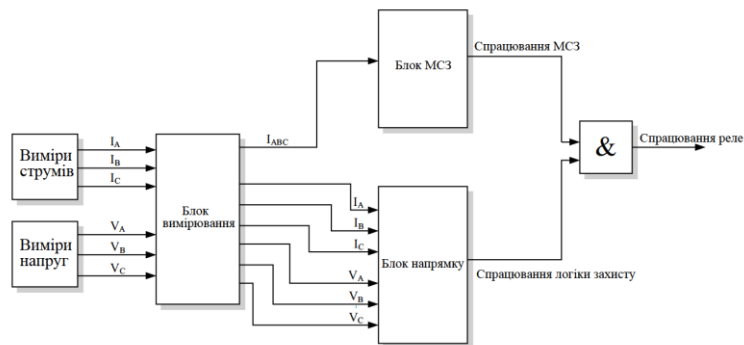


Рисунок 1.10 – Блок-схема направленного максимального струмового захисту

Реле запускає в роботу автоматичний вимикач, коли і блок перевантаження по струму, і блок направлення генерують сигнал відключення. Налаштування уставки струму та часу спрацювання визначаються так само, як і налаштування МСЗ, як описано вище. Спрямований блок можна налаштувати на відключення в прямому або зворотному напрямку потоку потужності. Він генерує сигнал відключення, коли потік енергії збігається з налаштуваннями блоку [16].

Диференційний захист. Диференційний захист базується на порівнянні принаймні двох величин струму, які вимірюються по обидві сторони захищеного елемента. При нормальній роботі елемента, що захищається, струми які входять і виходять повинні бути рівними [16]. Диференціальний захист спрацьовує, коли:

$$\sum_{m=1}^n I_m \neq 0 \quad (1.3)$$

У рівнянні 1.3 I_m — це m -на величина струму, а n — загальна кількість гілок, включених у диференціальний захист.

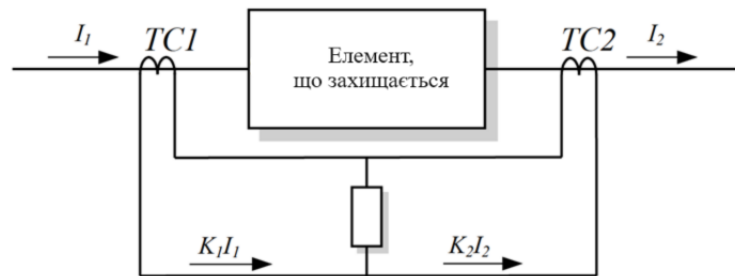


Рисунок 1.11 – Принцип роботи диференційного захисту

Насправді рівняння 1.3 описує баланс струму. На рисунку 1.11 показаний принцип балансу струму. Вторинна сторона обох трансформаторів струму з коефіцієнтом трансформації K_1 і K_2 підключена. При нормальній роботі захищеного елемента, струм I_1 входить в елемент, а струм I_2 виходить з елемента. Через баланс струму, вторинні струми K_1I_1 і K_2I_2 зміщуються на зовнішній контур вторинного кола, і струм не протікає через реле максимального струму. У

разі наявності несправного елемента, струм I_2 змінюється і викликає струм $K_1 I_1 + K_2 I_2$ через реле максимального струму [1].

На рисунку 1.11 н дорівнює двом, однак захищеним елементом також може бути шина з більш ніж двома фідерами. Диференційний захист спрацьовує лише тоді, коли є несправність захищеного елемента, тому диференційний захист є зонним. Для несправностей поза зоною, векторна сума виміряних струмів пошкодження дорівнює нулю, і сигнал відключення не генерується. Це робить диференціальний захист надзвичайно вибіркоvim із дуже коротким часом усунення несправності.

Недоліком такого захисту є необхідність наявності каналу зв'язку для порівняння поточних величин. Коли відстані між трансформаторами струму великі, це може призвести до високих витрат. Загальні застосування диференціального захисту - це випадки, коли відстань між трансформаторами струму невелика, як у випадку з трансформаторами та шинами. У радіальних розподільчих мережах, диференційний захист не використовується широко, але в сітчастих мережевих структурах диференційний захист іноді може бути єдиним варіантом для селективної захисної системи.

Дистанційний захист. Усі захисні пристрої, розглянуті в попередніх розділах, мають свої переваги, але також мають деякі недоліки. Ступеневий захист від надструму забезпечує тривале усунення замикань поблизу підстанції. Застосування диференційного захисту може скоротити час усунення несправності, але потребує дорогих каналів зв'язку, якщо його застосовувати як захист фідера. Крім того, диференційний захист потребує додаткового резервного захисту. Пристрій захисту, який використовує лінійну залежність між U та I , є дистанційним захистом [16]. Співвідношення між U та I , більш відоме як закон Ома, таке:

$$Z = \frac{U}{I} \quad (1.4)$$

У дистанційному захисті, повний опір захищеної ділянки мережі використовується як основна розрахункова величина. Опір є залежним від довжини лінії та не залежить від ситуацій навантаження. Дистанційний захист вимірює струм замикання та напругу шини та визначає опір через рівняння 1.4. Це опір до місця пошкодження. Виміряний опір порівнюється з пороговим, і коли $Z_{\text{вим}} < Z_{\text{пор}}$, генерується сигнал відключення.

Принцип дистанційного захисту проілюстровано за допомогою діаграми повного опору. Це діаграма в комплексній площині Z , на якій представлено характеристику реле та опір фідера [15]. Найпростішою формою дистанційного захисту є направлене реле повного опору із круговою характеристикою. Опір визначається на основі напруги і струму підведених до реле. На рисунку 1.12 також продемонстровано комплексний опір фідера. Коли виміряний опір знаходиться в межах кола, генерується сигнал відключення.

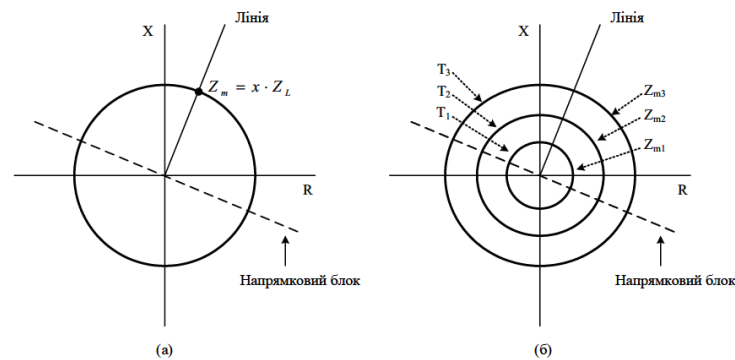


Рис 1.12 – Діаграма повного опору, включаючи характеристики реле для зонних реле повного опору [1]

Принцип дистанційного захисту відносно простий, однак пошук правильних налаштувань часто викликає складнощі. Для розподільчих мереж з малою довжиною фідера, дистанційний захист майже не використовується. Основне застосування дистанційного захисту – у мережах (під)передачі, які

зазвичай мають кільцеву або сітчасту структуру. У більшості випадків, селективний захист цих структур мережі за допомогою реле максимального струму є неможливим.

1.4 Вплив розподіленої генерації на існуючі системи захисту.

Підключення РЕР до розподільної мережі змінює струми пошкодження в несправних лініях. Типовим типом генератора, який забезпечує стійкий струм пошкодження, є синхронний генератор [7]. Генератори такого типу можна знайти, наприклад, на малих теплоелектростанціях.

Підключення малих генераторів до розподільчих мереж у світі – проблема зовсім не нова. Але перспектива використання в Україні малих генераторів швидко зростає, і вплив на роботу розподільної мережі буде помітним. Виникає занепокоєння, чи система розподілу, включено з розподіленою генерацією, буде захищена належним чином. У світі було проведено широкі дослідження для вирішення можливих проблем захисту в розподільчих мережах, включаючи розподілену генерацію. Наприклад, науковці визначають наступні проблеми захисту [13; 14; 18; 19]:

- Неспрацювання захисту;
- Помилкове відключення;
- Втрата координації захистів;
- Несинхронне повторне вмикання;
- Заборона автоматичного повторного вмикання тощо.

Ці проблеми значною мірою залежать від типів систем захисту, що застосовується, і від місця короткого замикання в розподільчій мережі. Неспрацювання та помилкове спрацювання є проблемами захисту, які можуть виникнути в розподільних мережах, які використовують кабельні лінії, а також повітряні лінії, тоді як проблеми з координацією повторного вмикання виникають лише в розподільчих мережах з повітряними лініями. Загалом, згадані проблеми захисту можна розділити на дві категорії:

1. Проблеми виявлення несправностей
2. Проблеми селективності

Осліплення захисту. Внесок мережі в загальний струм пошкодження може бути зменшений через внесок розподіленої генерації. Завдяки цьому зменшенню, коротке замикання може залишитися непоміченим, оскільки внесок РЕР в струм короткого замикання ніколи не досягає уставки струму спрацьовування реле. Реле максимального струму, спрямовані захисти покладаються на виявлення перевищення струму. Таким чином, усі системи, засновані на цих захисних пристроях, можуть вийти з ладу через зменшення частки мережі. Цей механізм називається засліпленням захисту і відноситься до першої категорії проблем захисту.

При застосуванні дистанційного захисту для усунення пошкоджень в мережі з розподіленої генерації, через зменшений внесок мережі опір, розрахований до місця пошкодження, збільшиться, що спричинить недосяжність захисту. Серйозність цієї проблеми залежить від потужності локального короткого замикання, співвідношення X/R розподільної лінії та розміру генератора, які є ключовими параметрами впливу.

Можна зробити висновок, що розподілена генерація з відповідним внеском у струм пошкодження безпосередньо впливає на чутливість системи захисту і, отже, на її надійність.

Помилкове спрацьовування. Помилкове відключення можливе у випадках, коли генератор, встановлений на лінії, вносить частку в загальний струм короткого замикання в сусідньому фідері, підключеному до тієї ж підстанції. Внесок генератора в струм пошкодження може перевищувати рівень спрацьовування захисту від перевантаження по струму, що може призвести до відключення справного фідера до того, як фактичне пошкодження буде усунено. Цей механізм можна віднести до другої категорії. На рисунку 1.13 схематично показаний принцип помилкового спрацьовування.

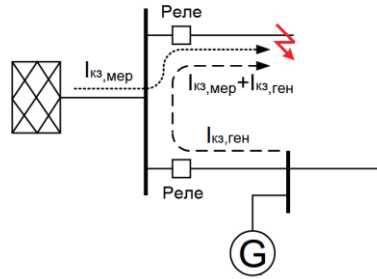


Рисунок 1.13 – Принцип помилкового спрацьовування

РЕР значно впливає на струм замикання, коли генератор та/або замикання розташовані поблизу підстанції. У цьому випадку, налаштування захисних реле мають забезпечити також виявлення несправностей на кінці фідера, яке є відносно малою величиною.

В деяких випадках, помилковому спрацьовуванню можна запобігти шляхом пошуку іншого налаштування захистів. На практиці це означає, що необхідно збільшити час усунення несправності, а не струм спрацьовування. Збільшення струму спрацьовування призводить до менш чутливого захисту фідера, і, таким чином, ймовірно не всі несправності будуть усунені. Так, безпека захисної системи підвищується, але її надійність - знижується. Зміна часу усунення несправності призведе до відключення несправного фідера та завадить помилковому відключенню справного фідера [1].

Крім проблем виявлення та втрати координації, РЕР також спричиняють несинхронізоване повторне вмикання. Впродовж часу відключення дії повторного вмикання, фідер від'єднується від основної системи, щоб дати можливість деіонізувати дугу. Підключений генератор живить від'єднану частину мережі, разом з тим підтримує дугу в місці пошкодження. Таким чином, тимчасова несправність стає постійною. Крім того, через дисбаланс між навантаженням і генерацією, генератори будуть відхилятися від синхронізму по відношенню до основної мережі, що призводить до несинхронізованого повторного вмикання. Це може серйозно пошкодити генератор і спричинити високі струми та напруги в мережі [19].

Запобігання проблемам виявлення та селективності. Першим кроком до запобігання проблемам виявлення несправностей є зміна налаштувань реле захисту та пристроїв повторного вмикання [19; 20]. Внесок генератора призводить до зменшення внеску мережі в струм пошкодження, а отже уставка спрацьовування реле має бути зменшена. Так, чутливість і безпека захисної системи знижується, що може призвести до помилкового спрацьовування у разі несправності в сусідній ділянці мережі. Завдяки зменшенню струму спрацьовування вирішується проблема засліплення захисту, але в той же час це призводить до помилкового спрацьовування захисту. Пропоноване рішення полягає у встановленні пристроїв захисту з додатковою затримкою часу та надання фідеру, включно з вітровою електростанцією, більш тривалого часу усунення несправності.

Пом'якшення проблем повторного вмикання. Проблеми з виявленням несправностей також виникають у розподільних фідерах з повітряними лініями, що містять РЕР, які захищені повторним включенням. У результаті може бути втрачена координація запобіжника та повторного вмикання. Сучасні мікропроцесорні повторні вмикачі застосовуються для відновлення координації між запобіжником і повторним вмиканням [21]. У мікропроцесорі можна запрограмувати кілька кривих відключення, і мікропроцесор відстежує, яка саме крива використовується. Пристрій повторного вмикання оснащено швидкою та повільною кривими. У мікропроцесорі, швидка крива повинна бути запрограмована таким чином, щоб ця крива була селективною з бічними запобіжниками, особливо при наявності РЕР. Щоб запобігти несинхронізованому повторному вмиканню, РЕР необхідно відключити якомога швидше, що повертає мережу до ситуації без РЕР. Отже, швидка крива має бути активною лише під час першого повторного вмикання. У другому циклі повторного вмикання, активна повільна крива є вибірковою за допомогою бічних запобіжників.

Стратегії для вирішення проблем несинхронізованого повторного вмикання та ізоляції. Найскладнішою проблемою захисту є несинхронізоване повторне вмикання та острівного режиму роботи мережі. Несинхронізоване повторне вмикання відбувається лише в розподільчих мережах, захищених реклоузерами, тоді як повторне вмикання на острівну системи може відбуватися також у мережах із звичайним захистом максимального струму. Під час відключеного стану реклоузера, блок РЕР може бути підключений до ізольованої частини мережі. Блок РЕР має тенденцію жити локальні навантаження в такому випадку ізольовану частину можна розглядати як острівну роботу системи. У разі великого дисбалансу між навантаженням і генерацією, швидкість генератора зменшиться, а напруга та частота перевищать допустимі відхилення, зазначені в стандартах. Через порушення цих допусків, блок РЕР буде відключений власним захистом напруги або частоти. Цю дію слід виконати перед повторним вмиканням, щоб запобігти несинхронізованому повторному вмиканню.

Найефективнішим рішенням для запобігання несинхронізованих острівних режимів і, як наслідок, несинхронізованого АПВ є відключення блоку РЕР до того, як відбудеться повторне вмикання.

Основне завдання тут полягає в тому, щоб досить швидко виявити утворений острів мережі. Методи виявлення цих режимів можна розділити на три категорії [22]:

1. Пасивні методи
2. Активні методи
3. Традиційні або дистанційні методи

Пасивні методи використовують те, що, коли виникає острів, змінюються деякі важливі параметри, такі як напруга, струм, частота та гармонічні спотворення. Складність цих методів полягає у визначенні відповідних порогових значень, щоб відрізнити острів від інших несправностей. Один з

найпопулярніших методів виявлення острівного режиму є аналіз швидкості зміни частоти. Для систем із надлишковим навантаженням або генерацією, цей захист працює добре. Однак, при ідеальному збігу генерації та навантаження, швидкість зміни частоти невелика, і процес виявлення островів буде досить громіздким.

Активні методи виявлення острівного режиму навмисно створюють невеликі збурення в системі, що призводить до значної зміни параметрів системи у разі ізоляції. У випадку, якщо фідер підключений до основної мережі, ефект цих невеликих збурень ледь помітний. Прикладом навмисного порушення є внесення коливань напруги через невелику зміну налаштувань автоматичного регулятора напруги блока РЕР. Для острівної мережі, цей ефект набагато більший, ніж для фідерів, які підключені до основної системи. Активні методи здатні виявити острів, навіть якщо навантаження все ще відповідає генерації, впровадження навмисного порушення потребує деякого часу, тому ці методи повільніші, ніж пасивні методи [1].

Традиційні (або дистанційні) методи базуються на зв'язку між комунальним підприємством і підрозділом РЕР. На підстанції контролюється положення автоматичних вимикачів, які можуть спричинити острівний режим, і коли один або декілька з цих автоматичних вимикачів розмикаються, сигнал перемикачів надсилається на блок РЕР. Для системи моніторингу можна використовувати систему диспетчерського контролю та збору даних (SCADA). Для передачі сигналу відключення потрібен спеціальний канал зв'язку, реалізація якого часто є дорогою і, отже, неекономічною. Для усунення бар'єрів, які сьогодні обмежують інтеграцію РЕР в розподільчі мережі, необхідні ефективні та надійні методи захисту від острівних режимів [1].

Розвиток захисних систем. Інтеграція РЕР у розподільчі мережі може призвести до серйозних проблем із захистом. Зараз тенденція полягає в тому, щоб у разі аварій у мережі якнайшвидше відключити РЕР, щоб відновити початковий характер розподільчої мережі. Відновлення первинної природи розподільчих

мереж призводить до односпрямованого струму замикання, і традиційна система захисту довела свою здатність усунути несправність з дотриманням селективності, швидкодії, надійності і вибіркової. Проте, для віддалених несправностей, відключення РЕР не завжди є необхідним. Останні розробки в системах захисту зосереджені на схемах адаптивного захисту, які можуть розрізняти збої в мережі розподільних мереж, включаючи РЕР. Традиційні захисні системи використовують локально виміряні величини та реагують, якщо одна з цих величин порушує певний поріг, тоді як нові адаптивні захисні системи покладаються на інформацію, отриману спеціальними системами вимірювання. Захисна стратегія поділяє розподільну мережу певної території на зони, а не охороняє окремий компонент чи фідер. Приклад цієї стратегії наводить С. Брахма [23], де розподільна мережа поділена на зони, які можуть працювати в автономному режимі. Система захисту заснована на централізованому комп'ютері, в якому запрограмована топологія мережі. Через канали зв'язку, всі фактичні положення вимикачів відомі. Комп'ютер виконує автономні розрахунки потоку навантаження та струму короткого замикання та зберігає результати в базі даних. Зміни топології внаслідок дій перемикачів оновляють таблиці в базі даних. Центральний комп'ютер використовує синхронізовані вимірювання вектора струму в основному джерелі, розподілених генераторах і вимикачах. У разі несправності, ці вимірювання порівнюються зі значеннями в базі даних, щоб визначити ділянку з несправністю. Сигнал відключення надсилається до вимикачів, які з'єднують між собою різні зони, і ізолює пошкоджену зону [23]. Недоліком цієї системи є її сильна залежність від централізованої системи обробки та зв'язку між зонами.

Додавання додаткових каналів зв'язку до існуючих розподільних мереж є дорогим і навряд чи виправданим у порівнянні з перевагами підвищення доступності РЕР. Однак, потреба в більшій кількості даних для точної роботи електромережі, інтелектуального вимірювання та впровадження мікромереж і

віртуальних електростанцій також потребує зв'язку. Встановлення каналів зв'язку може стати привабливим, коли ці зв'язки будуть спільними для цих процесів. Таким чином стають можливими нові розробки, які навряд чи здійснимі, коли кожна окрема розробка виправдана по-своєму.

Висновок

В даному розділі було визначено основні переваги впровадження PER: децентралізація генеруючих потужностей; підвищення технічних і економічних показників з огляду на зменшення відстані при транспортуванні електричної енергії, збільшення надійності системи електропостачання та зниження обсягів шкідливих викидів.

Було визначено основні типи PER за критеріями обсягу потужності, що генерується; принципом роботи; інтерфейсом з'єднання з мережею.

У розділі було розглянуто основні потенційні проблемні аспекти впровадження PER в мережу, такі як: вплив на напругу; втрати в мережі; якість електроенергії; значення коротких замикань; захисти.

Крім цього, було виділено загальний принцип роботи систем захисту, їх основні елементи, робочі стани. Також було проаналізовано особливості функціонування таких захистів, як направлений струмовий захист із залежною та незалежною характеристиками спрацювання, дистанційний захист, диференційний захист.

Насамкінець, було визначено основні виклики до існуючих захистів, такі як неспрацювання захистів; помилкове відключення; втрата координації; несинхронне повторне вмикання; виявлення несправностей, що дозволяє перейти до наступного розділу.

2. ІМПЛЕМЕНТАЦІЯ ЕЛЕМЕНТІВ АДАПТИВНОСТІ В СИСТЕМІ ЗАХИСТУ МЕРЕЖІ З РОЗПОДІЛЕНОЮ ГЕНЕРАЦІЄЮ

2.1 Розробка моделі системи розподілу електричної енергії.

У цій роботі, для модуляції було обрано частину розподільчої мережі 10 кВ м. Київ, яку обслуговує ДТЕК «Київські електромережі». Система розподілу має три рівні (рисунок 2.1, 2.2, 2.3):

Рівень ПС:

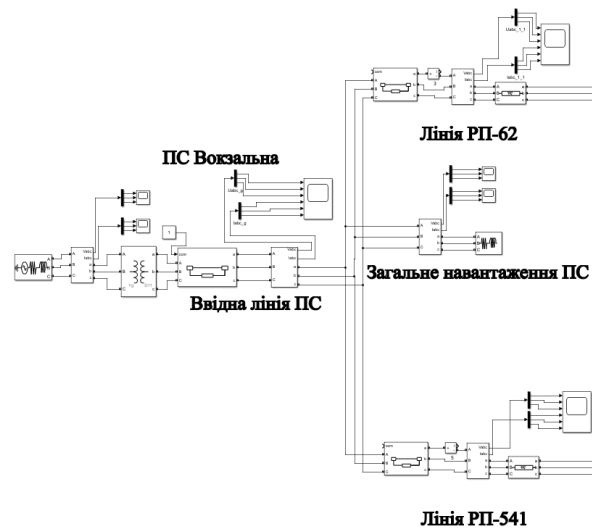


Рисунок 2.1 – Модельована схема рівня ПС

Рівень РП:

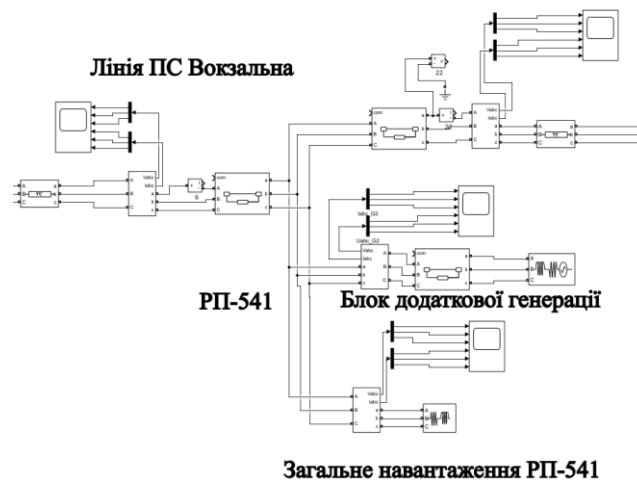


Рисунок 2.2 – Модельована схема рівня РП

Рівень ТП:

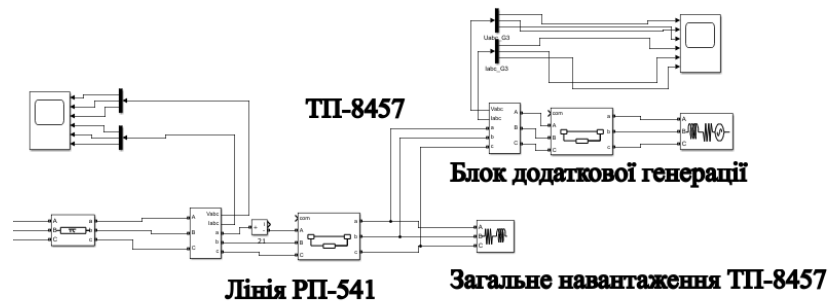


Рисунок 2.3 – Модельована схема рівня ТП

За допомогою Matlab/Simulink було проведено модуляцію розподільчої мережі оператора системи розподілу, яка включає в себе: джерело потужності, шини підстанцій, кабельні лінії електропередачі, високовольтні вимикачі, пристрої релейного захисту, вузли навантаження/споживання, додаткову генерацію.

Середовище, в якому модулюється мережа системи розподілу – це MATLAB. MATLAB – це програмне забезпечення, розроблене компанією MathWorks Inc. Дане ПЗ реалізує високоточні обчислення та візуалізацію, в поєднанні з рядом вбудованих математичних функцій. Ці функції вирішують широкий спектр математичних проблем, включаючи матричну алгебру, комплексну арифметику, лінійні системи, диференціальні рівняння, обробку сигналів, оптимізацію, нелінійні системи та багато інших видів наукових обчислень. Використання даної програми аргументується тим, що MATLAB є провідним програмним забезпеченням для наукових робіт, комбінує в собі можливості аналізу, гнучкість, надійність та потужну графічну візуалізацію [24].

Simulink - це програмний пакет для моделювання, симуляції та аналізу динамічних систем. Він підтримує лінійні та нелінійні системи, модельовані у неперервний час, відсортований час, або гібрид обох. Системи також можуть

бути багатотарифними, тобто мати різні частини, які відсортовані чи оновлюються з різною частотою. Для моделювання, Simulink надає графічний інтерфейс користувача (GUI) для створення моделей у вигляді блок-схем. Simulink включає вичерпну бібліотеку блоків для джерел потужності, лінійних і нелінійних компонентів та комутаційних апаратів. Також присутня можливість налаштовувати та створювати власні блоки [24].

Перший блок (рис.2.4), який використовується, - Three Phase Source. Це джерело електропостачання з трьома фазами, що модулює зовнішню електричну мережу із номінальною напругою 110 кВ. У параметрах цього пристрою встановимо номінальну напругу та виберемо схему з'єднання обмоток типу Yg.

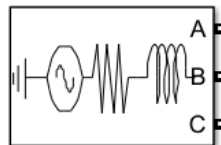


Рисунок 2.4 – Блок Three Phase Source

Наступний блок(рис. 2.5), який використовується, - Three Phase Transformer (Two Windings). Це відтворена модель трифазного трансформатора із двома обмотками та номінальними напругами 110/10 кВ. Встановлено один елемент цього блоку на рівні підстанції. Конфігурація блоку показана на рисунку .

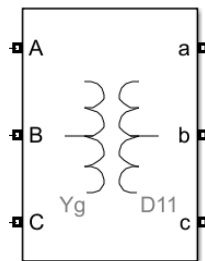


Рисунок 2.5 – Блок Three Phase Transformer

У даному дослідженні використовується блок Three-Phase Breaker для моделювання трьохфазного вимикача, який служить для комутації електричної системи електропостачання.

Three-Phase Breaker (рис.2.6) в Simulink дозволяє відтворювати поведінку реального вимикача, включаючи його здатність відкривати та закривати контакти для роз'єднання чи з'єднання фаз. Блок Three-Phase Breaker встановлено в режимі зовнішнього керування, у позначення блоку з'явився вхід керування, який буде підключений до блоку керування вимикачем. Керуючий сигнал, підключений до входу, буде або 0, що відкриває вимикач, або будь-яке позитивне значення, що закриває вимикач. Тобто, при появі в мережі аварійної ситуації, логіка захисту надсилає в блок керування вимикачем логічну одиницю, яка надходячи у логіку блоку керування розмикає комутаційний апарат.

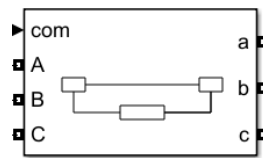


Рисунок 2.6 – Блок Three-Phase Breaker

Однією з ключових функцій цього блоку Three-Phase Breaker (рис. 2.7) є можливість введення та контролю параметрів, пов'язаних з коротким замиканням, таких як амплітуда короткого замикання, тривалість та момент введення. Коли режим зовнішнього керування активований для блоку Three-Phase Fault, на іконці блоку з'являється вхід керування. Сигнал управління, який подається на четвертий вхід, налаштовується за допомогою блоку Stair Generator, подає позитивне число для моделювання короткого замикання в обраний момент часу. Використовується три блоки короткого замикання для почергового моделювання: а) однофазного короткого замикання; б) двофазного короткого замикання; в) трифазного короткого замикання.

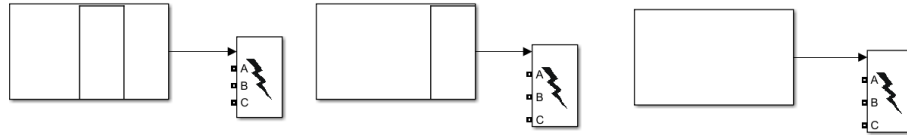


Рисунок 2.7 – Блок Three-Three-Phase Fault

Додатково, для проведення вимірів та відображення графіків ми включаємо вимірювач параметрів. Графіки будуть відображатись у блоку Scope, який зображено на рисунку 2.8

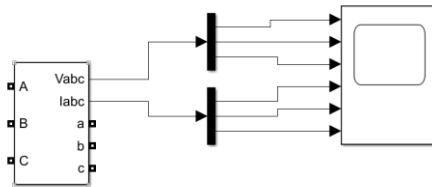


Рисунок 2.8 – Блок Scope

Навантаження були промодельовані за допомогою Three-Phase Series RLC Load (рис. 2.9) і з'єднані у вузлах для відтворення реального середовища.

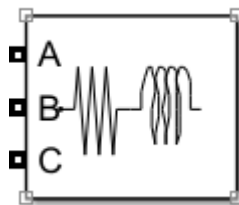


Рисунок 2.9 – Блок Three-Phase Series RLC Load

Кабельні лінії електропередачі були модульовані блоками Three-Phase Section Line (рис. 2.10). Щоб мати можливість моделювати замикання в будь-якій точці будь-якої лінії, необхідно моделювати кожену лінію двома блоками: перший буде мати відстань, рівну відстані від початку лінії до замикання, і другий матиме відстань, рівну від точки замикання до кінця лінії.

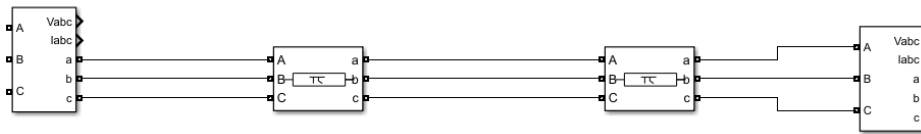


Рисунок 2.10 – Блок Three-Phase Section Line

2.2 Розробка моделей захисту електричної мережі.

Направлений максимальний струмовий захист (НМСЗ) - це захисний пристрій в електроенергетичних системах, призначений для виявлення та відключення коротких замикань, потужність яких рухаються в напрямку від загальної мережі та джерела генерації потужності. Основна функція цього захисту полягає в тому, щоб реагувати на перевищення струму в заданому напрямку та взаємодіяти з відповідними вимикачами ділянки, для ізоляції відповідної ушкодженої частини мережі.

Основні компоненти направленного максимального струмового захисту включають в себе елементи, які визначають напрямок струму, сектори роботи (для визначення допустимих напрямків та величин струму), а також таймери та блоки, які визначають часові характеристики реакції захисту.

Описаний вище вид захисту особливо вдало використовується у складних системах енергопостачання, де важливо контролювати струм в конкретних напрямках, забезпечуючи ефективне та швидке відключення в разі виявлення небезпеки.

Реле напрямку потужності (РНП) є елементом напрямку, який використовується з метою моніторингу потоку потужності в електричній мережі, і в разі виникнення ненормальних умов вживає відповідних заходів.

З метою ефективного моделювання реле напрямку потужності, доцільно розділити його на три частини: елемент напрямку, елемент затримки і блок утримання, як показано на рисунок 2.11. Блок-схема для втілення реле напрямку потужності.

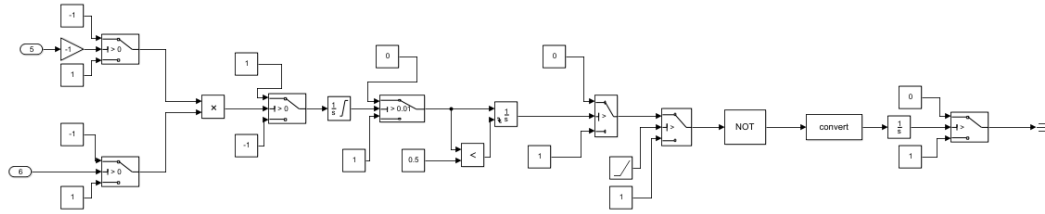


Рисунок 2.11 – Схема реле напрямку потужності

Елемент напрямку представлено на рис. 2.12. Моделювання елемента напрямку продемонструвало, що аналогові сигнали значення струмів і напруги перетворюються в ідеальну квадратну хвилю зі значеннями ± 1 (рис. 2.13).

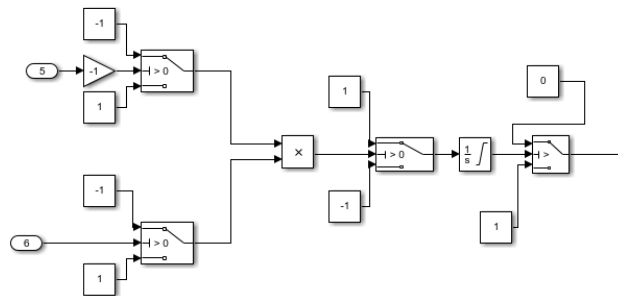


Рисунок 2.12 – Схема елементу напрямку

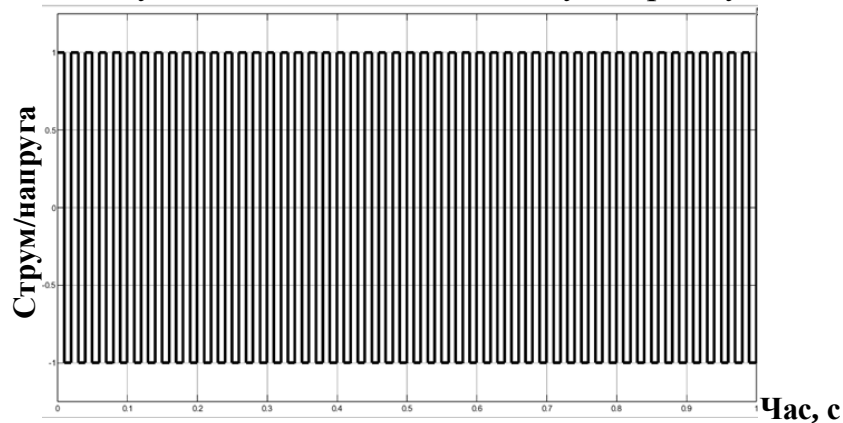


Рисунок 2.11 – Сигнали значень оцифрованих струмів і напруг

Після цього, два сигнали рівня множаться, щоб отримати на виході '1' під час зворотнього потоку потужності і '-1' під час нормального потоку потужності (рис. 2.14).

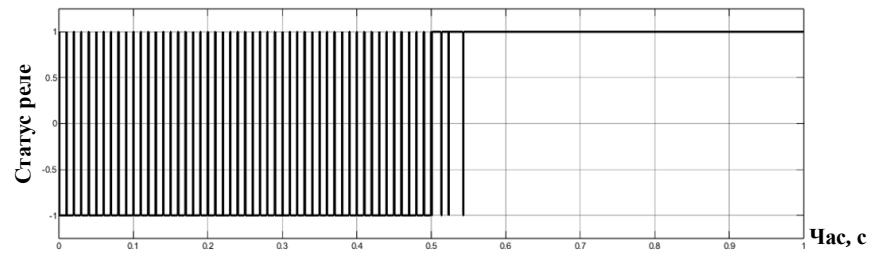


Рисунок 2.14 – Сигнали напрямку потужності

Добуток інтегрується від 0 до 'L' (рис. 2.15). Верхній ліміт інтегратора встановлений на значенні 'L', щоб за нормальних умов потоку навантаження інтеграл завжди залишався рівним 0. Однак, за умов реверсу потоку потужності, вихід інтегратора схильний підвищуватись, поки не досягне порогового значення 'L'.

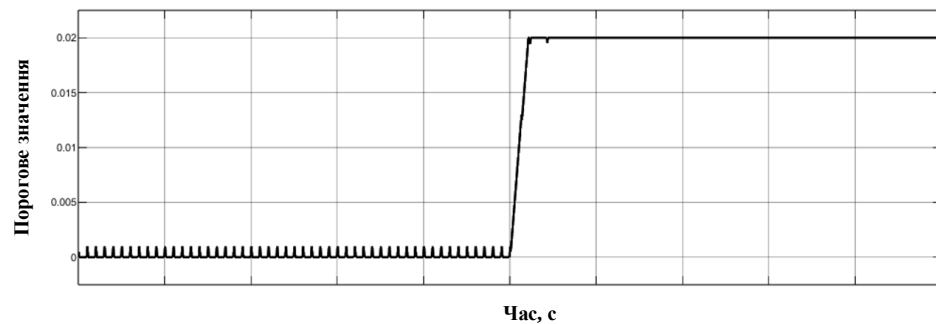


Рисунок 2.12 – Сигнал реверсу потужності

У даному випадку L встановлено на рівні 0,02, однак можливо вибрати будь-яке значення в залежності від обсягу зворотної потужності (рис.2.16).

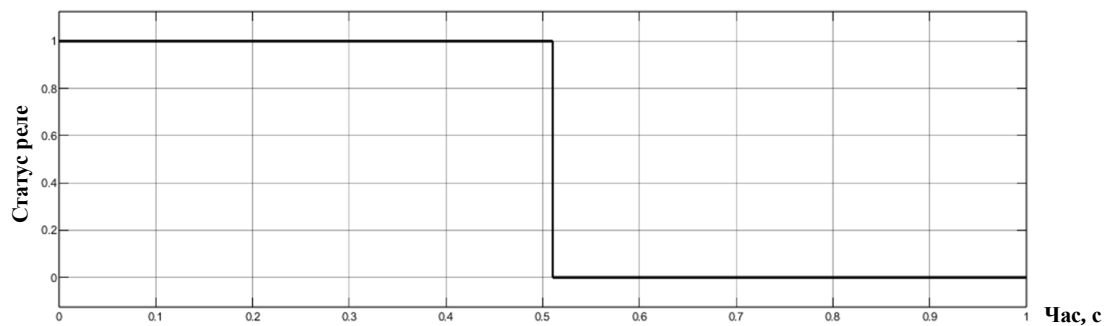


Рисунок 2.13 – Сигнал інтегратору

Елемент затримки представлено на рис.2.17. Метою впровадження у роботу елемента затримки є уникнення передачі реле хибного сигналу відключення до вимикача під час тимчасових помилок. Логіка втілення елемента затримки представлена на рис..

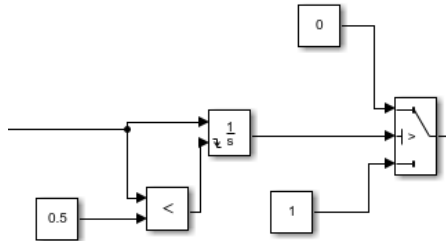


Рисунок 2.14 – Схема елемента затримки

Сигнал з виходу елемента напрямку подається на вхід елемента затримки, вихід якого становить '0' у випадках, коли напрямок потужності не збігається з напрямом налаштування захисту. Цей вихід знову інтегрується. Значення інтегралу порівнюється з пороговим рівнем 'T', значення якого встановлено рівним бажаному часу затримки.

При стабільних умовах, оскільки вхід, отриманий в інтегратор, дорівнює '0', значення інтегратора завжди буде '0' (менше за значення 'T'), тому вихід елемента затримки відповідатиме 1. Однак, при настанні аварійних умов, вхід до інтегратора буде становити '1', і через 'T' секунд значення інтегралу перевищить T, що призведе до виходу елемента затримки '0' для вказівки умови помилки.

Блок утримання представлено на рис.2.18. Метою блока утримання є фіксація контрольного значення реле стабільним після аварійної події та спрацювання захисту. Це пов'язано з тим, що після відключення вимикача, усувається аварійний режим короткого замикання, імітуючи нормальний стан і спонукаючи реле знову надсилати сигнал '1' до вимикача, що призводить до його повторного закриття.

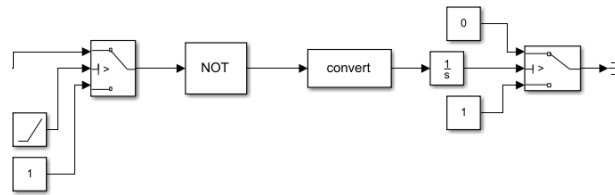


Рисунок 2.15 – Схема блоку утримання

Логіка моделювання блоку утримання показана на рисунку 2.18. Значення '0' з блоку утримання спочатку інвертується, а потім інтегрується. Як тільки значення інтегралу перевищує значення '0', вихід блоку утримання зміниться з '1' на '0'. Проте тут інтегратор не може скидатися, тому, як тільки інтеграл перевищить свій поріг, тобто '0', він ніколи не повернеться до цього значення, і отже, вихід блоку утримання завжди буде '0'.

Частина моделі, яка відповідає за пуск захисту по струму представлена на рис. 2.19, вхідний сигнал після потрапляння на блок аналого-цифрового перетворення (Moving RMS) порівнюється зі значенням уставки спрацювання по струму, якщо вхідні дані перевищують порогове значення – сигнал спрацювання надходить в логіку спрацювання блоку струмового захисту.

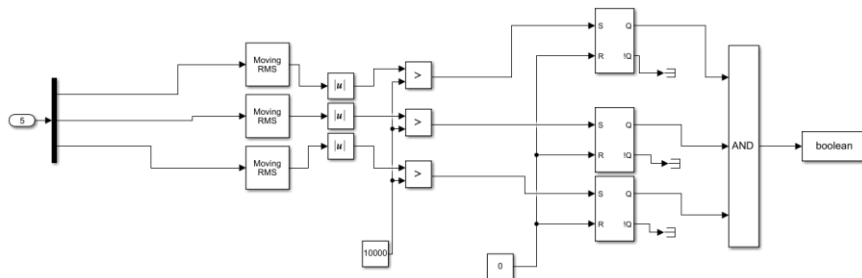


Рисунок 2.16 – Схема блоку МСЗ

При виявленні перевищень уставки логічний сигнал надсилається на S-R тригер, після чого захист спрацює. Карта істинності представлена на рис. 2.20.

S	R	Q_n	$\neg Q_n$
0	0	Q_{n-1}	$\neg Q_{n-1}$
0	1	0	1
1	0	1	0
1	1	0	0

Рисунок 2.20 – Карта істинності тригера

Якщо логіка напрямку і уставки задовольняють умовам спрацювання захисту – на вимикач надходить сигнал відключення з витримкою по часу.

На рис. 2.21 представлено блок керування вимикачем.

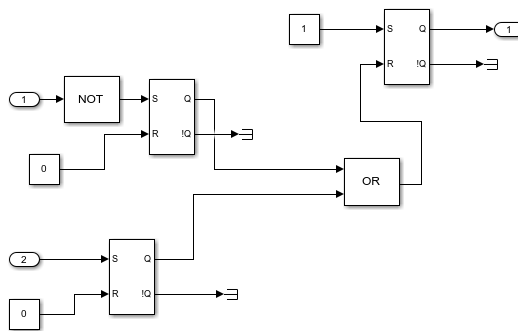


Рисунок 2.21 – Схема блоку керування вимикачем

2.3 Моделювання аварійних і нормальних режимів роботи мережі.

Робочий режим мережі вважається нормальним, коли всі її компоненти та обладнання працюють відповідно до встановлених параметрів і специфікацій, а всі електричні системи виконують свої завдання та відповідають передбаченим вимогам. У такому режимі електрична мережа функціонує стабільно і без перебоїв.

В нормальному режимі роботи мережі напруги та струми знаходяться в межах допустимих значень, обладнання працює згідно з встановленими режимами та завданнями, і не виявляється жодних непередбачених проблем.

Забезпечення неперервного постачання електроенергії для споживачів є однією з ключових метою нормального режиму (рис. 2.22, рис. 2.23) роботи мережі оператора системи розподілу.

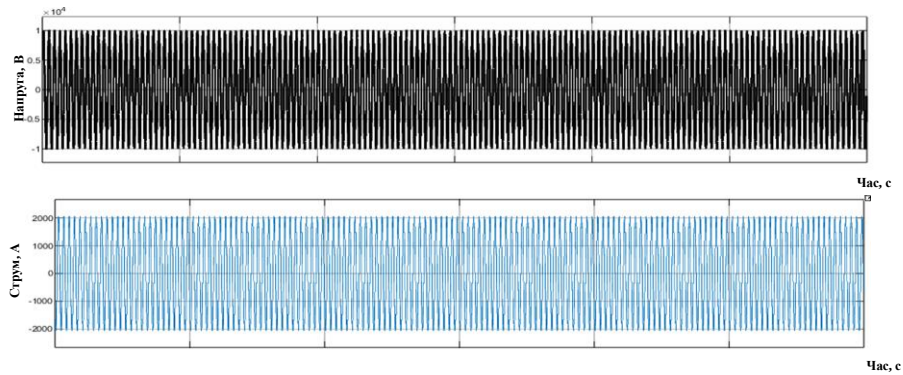


Рисунок 2.22 – Напруга і струм на стороні В-10 Т1 у нормальному режимі роботи без РЕР

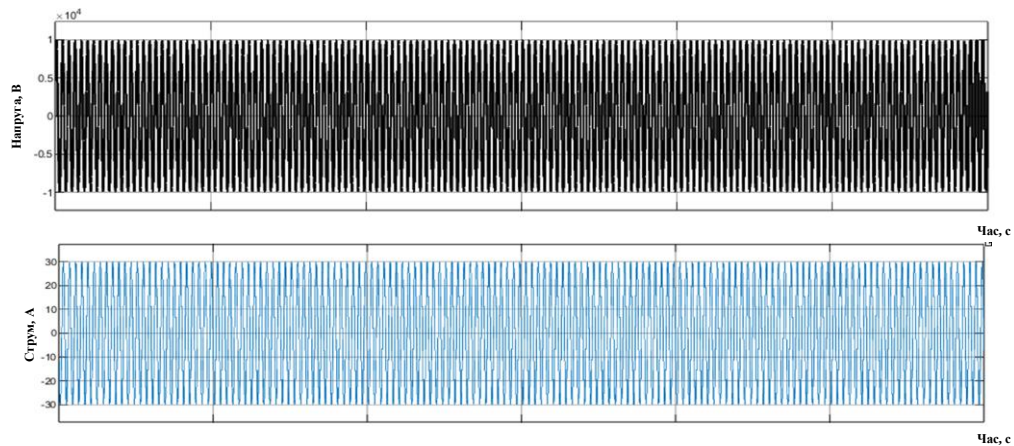


Рисунок 2.23 – Напруга і струм на навантаження 1 у нормальному режимі роботи без РЕР

Відповідно до осцилограм (рис. 2.24, рис. 2.25), в початковий момент аварійної ситуації на лінії спостерігається режим замикання однієї фази на землю. Оскільки значення фазних напруг непошкоджених фаз збільшились в $\sqrt{3}$ раз, а напруга пошкодженої фази значно знизилась.

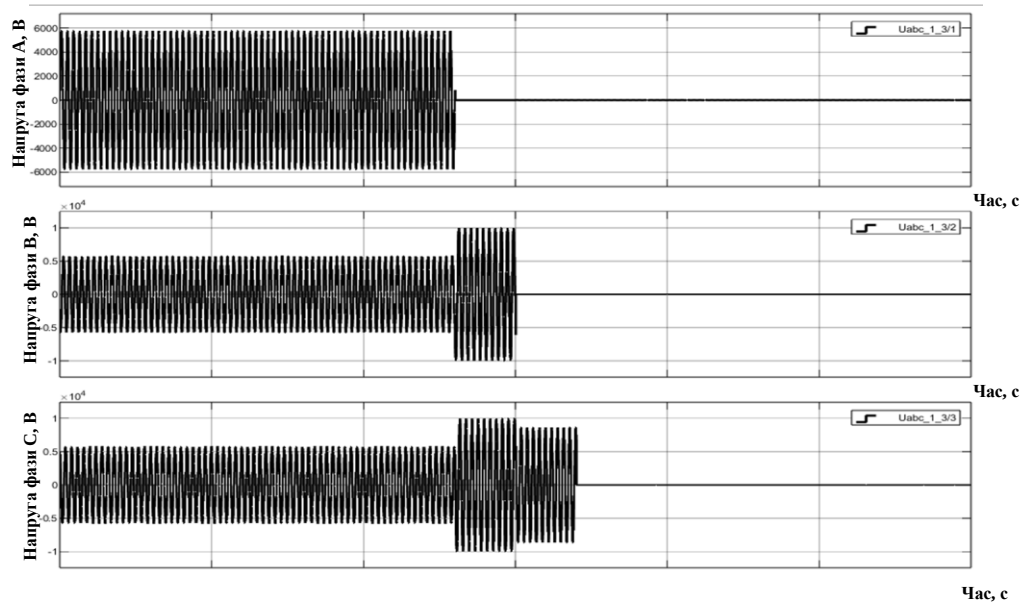


Рисунок 2.24 – Напруга на початку лінії при аварійному режимі без РЕР

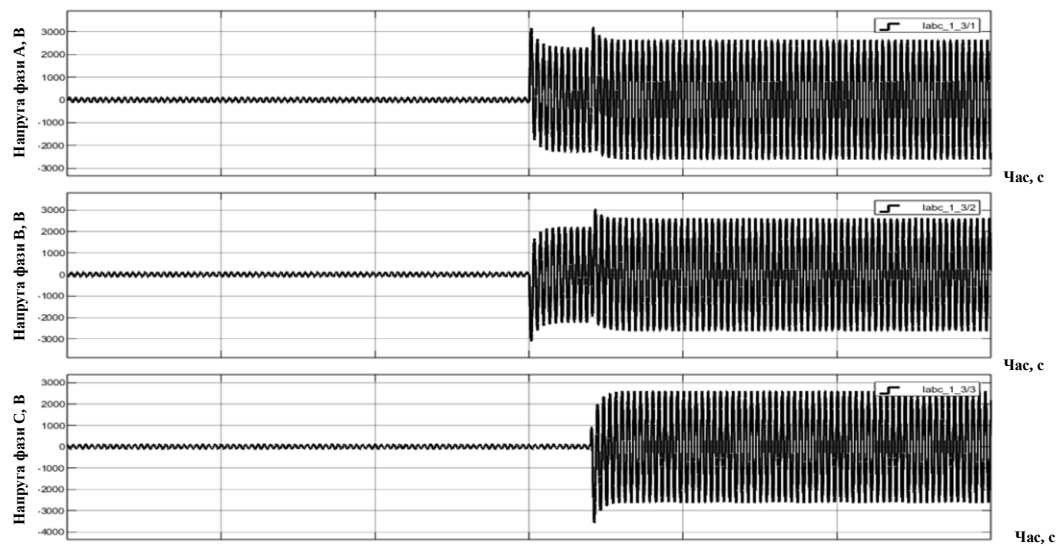


Рисунок 2.25 – Напруга в кінці лінії при аварійному режимі без РЕР

Однофазне коротке замикання не призводить до суттєвої зміни струмів в електричній мережі, тому однофазне КЗ не є режимом, в якому захисти працюють на відключення пошкодженого приєднання, оскільки споживачі продовжують отримувати живлення в повнофазному режимі. Тому, спрацювання захистів конфігуруються на сигнал аварійного стану мережі. Оскільки таке порушення нормального стану через деякий час призводить до аварій вищого рівня

небезпеки, пошкоджена ділянка визначається шляхом виїзду оперативних бригад на енергетичний об'єкт і мануальним пошуком пошкодженої ділянки.

Відповідно до осцилограми і векторної діаграми струмів і напруги, далі на лінії спостерігається режим двофазного короткого замикання, що призвело до значного зростання струмів і зниження напруг до значень короткого замикання у двох пошкоджених фазах. Цей вид аварійної події є приводом для спрацювання захистів на відключення пошкодженої ділянки. Далі моделюється трифазне коротке замикання, струми зростають до значень короткого замикання, напруги знижуються.

При підключення РЕР до мережі спостерігаються ситуація(рис. 2.26, рис. 2.27), коли струми короткого замикання протікають як від основної мережі, так і від додаткової генерації, що може призвести до неправильної роботи захистів, чи взагалі до стійкого короткого замикання. Тому, в даній роботі пропонується використання направленої максимального струмового захисту із залежною характеристикою спрацювання для селективного і надійного усунення пошкодженої ділянки мережі з обох боків.

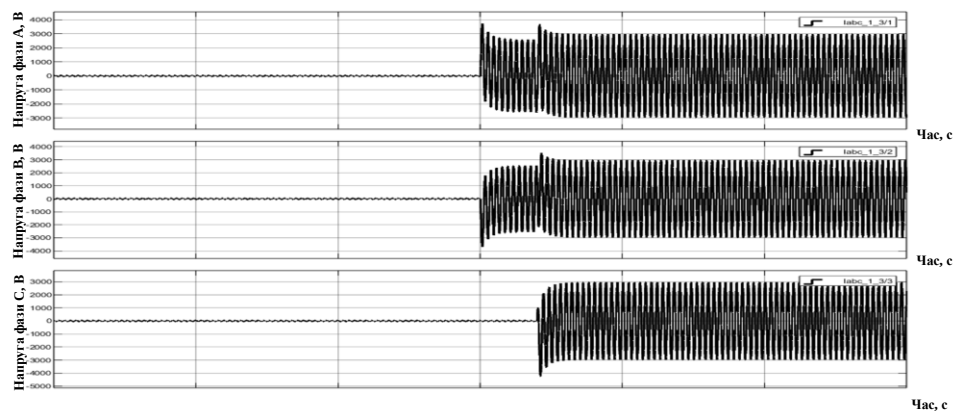


Рисунок 2.26 – Струм на початку лінії при аварійному режимі з впровадженням РЕР

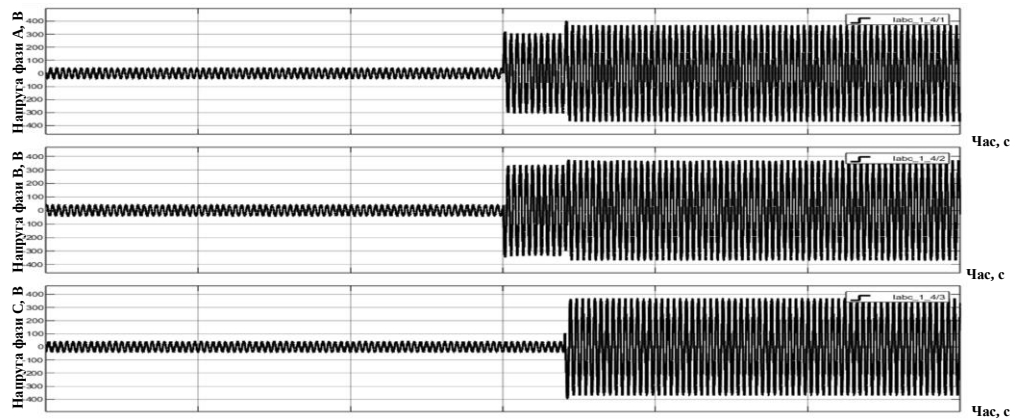


Рисунок 2.27 – Струм на кінці лінії при аварійному режимі з впровадженням РЕР

2.4 Огляд результатів моделювання роботи захистів в мережі з розподіленою генерацією.

Перша частина експерименту проводиться з направленим максимальним струмовим захистом із залежною характеристикою в мережі, структурна схема представлена на рис. В таблиці представлено струми уставок і короткого замикання, час спрацювання і результати роботи захистів. Було виконано моделювання різних випадків коротких замикань в мережі.

Як видно з рисунок 2.8, модельоване коротке замикання на лінії 1. Для селективного спрацювання необхідно, щоб найшвидше спрацювали захисти терміналів IED 1 і IED 2.

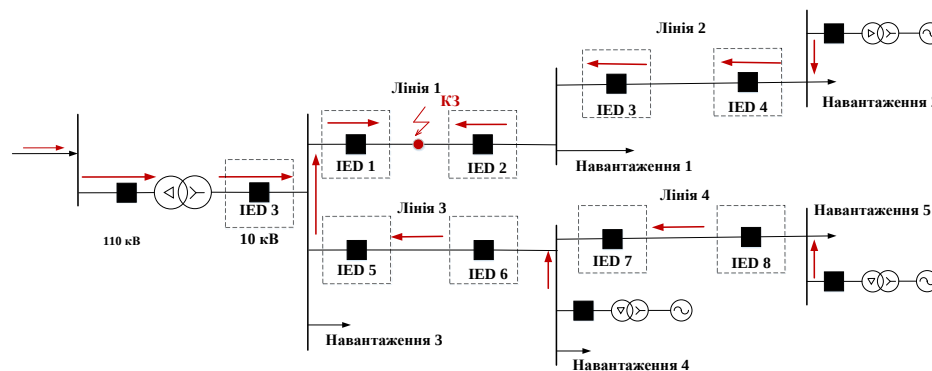


Рисунок 2.28 – Струморозподіл при КЗ на лінії 1

Струморозподіл короткого замикання представлений на рисунок 2.28. Фактичні дані спрацювання захистів для стандартної інверсії представлені в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Характеристики роботи захистів мережі при КЗ на лінії 1 при стандартній залежності

Номер реле	Струм уставки, А	Струм КЗ, А	TDS	Час спрацювання,с
1	1500	4000	0,1	0,7067
2	100	300	0,1	0,6301
3	1000	360	0,1	-
4	300	360	0,1	3,8323
5	1500	1150	0,1	-
6	800	1050	0,1	2,5671
7	1000	690	0,1	-
8	600	690	0,1	5,0015

Як видно з таблиці 2.1, при короткому замиканні на лінії 1 алгоритм спрацювання захистів запускається в IED 1, IED 2, IED 4, IED 6, IED8, оскільки перевищена допустима уставка по струму і напрямок несправності співпадає з конфігурацією направленою елементу. Час дії кожного реле розраховується за формулою. Фактично, захист повністю ізолює несправну ділянку за 0,7 секунди (рисунок 2.29), інші захисти відповідно уставкам не встигають спрацювати. Відбувається селективне відключення аварійного компонента мережі. Як видно з рис. 2.30, модельована система відключила вимикачі аварійної ділянки відповідно до значень таблиці 2.1

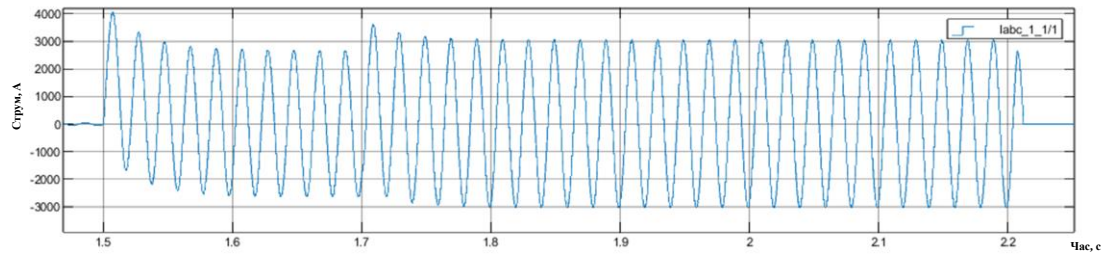


Рисунок 2.29 – Спрацювання захисту IED 1

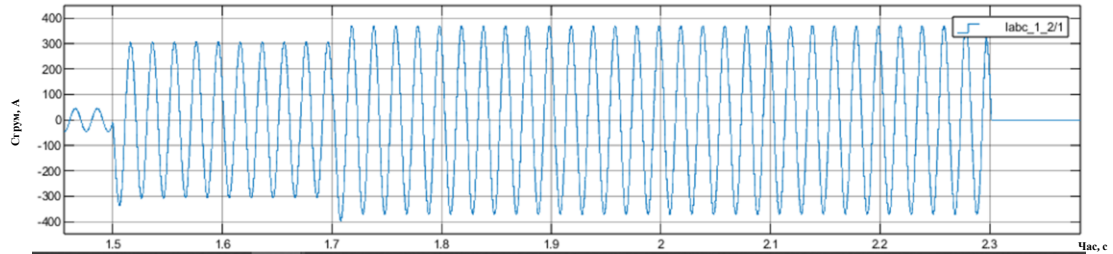


Рисунок 2.30 – Спрацювання захисту IED 2

Характеристики спрацювання при сильній інверсії представлені в таблиці 2.2. Також моделюється захист з дуже оберненою характеристикою при значенні TDS – 0,5. При цьому також змінюються розрахункові коефіцієнти i .

Таблиця 2.2 – Характеристики роботи захистів мережі при КЗ на лінії 1 при сильній інверсії.

Номер реле	Струм уставки, А	Струм КЗ, А	TDS	Час спрацювання, с
1	1500	4000	0,5	4,05
2	100	300	0,5	3,375
3	1000	360	0,5	-
4	200	360	0,5	8,4375
5	1500	1150	0,5	-
6	800	1050	0,5	21,6
7	1000	690	0,5	-
8	600	690	0,5	45

Відповідно до таблиці 2.2, час спрацювання збільшується, селективність зберігається.

Зона КЗ 2:

При моделюванні короткого замикання на лінії 2 для селективного спрацювання необхідно, щоб термінали IED 3 та IED 4 відключили пошкоджену ділянку з найменшим часом.

Розподіл струму короткого замикання відображено на рисунку 2.31.

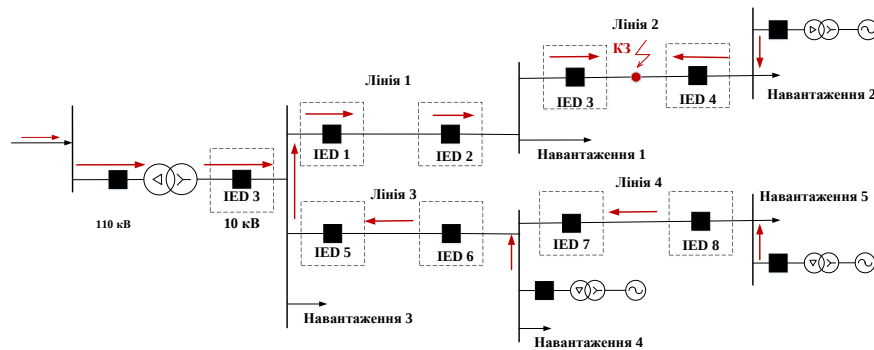


Рисунок 2.31 – Струморозподіл при КЗ на лінії 2

Результати фактичної роботи захистів під час стандартної інверсії наведені в таблиці 2.3.

Стандартна залежність:

Таблиця 2.3 – Характеристики роботи захистів мережі при КЗ на лінії 2 при стандартній залежності

Номер реле	Струм уставки, А	Струм КЗ, А	TDS	Час спрацювання, с
1	1500	1570	0,1	15,34034054
2	125	1570	0,1	-
3	800	1550	0,1	1,051378914
4	200	380	0,1	1,083605865
5	1500	520	0,1	-
6	800	510	0,1	-
7	1000	340	0,1	-
8	600	350	0,1	-

Як вказано у таблиці, при виникненні короткого замикання на лінії 2, алгоритм включення захисту ініціює спрацювання IED 1, IED 3 і IED 4, оскільки дозволені значення струму перевищені, і напрямок несправності збігається з конфігурацією направленої елементу. Фактично, захист успішно відокремлює пошкоджену ділянку протягом 1,08 секунди (рисунок 2.32). При КЗ в цій зоні, точка несправності знаходиться далеко від генераторів 2 і 3, тому опір мережі від них до точки несправності значно збільшився в порівнянні з першим дослідом, струми не перевищують порогу спрацювання. Час спрацювання для IED 1 значно збільшився, оскільки струм КЗ зменшився. Відбувається вибіркоче відключення аварійного елементу мережі. Як показано на рисунку, система моделювання відключила вимикачі аварійної ділянки відповідно до значень, зазначених у таблиці.

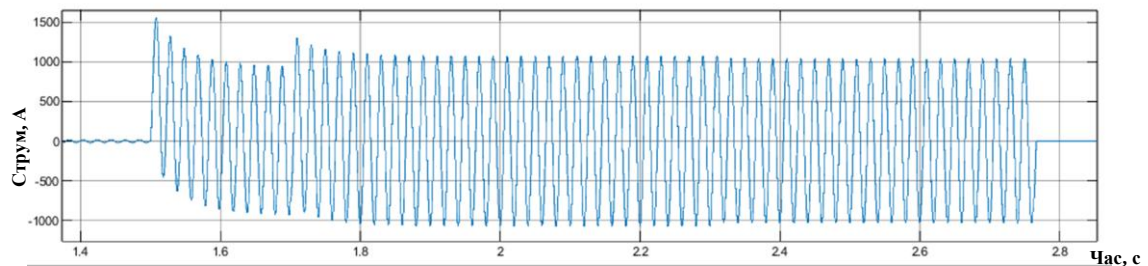


Рисунок 2.32 – Спрацювання захисту IED 4

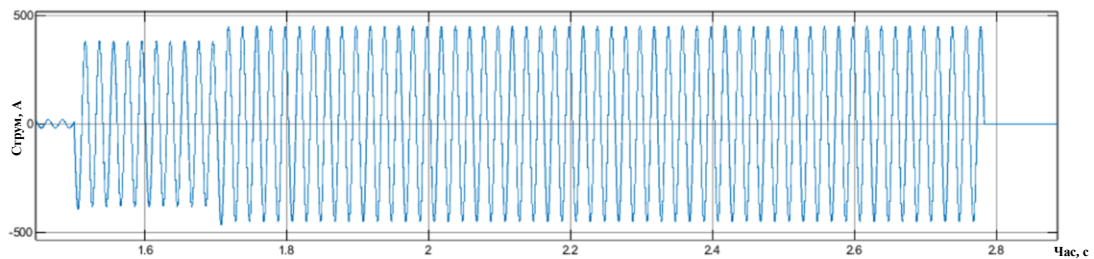


Рисунок 2.33 – Спрацювання захисту IED 3

Характеристики сильної інверсії представлена в таблиці :

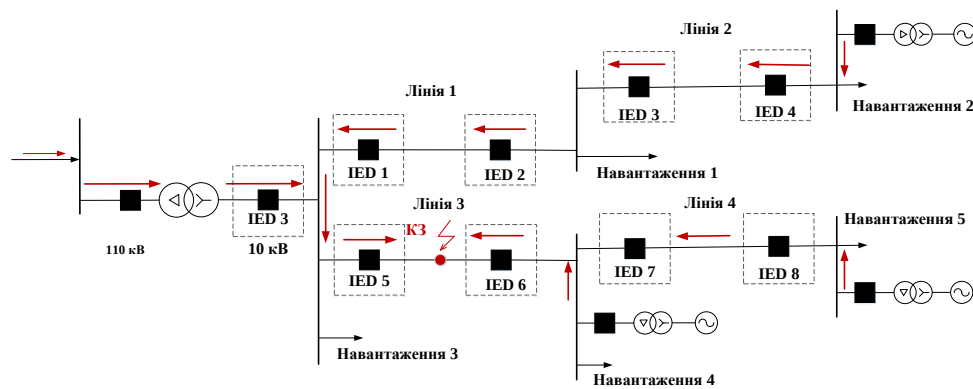
Таблиця 2.4 – Характеристика роботи захистів мережі при КЗ на лінії 2 при сильній інверсії.

Номер реле	Струм уставки, А	Струм КЗ, А	TDS	Час спрацювання, с
1	1500	1570	0,5	144,64286
2	100	1570	0,5	-
3	800	1550	0,5	7,2
4	200	380	0,5	7,5
5	1500	520	0,5	-
6	800	510	0,5	-
7	1000	340	0,5	-
8	600	350	0,5	-

Час реакції захистів збільшується відповідно до табличних даних, при цьому зберігається вибірковість.

Зона КЗ 3:

Під час моделювання короткого замикання на лінії 3 (рис.2.34), для забезпечення селективної реакції захисту на коротке замикання необхідно, щоб термінали IED 5 та IED 6 відключили уражену ділянку з мінімальним часом



7 – Струморозподіл при КЗ на лінії 3

Розподіл струму короткого замикання відображено на рисунку 2.34. Результати фактичної роботи захистів під час стандартної інверсії наведені в таблиці 2.5.

Стандартна залежність:

Таблиця 2.5 – Характеристика роботи захистів мережі при КЗ на лінії 3 при стандартній залежності

Номер реле	Струм уставки, А	Струм КЗ, А	TDS	Час спрацювання, с
1	1500	205	0,1	-
2	125	207	0,1	1,380785329
3	800	220	0,1	-
4	200	220	0,1	7,337443305
5	1500	4100	0,1	0,689179383
6	800	1760	0,1	0,88082798
7	1000	1120	0,1	-
8	600	1125	0,1	1,106585073

Згідно з вказівками у таблиці 2.5, при виникненні короткого замикання на лінії 2, алгоритм активації захисту призводить до спрацювання IED 2, IED 4, IED 5, IED 6, IED 8, оскільки перевищені допустимі значення струму, а напрямок несправності збігається з конфігурацією направленої елементу. Фактично, захист успішно відокремлює уражену ділянку протягом 0,88 секунди (рисунок 2.35). Як видно з результатів моделювання, чим далі розроблений захист знаходиться від точки короткого замикання, тим більшим є час спрацювання. Відзначається вибіркоковий процес відключення для аварійного компонента мережі. Як ілюструє рисунок 2.35, система моделювання розірвала з'єднання вимикачів на аварійній ділянці відповідно до вказаних значень у таблиці 2.5.

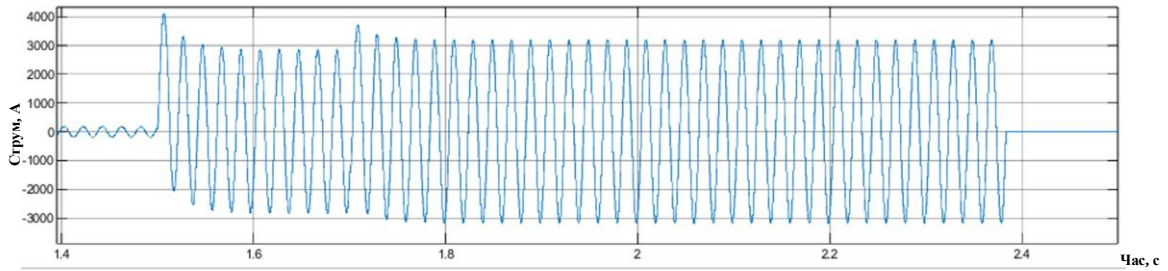


Рисунок 2.35 – Спрацювання захисту IED 5

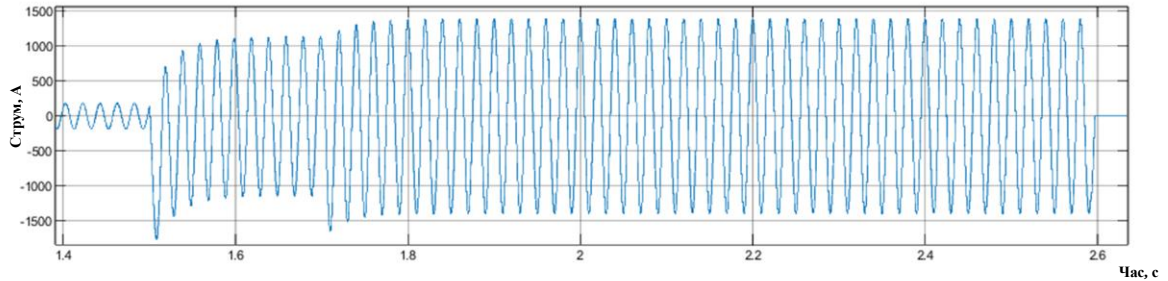


Рисунок 2.36 – Спрацювання захисту IED 6

Характеристики сильної інверсії представлена в таблиці :

Таблиця 2.6 – Характеристика роботи захистів мережі при КЗ на лінії 3 при сильній інверсії

Номер реле	Струм установки, А	Струм КЗ, А	TDS	Час спрацювання, с
1	1500	205	0,5	-
2	100	207	0,5	6,3084112
3	800	220	0,5	-
4	200	220	0,5	67,5
5	1500	4100	0,5	3,8942308
6	800	1760	0,5	5,625
7	1000	1120	0,5	-
8	600	1125	0,5	7,7142857

Реакційний час захистів збільшується у відповідності до вказаних у таб. 2.6 даних, при цьому зберігається характеристика вибіркості.

Зона КЗ 4:

У процесі моделювання короткого замикання на лінії 2 (рис. 2.37), для забезпечення селективної реакції необхідно, щоб термінали IED 7 та IED 8 відокремлювали пошкоджену ділянку з мінімальним часом.

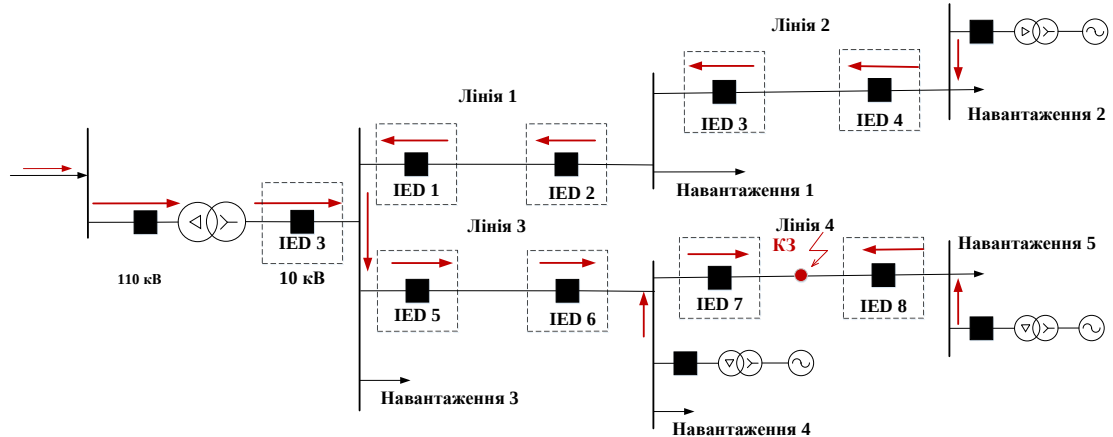


Рисунок 2.37 – Струморозподіл при КЗ на лінії 4

Розподіл струму при короткому замиканні відображено на рисунку 2.37. Реальні результати відсіювання захистів під час стандартної інверсії подані у таблиці 2.7.

Стандартна залежність:

Таблиця 2.7 – Характеристика роботи захистів мережі при КЗ на лінії 4 при стандартній залежності

Номер реле	Струм уставки, А	Струм КЗ, А	TDS	Час спрацювання, с
1	1500	170	0,1	-
2	125	180	0,1	1,91269374
3	800	175	0,1	-
4	200	220	0,1	7,337443305
5	1500	2500	0,1	1,363342552
6	800	2500	0,1	-

Продовження таблиці 2.7

Номер реле	Струм уставки, А	Струм КЗ, А	TDS	Час спрацювання, с
7	1000	3100	0,1	0,611727737
8	600	1450	0,1	0,786321341

Згідно з вказівками у таблиці 2.7, при виникненні короткого замикання на лінії 2, алгоритм активації захисту призводить до спрацювання IED 2, IED 4, IED 5, IED 7, IED 8, оскільки перевищені допустимі значення струму, а напрямок несправності збігається з конфігурацією направленої елементу. Фактично, захист успішно відокремлює уражену ділянку протягом 0,78 секунди (рисунок 2.38). Як ілюструє рисунок 2.39, система моделювання розірвала з'єднання вимикачів на аварійній ділянці відповідно до вказаних у таблиці значень. Відзначається вибіркоковий процес відключення для аварійного компонента мережі. Як видно з результатів моделювання, чим далі розроблений захист знаходиться від точки короткого замикання, тим більше час спрацювання.

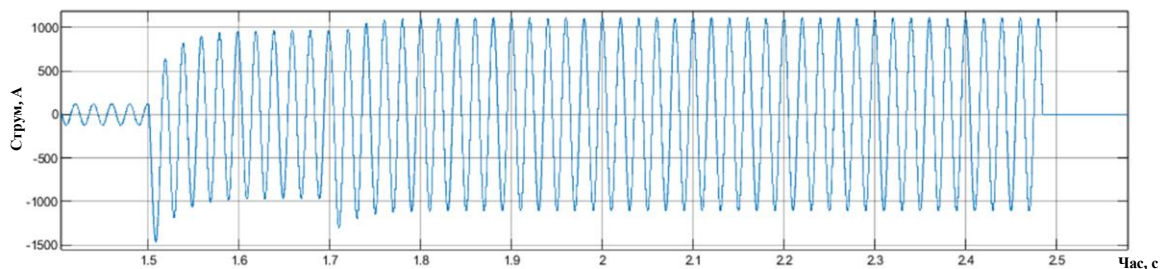


Рисунок 2.38 – Спрацювання захисту IED 7

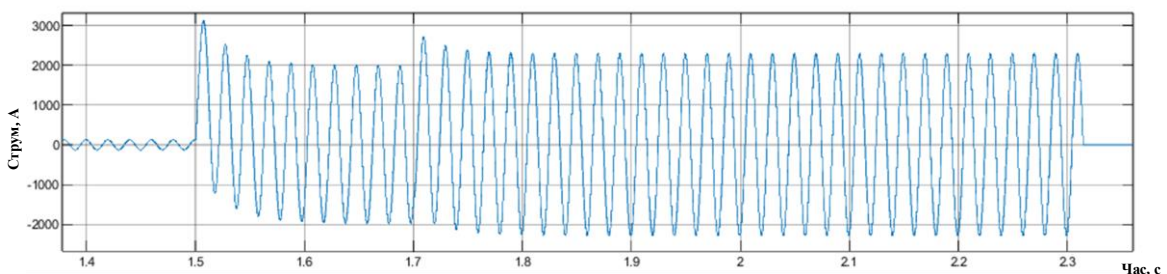


Рисунок 2.39 – Спрацювання захисту IED 8

Характеристики сильної інверсії представлена в таблиці :

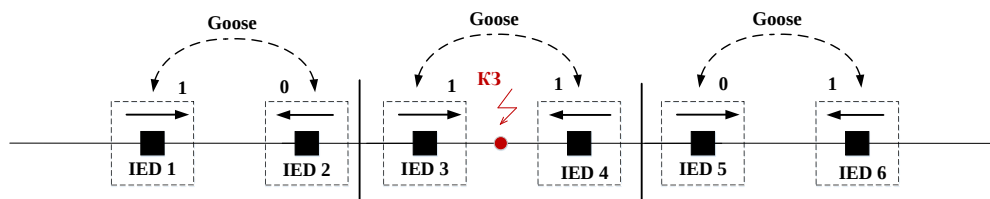
Таблиця 2.8 – Характеристика роботи захистів мережі при КЗ на лінії 1 при сильній інверсії

Номер реле	Струм уставки, А	Струм КЗ, А	TDS	Час спрацювання, с
1	1500	170	0,5	-
2	100	180	0,5	8,4375
3	800	175	0,5	-
4	200	220	0,5	67,5
5	1500	2500	0,5	10,125
6	800	2500	0,5	-
7	1000	3100	0,5	3,214285714
8	600	1450	0,5	4,764705882

2.5 Впровадження адаптивності захисту в мережу.

В даній роботі пропонується алгоритм підвищення ефективності розрахунку часу спрацювання направлено максимального струмового захисту.

Першим запропонованим етапом є ідентифікація ушкодженої ділянки. Приклад принципу дії (рисунок 2.40) слугує для прискорення усунення несправності.



8 – Принцип дії адаптивного захисту

Під час короткого замикання, кожний захисний термінал, який виявив несправність, надсилає протилежному реле сигнал, що його алгоритми виявили несправність.

несправність, і якщо другий термінал відповідає аналогічно, обидва термінали фіксують значення короткого замикання, яке записується і запам'ятовується в базу даних логіки спрацювання адаптивного захисту. Значення нового TDS перераховується за формулою:

$$TDS_{new} = \frac{(M)_{old}^p}{(M)_{new}^p} \times TDS_{old} \quad (2.1)$$

Коефіцієнт M :

$$M = \frac{I_{кз}}{I_{уст}} \quad (2.2)$$

Час спрацювання перераховується за формулою:

$$t = \frac{A}{M^p - 1} \times TDS_{new} \quad (2.3)$$

Усі інші термінали, логіка яких фіксує аварійні стани, працюють за традиційних уставок спрацювання.

Блок-схема алгоритму захисту представлена на рисунку 2.41.

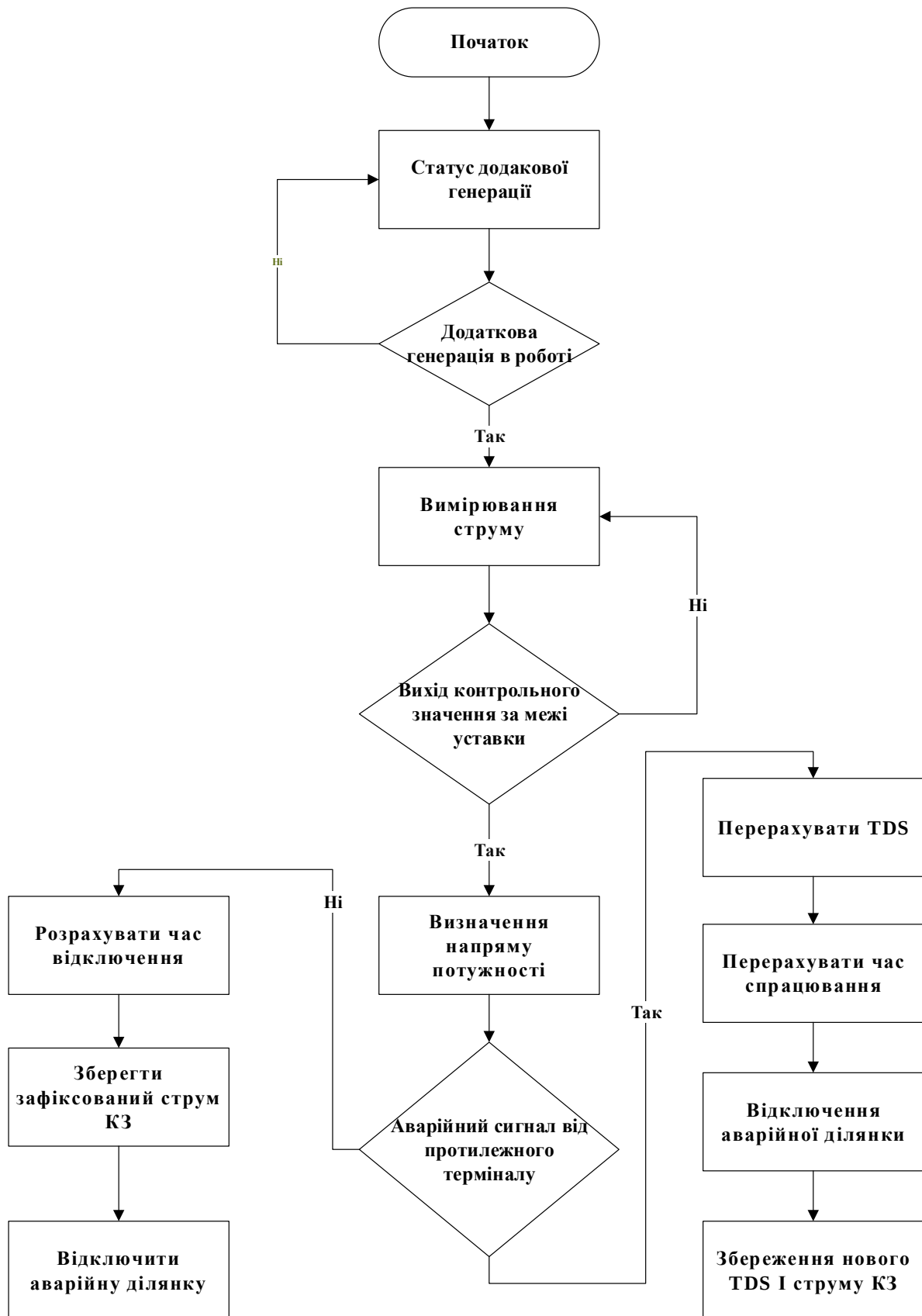


Рисунок 2.41 Блок-схема алгоритму адаптивного захисту

2.6 Аналіз результатів моделювання роботи адаптивного захисту в мережі з розподіленою генерацією.

Після імплементації нового алгоритму розрахунку струму спрацювання, на першому етапі тестового алгоритму, для розрахунку нового значення TDS, були обрані струми КЗ, які співпадають з відповідним значенням КЗ ділянки 1. Для стандартної інверсії, у всіх випадках було обрано початкове значення TDS 0,1. У дуже інверсній характеристиці значення TDS становить 0,5. Таким чином, перераховані значення струму спрацювання співпадають з дослідями пункт 2.4

Зона КЗ 1:

Характеристики спрацювання стандартної інверсії представлена в таблиці 2.9:

Таблиця 2.9 – Характеристика роботи захистів мережі при КЗ на лінії 1 при обертненій залежності з впровадженою адаптивністю

Реле	Нове значення TDS	Старе значення TDS	Струм уставки, А	Старе значення струму КЗ, А	Нове значення струму КЗ, А	Час спрацювання, с
1	0,1	0,1	1500	4000	4000	0,706704699
2	0,1	0,1	100	300	300	0,630193093
3	0,1	0,1	1000	360	360	Не спрац
4	0,1	0,1	300	360	360	3,832374718
5	0,1	0,1	1500	1150	1150	Не спрац
6	0,1	0,1	800	1050	1050	2,567163061
7	0,1	0,1	1000	690	690	Не спрац
8	0,1	0,1	600	690	690	5,001519801

Характеристики сильної інверсії представлена в таблиці 2.10:

Таблиця 2.10 – Характеристика роботи захистів мережі при КЗ на лінії 1 при оберненій залежності з впровадженою адаптивністю

Реле	Нове значення TDS	Старе значення TDS	Струм уставки, А	Старе значення струму КЗ, А	Нове значення струму КЗ, А	Час спрацювання, с
1	0,5	0,5	1500	4000	4000	4,05
2	0,5	0,5	100	300	300	3,375
3	0,5	0,5	1000	360	360	Не спрац
4	0,5	0,5	300	360	360	33,75
5	0,5	0,5	1500	1150	1150	Не спрац
6	0,5	0,5	800	1050	1050	21,6
7	0,5	0,5	1000	690	690	Не спрац
8	0,5	0,5	600	690	690	45

Зона КЗ 2:

При моделюванні КЗ на ділянці 2, попередні струми несправності, виміряні при КЗ на ділянці 1, які збережені в базі даних захистів, використовуються для розрахунку нових значень TDS, спираючись на формулу 2.3 Після того, як логіка пошуку несправної мережі визначає відповідну ділянку, на визначеній ділянці захист спрацьовує з новими значеннями TDS. У свою чергу, якщо на ділянках, де значення КЗ перевищує значення уставки, але логіка визначення ділянки несправності не спрацьовує, новий TDS перераховується, але спрацьовує за стандартними значеннями. Тобто, час спрацювання реле дорівнює часу спрацювання відповідних реле, описаних у таблиці 2.3 Таким чином, зберігається умова резервування захистів, і зменшується загальний час усунення несправності. Реле 2 не перераховує нове значення TDS, оскільки напрям несправності не співпадає з напрямом налаштування реле. Реле 5, 6, 7, 8 не

перераховують нові значення TDS, оскільки струми при КЗ на ділянці 2 не перевищують значення уставок.

Характеристики стандартній інверсії представлена в таблиці 2.11:

Таблиця 2.11 – Характеристика роботи захистів мережі при КЗ на лінії 1 при оберненій залежності з впровадженою адаптивністю

Реле	Нове значення TDS	Старе значення TDS	Струм уставки, А	Старе значення струму КЗ,	Нове значення струму КЗ, А	Час спрацювання, с
1	0,1018880	0,1	1500	4000	1570	15,3403405
2	0,1	0,1	100	300	1570	Не спрац
3	0,0971224	0,1	800	360	1550	1,02112445
4	0,0998919	0,1	200	360	380	1,08243474
5	0,1	0,1	1500	1150	520	Не спрац
6	0,1	0,1	800	1050	510	Не спрац
7	0,1	0,1	1000	690	340	Не спрац
8	0,1	0,1	600	690	350	Не спрац

Характеристики сильної інверсії представлена в таблиці 2.12:

Таблиця 2.12 – Характеристика роботи захистів мережі при КЗ на лінії 1 при оберненій залежності з впровадженою адаптивністю

Реле	Нове значення TDS	Старе значення TDS	Струм уставки, А	Старе значення струму КЗ,	Нове значення струму КЗ,	Час спрацювання, с
1	1,2738853	0,5	1500	4000	1570	144,6428571
2	0,5	0,5	100	300	1570	Не спрац
3	0,1161290	0,5	800	360	1550	1,672258065
4	0,4736842	0,5	200	360	380	7,105263158
5	0,5	0,5	1500	1150	520	Не спрац

Продовження таблиці 2.12

Реле	Нове значення TDS	Старе значення TDS	Струм уставки, А	Старе значення струму КЗ, А	Нове значення струму КЗ, А	Час спрацювання , с
6	0,5	0,5	800	1050	510	Не спрац
7	0,5	0,5	1000	690	340	Не спрац
8	0,5	0,5	600	690	350	Не спрац

Зона КЗ 3:

При симуляції пошкодження на ділянці 3, реле 2, 4 та 8 перераховують нові значення TDS, але, оскільки напрям струму несправності співпадає з налаштуваннями реле, і струми при КЗ перевищують уставку, час спрацювання відповідає значенню стандартної характеристики. Реле 1, 3 та 7 неактивні. Пошкоджена ділянка, яка відокремлюється захистами реле 5 та 6, відключається за новими розрахунковими TDS.

Характеристики стандартної інверсії представлена в таблиці 2.13:

Таблиця 2.13 – Характеристика роботи захистів мережі при КЗ на лінії 1 при оберненій залежності з впровадженою адаптивністю

Реле	Нове значення TDS	Старе значенн я TDS	Струм уставки, А	Старе значення струму КЗ, А	Нове значення струму КЗ, А	Час спрацювання , с
1	0,10188804	0,101888	1500	1570	205	Не спрац
2	0,09926062	0,1	100	300	207	0,95515200
3	0,09712240	0,097122	800	1550	220	Не спрац
4	0,09880596	0,099891	200	380	220	7,33744330
5	0,09748959	0,1	1500	1150	4100	0,6718782
6	0,09897227	0,1	800	1050	1760	0,87177544

Продовження таблиці 2.13

Реле	Нове значення TDS	Старе значення TDS	Струм уставки, А	Старе значення струму КЗ, А	Нове значення струму КЗ, А	Час спрацювання, с
7	0,1	0,1	1000	690	1120	Не спрац
8	0,09902707	0,1	600	690	1125	1,10658507

Характеристики сильної інверсії представлена в таблиці 2.14:

Таблиця 2.14 – Характеристика роботи захистів мережі при КЗ на лінії 1 при оберненій залежності з впровадженою адаптивністю

Реле	Нове значення TDS	Старе значення TDS	Струм уставки, А	Старе значення струму КЗ, А	Нове значення струму КЗ, А	Час спрацювання, с
1	1,2738853	1,2738853	1500	1570	205	Не спрац
2	0,7246376	0,5	100	300	207	6,308411215
3	0,1161290	0,1161290	800	1550	220	Не спрац
4	0,8181818	0,4736842	200	380	220	67,5
5	0,1402439	0,5	1500	1150	4100	1,09228424
6	0,2982954	0,5	800	1050	1760	3,355823864
7	0,5	0,5	1000	690	1120	Не спрац
8	0,3066666	0,5	600	690	1125	7,714285714

Зона КЗ 4:

При досліді КЗ ділянки 4, відбувається перерахунок часу спрацювання реле 5 та 6. Нові значення збережених струмів КЗ спостерігаються на реле 2, 4, 5, 6. Реле 7 та 8 спрацьовують за менший відрізок часу у порівнянні зі стандартною методологією розрахунку часу спрацювання систем захисту. Характеристики стандартної інверсії представлена в таблиці 2.15:

Таблиця 2.15 – Характеристика роботи захистів мережі при КЗ на лінії 1 при оберненій залежності з впровадженою адаптивністю

Реле	Нове значення TDS	Старе значення TDS	Струм уставки, А	Старе значення струму КЗ, А	Нове значення струму КЗ, А	Час спрацювання, с
1	0,1018880	0,1018880	1500	1570	170	Не спрац
2	0,0995384	0,0992606	100	207	180	1,183921985
3	0,0971224	0,0971224	800	1550	175	Не спрац
4	0,0988059	0,0988059	200	220	220	7,337443305
5	0,0984589	0,0974895	1500	4100	2500	1,363342552
6	0,0989722	0,0989722	800	1760	2500	Не спрац
7	0,0970397	0,1	1000	690	3100	0,593619175
8	0,0985257	0,0990270	600	1125	1450	0,774728771

Характеристики сильної інверсії представлена в таблиці 2.16:

Таблиця 2.16 – Характеристика роботи захистів мережі при КЗ на лінії 1 при оберненій залежності з впровадженою адаптивністю

Реле	Нове значення TDS	Старе значення TDS	Струм уставки, А	Старе значення струму КЗ, А	Нове значення струму КЗ, А	Час спрацювання, с
1	1,27388535	1,27388535	1500	1570	170	Не спрац
2	0,833333333	0,724637681	100	207	180	8,4375
3	0,116129032	0,116129032	800	1550	175	Не спрац
4	0,818181818	0,818181818	200	220	220	67,5
5	0,23	0,140243902	1500	4100	2500	10,125
6	0,298295455	0,298295455	800	1760	2500	Не спрац
7	0,111290323	0,5	1000	690	3100	0,715437788
8	0,237931034	0,306666667	600	1125	1450	2,267342799

Таким чином, завдяки аналізу проведених моделювань, можемо стверджувати, що при застосуванні запропонованого алгоритму, час спрацювання систем захисту ділянки, на якій спостерігається КЗ, зменшується. При цьому, дотримуються основні вимоги до систем РЗА.

Порівняльний аналіз запропонованого алгоритму захисту і традиційного при стандартній залежності продемонстровано в таблиці 2.17.

Таблиця 2.17 – Порівняльний аналіз швидкості спрацювання захистів при стандартній інверсії.

Номер точки КЗ	Номер реле захисту	Швидкість спрацювання традиційного захисту, с	Швидкість спрацювання адаптивного захисту, с	Підвищення швидкості спрацювання, с	Підвищення швидкості спрацювання, %
1	1	0,7067	0,7067	0	0
	2	0,6301	0,6301	0	0
2	3	1,051378914	1,021124458	0,03025446	2,87
	4	1,083605865	1,082434747	0,00117112	0,1
3	5	0,689179383	0,6718782	0,01730118	2,50
	6	0,88082798	0,87177544	0,00905254	1,03
4	7	0,611727737	0,593619175	0,01810856	2,96
	8	0,786321341	0,774728771	0,01159257	1,47
Середній приріст швидкості спрацювання				0,01093505	1,36625

Порівняльний аналіз для оберненій залежності приведено в таблиці 2.18.

Таблиця 2.18 – Порівняльний аналіз швидкості спрацювання захистів при оберненій інверсії.

Номер точки КЗ	Номер реле захисту	Швидкість спрацювання традиційного захисту, с	Швидкість спрацювання адаптивного захисту, с	Підвищення швидкості спрацювання, с	Підвищення швидкості спрацювання, %
1	1	4,05	4,05	0	0
	2	3,375	3,375	0	0
2	3	7,2	1,672258065	5,52774194	76,77
	4	7,5	7,105263158	0,39473684	5,26

Продовження таблиці 2.18

3	5	3,8942308	1,09228424	2,80194656	71,95
	6	5,625	3,355823864	2,26917614	40,34
4	7	3,214285714	0,715437788	2,49884793	77,74
	8	4,764705882	2,267342799	2,49736308	52,41
Середній приріст швидкості спрацювання				1,99872656	40,55875

Таким чином, можемо стверджувати, що зважаючи на підвищення швидкості спрацювання захистів в обох випадках, вважаємо необхідним продовження досліджень запропонованого алгоритму. Крім цього, доцільним буде продовжити розгляд можливостей застосування алгоритму як альтернативного, особливо при налаштуванні захистів на спрацювання при оберненій інверсії.

Висновок

В даному розділі було розроблено модель реальної електричної мережі розподілу 10 кВ за допомогою програмного забезпечення MATLAB Simulink. Мережа складається з трьох рівнів: ПС, РП, ТП. Було здійснено моделювання основного первинного обладнання, такого, як: шини підстанцій, кабельні лінії електропередачі, високовольтні вимикачі, вузли навантаження/споживання, джерело потужності, високовольтний трансформатор, блоки РЕР.

Також розроблено модель направленої максимального струмового захисту, який складається з таких частин: елемент визначення напрямку потужності, який включає в себе елемент напрямку, затримки, блок утримання, а також елемент перевищення допустимих значень по струму та схеми блоку керування вимикачем.

З метою демонстрації аварійних режимів в розробленій моделі електричної мережі з ізольованою нейтраллю з додатковою генерацією, було проведено моделювання аварійних режимів. У якості прикладів було використано випадки з однофазним, двофазним і трифазним замиканням на землю.

Задля здійснення порівняльного аналізу методів захисту, у даному розділі продемонстровано роботу традиційного направленою максимального струмового захисту із залежною характеристикою спрацювання. Відтак, у подальшому дослідженні було описано та протестовано новий алгоритм релейного захисту з елементом адаптивності. Можемо стверджувати, що при застосуванні описаного методу, за стандартною залежністю, час спрацювання скорочується в середньому на 0,01093505 с, або на 1,36625%. У свою чергу, при оберненій залежності – на 1,99872656 с і 40,55875% відповідно. Так, у розділі було доведено доцільність розгляду можливостей застосування запропонованого алгоритму.

3. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ПІД ЧАС МОНТАЖУ ТА ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЗАСОБІВ НАПРАВЛЕНОГО МАКСИМАЛЬНОГО СТРУМОВОГО ЗАХИСТУ

Мета розділу: впровадження спеціальних заходів для зменшення негативного впливу шкідливих виробничих факторів, що виникають під час функціонування мікропроцесорних терміналів релейного захисту з впровадженими засобами направленої максимальної струмової захисту.

Об'єкт досліджень: використання пристроїв мікропроцесорних терміналів захисту із направленим максимальним струмовим захистом.

Предмет досліджень: засоби забезпечення безпеки праці під час виконання робіт з експлуатації релейного захисту.

3.1 Технічні характеристики і вибір місць розміщення нового енергетичного устаткування

Загальна характеристика об'єкту наведена в таблиці 3.1

Таблиця 3.1 – Загальна характеристика об'єкту[25]

Найменування електроустановки	Вид розміщення	Розміщення робочого місця	Категорія електроприміщення	Категорія з пожежної безпеки
Розподільча підстанція	Внутрішня ЕУ	Окреме приміщення на поверхні землі, (26x25x3,7) м	Приміщення з підвищеною небезпекою	Категорія Д

Основні технічні характеристики ЕУ об'єкта наведені в таблиці 3.2

Таблиця 3.2 – Технічні характеристики

Найменування ЕУ і марка	Основні характеристики	Числове значення
Комірка КСО-298-3ВВ-600 [26]	Номінальна напруга комірки	10 кВ
	Максимальна робоча напруга комірки	12 кВ
	Номінальний струм комірки і збірних шин	630/1600 А
	Габарити комірки	2650x750x1100 мм
Пристрій релейного захисту АВВ REF 615 [27]	Маса релейного захисту	3,5 кг
	Номінальна напруга релейного захисту	24-240 В
	Габаритні розміри релейного захисту	177x177x155 мм

3.2 Дослідження та аналіз умов праці на робочих місцях електротехнічних працівників

Експлуатаційні роботи проводяться протягом усього року.

Таблиця 3.3 – Обсяг робіт при обслуговуванні обладнання РЗА [28]

Вид робіт	Період виконання робіт і тривалість	Кількісний склад бригад	Група з електробезпеки
Експлуатація пристроїв релейного захисту	Впродовж усього року, 2 дні	2	Керівник робіт мінімум – IV, решта не менше як III. .

3.3 Визначення та оцінка показників умов праці на робочих місцях

Таблиця 3.4 – Чинники та показники умов праці [29]

Найменування чинника	Основні характеристики	Числове значення показника
Параметр мікроклімату	Температура повітря Вологість	(17...23) °С (40...70) %
Важкість праці	Переміщення вантажів	До 10 кг
	Робоче положення	«Стоячи»
	Категорія робіт	II категорія
Напруженість праці	Тривалість зосередженого спостереження	40% робочого часу
	Тривалість активних дій	60 % робочого часу
	Змінність	1 зміна, 8 годин
Шум	Рівень шуму	40 дБА
Освітлення	Рівень штучного освітлення	300 лк (лампи люмінесцентні)

3.4 Визначення небезпечних і шкідливих виробничих чинників

У таблиці 3.5 наведено характеристики виробничих чинників, які можуть мати шкідливий або небезпечний вплив при експлуатації релейного захисту.

Таблиця 3.5 – Перелік небезпечних і шкідливих чинників при роботі з обладнанням релейного захисту і автоматики.

Небезпечні і шкідливі	Фактичне значення	Допустиме значення
Електричного походження		
Напруга	240 В	6 В
Струм	1 А	0,6 мА
Оцінка умов праці	Шкідливість I категорія	

3.5 Вибір і розрахунок технічних засобів і заходів безпеки до електроустановок

В таблиці 3.6 подані технічні та організаційні заходи, що стосуються експлуатації релейного захисту приєднання.

Таблиця 3.6 – Технічні та організаційні заходи [30]

Вид заходу	Найменування заходу	Опис, показники і характеристики
Технічні заходи з електробезпеки		
Заземлення	заземлюючий пристрій шафи РЗ	Приєднання затискачів заземлення в шафі РЗ до основного заземлюючого пристрою провідниками, що
Світлова сигналізація	Шафа, при підключенні до напруги	Світлодіодна лампа червоного кольору.
Розміщення знаків безпеки	Заборонний знак «Обережно!	Знаки безпеки повинні бути розміщені на видимих місцях на висоті 2-2,5 м від рівня підлоги.
Огороджувальний засіб		В ролі огороджувального засобу РЗ виступає сам корпус комірки
Блокувальна безпеки в електроустановках	У вигляді механічного блокування	Передбачається на корпусі комірок.
Організаційні заходи		
Вид дозвільного документу	Наряд-допуск	Розпорядження на безпечне проведення робіт, у якому передбачаються, час початок і кінця

Продовження таблиці 3.6

Розміщення плакатів безпеки	Вказівні плакати	    
	Застережні плакати	             
	Настановчі плакати	 
	Заборонні плакати	      
Категорія робіт	Зі зняттям напруги	Експлуатаційні роботи не передбачають роботи під напругою

3.5 Вибір засобів індивідуального захисту та електрозахисних засобів

Таблиця 5.7 – Засоби індивідуального захисту [11]

Вид ЗІЗ	Призначення	Марка або маркування	Технічні характеристики
Захисний одяг	Захист від виробничих забруднень і механічних ушкоджень	Робочий спецодяг RAWPOL UM. 2 роки	Захист під час експлуатаційних робіт
Захисне взуття	Захист від механічних ушкоджень і крокової напруги	Черевики робочі з металевим носком. 6 місяців	Захист під час переміщення вантажів масою до 15 кг

Продовження таблиці 5.7

Захист рук	Захист від механічних ушкоджень	Рукавички MILWAUKEE 9/L	Рукавички використовуються в якості основного засобу захисту при перенесенні вантажу і виконанні монтажних робіт
Захист голови	Захист від електричного струму і механічних ушкоджень	Каска Endurance Plus PS54	Під час монтажних робіт

Таблиця 3.8 – Перелік електрозахисних засобів [31]

Вид ЕЗЗ	Найменування	Технічні характеристики	Призначення і норми випробувань
Електрозахисний засіб індивідуального захисту	Діелектричні рукавички	Для робіт під напругою до 1 кВ	Підключення ЕУ після ремонту. Періодичні випробування - раз на 6 місяців
	Діелектричне взуття	Для робіт під напругою до 1 кВ	Підключення ЕУ після ремонту. Періодичні випробування - що 6 місяців
	Діелектрична каска	Для робіт під напругою до 1 кВ	Підключення ЕУ після ремонту. Періодичні випробування - що 6 місяців

Продовження таблиці 3.8

Контрольно-сигнальні прилади	Електровимірювальні кліщі	Вимірювання струму	0,4- 10 кВ Раз у 12 місяці
	Показчики напруги (контактні та безконтактні)	Наявність напруги	0,4 – 220 кВ Раз у 12 місяці
	Сигналізатори напруги	Наближення до частин ЕУ під напругою	6 – 35 кВ Раз у 12 місяці
	Попереджувальні знаки та плакати безпеки	Виконання робіт	Раз у 24 місяці
	Ізолювальні штанги	Оперативні, вимірювальні, універсальні. Напруга 6 - 500 кВ	0,4 – 500 кВ Раз у 24 місяці

3.6 Вибір заходів і засобів безпеки у надзвичайних ситуацій

Під час експлуатації може виникнути необхідність у зміні конфігурації або перемиканні уставок систем РЗА. Неправильне підключення релейного захисту може спричинити коротке замикання. Заходи щодо ліквідації наслідків небезпечних ситуацій вказані в таблиці 3.9.

Таблиця 3.9 – Перелік заходів безпеки у надзвичайних ситуаціях [32; 33]

Група заходів	Технічні характеристики	Критерії вибору
Технічні		
Запобіжники в колах включення вводів	Струм спрацювання 5 А	Захист від потрапляння на них напруги, яка перевищує допустимі значення.
Вимикач в ланцюгах живлення	Автоматичний, струм спрацювання 25 А.	Захист ЕУ від аварій в ланцюгах живлення.

Продовження таблиці 3.9

Пожежний інвентар та вуглекислотні вогнегасники	Пересувні вогнегасники, ящики з піском, совкові лопати.	Вогнегасник об'ємом 15 л. Пожежний інвентар - один на все приміщення
Система автоматичного пожежогасіння	Автоматичне сповіщення та спрацювання	Автоматичне спрацювання. Заповнення речовиною для гасіння пожежі.
Організаційні		
Перевірка ізоляції	приймально-здавальні випробування, післяремонтні і міжремонтні кожні 6 місяців	Для установок до 1 кВ перевірка на електричну міцність та електричний опір
Інформаційні заходи з попередження пожеж і вибухів	Плани евакуації, дотримання протипожежних вимог, виконання правил безпеки	Положення про охорону праці при експлуатації електроустановок напругою до 1 кВ.

3.7 Розрахунок захисного заземлення шафи РЗА

Напруга мережі 240 В. Кабельна мережа, мідний гнучкий кабель, площа 35 мм^2 , довжина проводу 15 м. Пристрій максимального струмового захисту, автоматичний вимикач, $I_{\text{ном}} = 25 \text{ А}$.

Розрахунок на вимикаючу здатність.

Такий розрахунок передбачає розрахунок струму однофазного короткого замикання $I_{\text{КЗ}}$ і співставлення отриманої величини зі значенням номінального струму спрацьовування МСЗ [33].

Під час використання автоматичного пристрою, який відмикає струм короткого замикання:

$$I_{\text{КЗ}} \geq 1,25 \times I_{\text{авт}}^{\text{НОМ}}$$

$$I_{\text{КЗ}} \geq 1,25 \times 25 = 31,25 \text{ А}$$

де $I_{\text{авт}}^{\text{НОМ}}$ — номінальний струм автоматичного пристрою.

Розрахункова формула для визначення $I_{\text{КЗ}}$ має вигляд:

$$I_{\text{КЗ}} = U_{\phi} / (r_{\phi} + r_{PE} + (\frac{r_{\text{тр}}}{3}))$$

$$I_{\text{КЗ}} = \frac{240}{0,042 + 0,042 + (\frac{0,80}{3})} = 684 \text{ А}$$

де фазна U_{ϕ} — напруга, В; r_{ϕ} r_{PE} $r_{\text{тр}}$ — відповідно активний опір фазного, нульового проводів і трансформатора, Ом;

$$r = \sum_{i=1}^n (p_i \times l_i) / S_i$$

$$r_{\phi} = \frac{(0,1 \times 15)}{35} = 0,042 \text{ Ом}$$

$$r_{PE} = \frac{(0,1 \times 15)}{35} = 0,042 \text{ Ом}$$

де p_i — питомий опір матеріалу проводів, міді, l_i — довжина ділянки проводу одного матеріалу та одного перерізу, S_i — площа поперечного перерізу проводу.

Таблиця 3.10 – повний опір масляних трансформаторів

Потужність трансформатору, кВА	$Z_{тр}$ при схемі з'єднання обмоток	
	зірка	трикутник
100	0,80	0,23

$$r_{тр} = 0,80 \text{ Ом}$$

Визначаємо кратність струму однофазного короткого замикання відносно номінального струму пристрою МСЗ, яка має бути не менша як допустима:

$$K_c = I_{кз}/I_{номМСЗ} \geq K_{сдоп}$$

$$K_c = 684/31,25 \geq K_{сдоп}$$

$$K_c = 21,88 \text{ А}$$

Розрахунок напруги на корпусі електроустановки.

Без повторного заземлення захисного провідника напруги на корпусі ЕК визначається за формулою:

$$U_K = I_{кз} \times Z_3 \leq U_d(t_c)$$

$$U_K = 684 \times 0,008 = 5,47 \text{ В}$$

$$U_K = 5,47 \text{ В} \leq 65 \text{ В}(1,0 \dots 5,0)$$

де $U_d(t_c)$ – допустима напруга дотику; Z_3 – повний опір захисного проводу (для КЛ $Z_3 = r_3 = 0,008$).

Висновок

У цьому розділі було досліджено технічні характеристики релейного захисту, умови роботи при використанні пристроїв релейного захисту і автоматики, проведено аналіз потенційно небезпечних факторів та можливих аварійних ситуацій. На основі отриманої інформації був розроблений перелік заходів для забезпечення безпечних умов роботи. Оскільки основними небезпечними факторами є електричні струми і напруги, був проведений вибір індивідуальних засобів електрозахисту.

Також були проведені розрахунки захисного заземлення електричної установки відповідно до вимог Правил улаштування електроустановок (ПУЕ). Отримані результати свідчать про те, що умови перевірки заземлення за напругою відповідають встановленим вимогам безпеки.

4. РОЗРОБКА СТАРТАП-ПРОЄКТУ

4.1 Застосування адаптивних методів для захисту мережі системи розподілу електричної енергії

За останнє десятиліття в усьому світі, у тому числі і в Україні, відбулося зростання рівня використання відновлюваної генерації. Більшість сучасних досліджень в основному стосуються вивчення питань стабільності та динаміки енергосистеми, при цьому мало уваги приділялося аналізу впливу змін захисту енергосистеми через низьку інерційність генерації. Використання нових комунікаційних технологій на рівні дистрибуції стає більш поширеним. Вартість оцифрування існуючої підстанції суттєво знизилася, і це спонукає енергетичні підприємства більше зосередитися на автоматизації розподілу. В той самий час, наразі впроваджуються лише традиційні функції захисту.

Вирішувати проблеми, пов'язані із захистом існуючої інфраструктури, економніше й ефективніше, оскільки впровадження абсолютно нового набору апаратних засобів захисту потребуватиме значних фінансових капіталовкладень. Таким чином, адаптивний захист є одним із найкращих відповідних рішень, оскільки він може ефективно працювати на існуючій архітектурі розумної мережі.

4.1.1 Опис ідеї проєкту

Зміст загальної концепції проєкту, її можливі напрямки застосування, перелік вигід та переваг для користувачів наведено в таблиці 4.1.

Аналіз наведеної у таблиці інформації дозволяє системно розглянути зміст ідеї та створює основу для подальшого дослідження основних потенційних ринків, в рамках яких здійснюється пошук груп майбутніх клієнтів.

Таблиця 4.1 - Опис ідеї стартап-проєкту

Зміст ідеї	Напрямки застосування	Вигоди для користувача
Ідея полягає у впровадженні інноваційних адаптивних методів розрахунку часу спрацювання направленою максимального струмового захисту із залежною характеристикою в мережі з розподіленими енергетичними ресурсами оператора системи розподілу електричної енергії.	Розподільчі підстанції(РП)	Підвищення надійності електричних мереж оператора системи розподілу. Зменшення вірогідності економічних втрат шляхом зниження часу відключення аварійної ділянки. Зниження потреби у залученні додаткового людського ресурсу(аварійних бригад).
	Трансформаторні підстанції(ТП)	
	Високовольтні підстанції(ПС)	
	ЛЕП 10 кВ	
	Кабельні лінії 10 кВ	

Для аналізу можливостей використання мікропроцесорного пристрою з метою підвищення надійності енергосистеми, пропонується розглянути систему адаптивного захисту на основі мікропроцесорного терміналу REF630 від компанії АВВ.

У процесі розробки концепції стартап-проєкту, було проведено порівняльний аналіз наявних на сучасному ринку пропозицій, визначено основні характеристики проєкту та їх ранжування. Для дослідження було обрано аналогічні пропозиції від двох конкурентних виробників.

Таким чином, було проаналізовано пропозицію, описану в даній роботі, а саме – застосування мікропроцесорного терміналу REF630 від компанії «ABB» (далі - П1); мікропроцесорного терміналу MiCOM P139 виробництва компанії «Schneider Electric» (далі - П2); мікропроцесорного терміналу MP3C-05Л українського виробництва ДП ВО «Київприлад» (далі - П3).

Таблиця 4.2 – Визначення сильних (S), слабких (W) та нейтральних (N) характеристик проєкту

№ з/п	Техніко-економічні характеристики ідеї	Концепції конкурентів			W	N	S
		П1	П2	П3			
1	Можливість адаптації до змін в топології мережі	Так	Ні	Ні	П2, П3	-	П1
2	Здатність пристосовуватись до змін кількісної величини навантаження	Так	Ні	Ні	П2, П3	-	П1
3	Складність обчислень	Висока	Низька	Середня	П1	П3	П2
4	Універсальність застосування	Так	Так	Так	-	П1, П2, П3	-
5	Необхідність коригування параметрів налаштувань після змін у мережі.	Ні	Так	Так	П2. П3	–	П1

Продовження таблиці 4.2

№ з/п	Техніко-економічні характеристики ідеї	Концепції конкурентів			W	N	S
		П1	П2	П3			
6	Контроль напрямку потужності	Так	Частково	Частково	-	П2, П3	П1
7	Розрахунковий час впровадження в експлуатацію, год.	12	12	10	-	П1, П2	П3
8	Час навчання персоналу для експлуатації МПП (год. на одну особу)	40	32	16	П1	П2	П3
9	Вартість, грн	38376	42457	26208	П2	П1	П3

Таблиця 4.2 демонструє, що ідея проєкту П1 має ряд суттєвих переваг перед конкурентними, особливо у відношенні технічних характеристик. Так, наприклад, запропонована система є єдиною, котра володіє необхідним для успішного впровадження алгоритму рівнем адаптивності до змін в топології мережі. Не менш важливим фактором виступає також фактична надійність системи до змін кількісної величини навантаження. До інших важливих переваг описаної пропозиції можемо віднести відсутність потреби у коригуванні параметрів налаштувань після змін у мережі, а також універсальність застосування та можливість ефективного здійснення контролю напрямку потужності.

До основних слабких сторін П1, з якими можуть бути пов'язані основні виклики при її впровадженні, можна віднести порівняно вищу вартість обладнання, а також технічні складнощі на перших етапі імплементації (високу

складність обчислень, порівняно більшу кількість часу на встановлення обладнання та навчання персоналу).

Втім, важливо зазначити, що вплив описаних вище слабких сторін спостерігається в основному на початкових етапах роботи системи та у подальшому нівелюється отриманими вигодами.

4.2 Технологічний аудит ідеї проєкту

З метою визначення найбільш ефективного та доцільного технологічного шляху реалізації описаного стартап-проєкту, вважаємо за необхідне здійснити технологічний аудит концепції.

Таблиця 4.3 - Технологічна здійсненність ідеї проєкту

№ з/п	Ідея проєкту	Технології її реалізації	Наявність технологій	Доступність технологій
1	Впровадження адаптивних Зрелейного захисту в мікропроцесорні термінали	Аналіз технічних характеристик мережі, в якій планується імплементація технології	Наявна	Доступна
2		Огляд технічних вимог, які регулюються нормативно-правовими документами	Наявна	Доступна
3		Аналіз ринку технічних пристроїв	Наявна	Доступна
4		Інтеграція адаптивності в логіку роботи мікропроцесорних пристроїв захисту	Необхідно розробити	Доступна

Продовження таблиці 4.3

№ з/п	Ідея проєкту	Технології її реалізації	Наявність технологій	Доступність технологій
5		Забезпечення надійності роботи мережі з розподіленими енергетичними ресурсами за допомогою адаптивності систем захисту	Необхідно розробити	Обмежений доступ
Обрано всі перераховані технологічні рішення для втілення концепції проєкту.				

Таким чином, можемо стверджувати, що технологічне впровадження проєкту можна оцінити як здійснення.

4.3 Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проєкту

Аналіз поточної ситуації на ринку є необхідним елементом стадії ризик-менеджменту при впровадженні стартап-проєкту, який дозволяє дослідити галузеві тренди, визначити поточні потреби замовників та оцінити перспективи розвитку ідеї в межах галузі.

Таблиця 4.4 – Попередня характеристика потенційного ринку стартап-проєкту

№ з/п	Показники стану ринку	Характеристика
1	Кількість головних конкурентів, од.	Більше 5 і зростає

Продовження таблиці 4.4

№ з/п	Показники стану ринку	Характеристика
2	Динаміка ринку	Зростає
3	Наявність обмежень для входу	Відповідність діяльності технічним вимогам. Відповідність діяльності міжнародним стандартам.
4	Специфічні вимоги до стандартизації	Зростають
5	Середня норма рентабельності в галузі, %	20%

Так, можемо стверджувати, що поточна ринкова ситуація сприяє впровадженню описаної ініціативи.

Наступним кроком аналізу ринку є визначення потенційних клієнтів та дослідження основних тенденцій їх поведінки та оцінка потреб.

Таблиця 4.5 - Характеристика потенційних клієнтів стартап-проєкту

№ з/п	Цільова аудиторія	Відмінності у поведінці різних потенційних клієнтів	Вимоги споживачів до товару
1	ТОВ «ДТЕК Мережі»	1. Вищий рівень гнучкості у визначенні умов співпраці. 2. Інтерес до підвищення прибутковості діяльності. 3. Вищий рівень гнучкості адміністративно-фінансових процедур.	1. Ринкова ціна 2. Висока якість послуг 3. Рентабельність впровадження технології
2	НЕК «Укренерго»	1. Нижчий рівень гнучкості у визначенні умов співпраці. 2. Інтерес до підвищення стабільності нормального режиму роботи. 3. Вищий рівень унормованості адміністративно-фінансових процедур	4. Можливість навчання персоналу для забезпечення автономного обслуговування 5. Забезпечення технічної підтримки протягом гарантійного терміну

Потенційне залучення двох найбільших загальнодержавних підприємств до клієнтської бази проєкту дозволить не лише успішно втілити описану пропозицію, а й створить платформу для подальшого її розширення та розвитку.

4.4 Аналіз конкурентоспроможності стартап-проєкту

З метою заохочення до співпраці клієнтів та створення бази для подальшого формування маркетингової стратегії, необхідно визначити перелік основних переваг описаного продукту. У таблиці 4.6 продемонстровано основні переваги проєкту перед конкурентними.

Таблиця 4.6 – Визначення ключових переваг потенційного товару

№	Потреба	Вигода яку пропонує проєкт	Ключові переваги перед конкурентами
1	Надійність	Забезпечується вищий рівень надійності роботи електричної мережі.	Тестові дослідження показали значну перевагу у швидкості спрацювання
2	Адаптивність	Зниження потреби у залученні людських ресурсів	Вищий рівень адаптивності зменшує кошторисні витрати.
3	Ефективність	Зменшується час впливу електричної дуги на обладнання мережі, тим самим зменшує витрати на ремонт. Зменшується час відключень електроенергії споживачам.	Технічні показники швидкості спрацювання перевищують конкурентів.

Таким чином, можемо ствержувати про високий рівень конкурентоспроможності проєкту.

4.5 SWOT-аналіз стартап-проєкту

У наступній частині дослідження здійснено аналіз сильних (S) та слабких (W) сторін, а, також, можливостей (O) та загроз (W) для проєкту [34]. Метою SWOT-аналізу є докладне вивчення прогностичних ризиків та можливостей задля

формування стратегії ринкового впровадження та реалізації стартап-проєкту. SWOT-аналіз наведено у таблиці 4.7.

Таблиця 4.7 – SWOT-аналіз стартап-проєкту

<u>Сильні сторони</u>: підвищення ефективності систем РЗА; можливість адаптації до змін топології мережі; можливість адаптації до змін напрямку і величини потужності мережі; відповідність до міжнародного стандарту IEC 61850; універсальність застосування.	<u>Слабкі сторони</u>: складність технології у порівнянні з традиційними системами захисту; порівняно вища вартість; потреба у висококваліфікованих фахівцях.
<u>Можливості</u>: зменшення негативних наслідків аварійних ситуацій; наближення до стандартів Smart Grid; впровадження міжнародних стандартів на загальнодержавному рівні як частина євроінтеграційних процесів; залучення інвестиційного капіталу через державні та міжнародні гранти; можливість отримання підтримки від міжнародних донорських організацій (USAID, UNDP, GIZ, EC тощо)	<u>Загрози</u>: зміна технічних вимог; ведення бойових дій; зменшення інвестицій у галузь у зв'язку з воєнним станом та пост-воєнним відновленням

4.6 Розрахунки по окупності стартап-проєкту

У середньому, економічні збитки, пов'язані з аварійними відключеннями системи на одному об'єкті ПС Вокзальна складають 5 млн.грн. Пропозиція, описана у стартап-проєкті, здатна зменшити час аварійних відключень на 5%.

Так, обсяг коштів, які будуть заощаджені при успішній роботі запропонованого обладнання становитимуть:

$$Д = 5 \text{ млн.грн} \times 0,05 = 0,25 \text{ млн.грн}$$

Таблиця 4.8 – Розмір інвестицій

Призначення	Розмір інвестицій, тис.грн.
Вартість однієї системи пристроїв	80
Модифікація ПЗ відповідно до потреб нової системи	760
Послуги монтажу пристрою	200
Налаштування роботи пристрою	450
Навчання персоналу	300
Загальний розмір інвестицій	1790

Станом на перший квартал 2024 року, середня банківська процентна ставка в Україні становить 25%.

Рентабельність складає:

$$R_i = \frac{П_p}{К} = \frac{0,25}{1,79} \times 100\% = 0,13 \times 100\% = 13\%$$

Грошові потоки від реалізації стартап-проекту наведено у таблиці 4.9.

Таблиця 4.9 – Грошові потоки стартап-проекту

Роки	Грошові потоки, тис. грн
Сума початкових інвестицій	1790
1	100
2	100
3	250
4	250
5	300
6	350
7	350
8	400
9	400

Продовження таблиці 4.9

Роки	Грошові потоки, тис. грн
10	500
Разом	3000

Проведемо дисконтування грошових потоків стартап-проекту. Норма дисконту складає 0,2 (таблиці 4.10).

Таблиця 4.10 – Дисконтовані грошові потоки стартап-проекту

Роки	Грошові потоки, тис. грн
Сума початкових інвестицій	1491,67
1	83,33
2	69,44
3	144,68
4	120,56
5	120,56
6	117,21
7	97,68
8	93,03
9	77,52
10	80,75
Разом	1004,78

Розрахуємо середню величину дисконтованих грошових потоків стартап-проекту:

$$\overline{\text{ГП}}_{\text{прив.}} = \frac{\sum_{i=1}^n \text{ГП}_{i\text{прив.}}}{n} = \frac{1004,78}{10} = 100,48 \text{ тис. грн}$$

Розрахуємо термін окупності стартап-проекту:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_{\text{прив.}}}{\overline{\text{ГП}}_{\text{прив.}}} = \frac{1491,67}{100,48} = 14,85 \text{ років}$$

Отже, за даними розрахунків, стартап-проект окупиться через 14,85 років, або через 14 років та 10,2 місяці.

Розрахуємо термін окупності інвестицій другим способом (враховуючи недисконтовані грошові потоки стартап-проекту).

За сім років грошові потоки проекту у сумі складуть 1700 тис. грн.

За восьмий рік необхідно покрити: $1790 - 1700 = 90$ (тис.грн).

90 тис. грн покриваються на 8 рік за термін: $90/400=0,225$ (років), або 2,7 місяці.

Отже, загальний термін окупності стартап-проекту становить 7 років і 2,7 місяці.

Висновок

У розділі було здійснено розробку та детальний аналіз ідеї стартап-проекту з впровадження інноваційних адаптивних методів розрахунку часу спрацювання направленою максимального струмового захисту із залежною характеристикою в мережі з розподіленими енергетичними ресурсами оператора системи розподілу електричної енергії.

Таким чином, поточна ринкова ситуація у поєднанні з суспільним контекстом, реальними потребами клієнтів та необхідністю розвитку та адаптації галузі у відповідь на поточні виклики, дозволяє зробити висновок, що описаний стартап-проект є доцільним та конкурентоспроможним, та з високою вірогідністю буде успішно втілений.

Було розраховано середню величину дисконтованих грошових потоків стартап-проекту, яке складає 100,48 грн. При цьому термін окупності стартап-проекту буде становити 14 років та 10,2 місяці. При умові врахування недисконтованих грошових потоків, термін окупності становитиме 7 років і 2,7 місяці. Визначено рентабельність інвестицій, що складає 13%.

ВИСНОВКИ

В даній магістерській дисертації було виконано дослідження застосування адаптивних методів для підвищення ефективності систем РЗА в мережах з розподіленими енергетичними ресурсами.

У першому розділі було визначено основні переваги впровадження РЕР, такі як децентралізація генеруючих потужностей; підвищення технічних і економічних показників з огляду на зменшення відстані при транспортуванні електричної енергії, збільшення надійності системи електропостачання та зниження обсягів шкідливих викидів. Крім цього, було визначено описано ряд типологій РЕР, зокрема - за критеріями обсягу потужності, що генерується; принципом роботи; інтерфейсом з'єднання з мережею.

У межах дослідження, були визначені ключові потенційні проблемні аспекти впровадження РЕР в мережу. До таких викликів відносяться, зокрема, вплив на напругу; втрати в мережі; якість електроенергії; значення коротких замикань; захисти.

Крім цього, було виділено загальний принцип роботи систем захисту, їх основні елементи, робочі стани. Також було проаналізовано особливості функціонування таких захистів, як направлений струмовий захист із залежною та незалежною характеристиками спрацювання, дистанційний захист, диференційний захист.

В межах розділу було визначено основні виклики до існуючих захистів, такі як неспрацювання захистів; помилкове відключення; втрата координації; несинхронне повторне вмикання; виявлення несправностей.

Другий розділ дослідження описує розробку моделі реальної електричної мережі розподілу 10 кВ за допомогою програмного забезпечення MATLAB Simulink. Так, було виконано моделювання основного первинного обладнання (шини підстанцій, кабельні лінії електропередачі, високовольтні вимикачі, вузли навантаження/споживання, джерело потужності, високовольтний

трансформатор, блоки РЕР). В рамках роботи також було розроблено модель направленного максимального струмового захисту, структура якого представлена наступними одиницями: елемент визначення напрямку потужності, який включає в себе елемент напрямку, затримки, блок утримання, а також елемент перевищення допустимих значень по струму та схеми блоку керування вимикачем.

З метою демонстрації аварійних режимів в розробленій моделі електричної мережі з ізольованою нейтраллю з додатковою генерацією, було проведено моделювання аварійних режимів. У якості прикладів було використано випадки з однофазним, двофазним і трифазним замиканням на землю.

Задля здійснення порівняльного аналізу методів захисту, у другому розділі продемонстровано роботу традиційного направленного максимального струмового захисту із залежною характеристикою спрацювання. Відтак, у подальшому дослідженні було описано та протестовано новий алгоритм релейного захисту з елементом адаптивності. Можемо стверджувати, що при застосуванні описаного методу, за стандартною залежністю, час спрацювання скорочується в середньому на 0,01093505 с, або на 1,36625%. У свою чергу, при оберненій залежності – на 1,99872656 с і 40,55875% відповідно. Так, у розділі було доведено доцільність продовження розгляду можливостей застосування запропонованого алгоритму.

У третьому розділі було досліджено технічні характеристики релейного захисту, умови роботи при використанні пристроїв релейного захисту і автоматики, проведено аналіз потенційно небезпечних факторів та можливих аварійних ситуацій. На основі отриманої інформації був розроблений перелік заходів для забезпечення безпечних умов роботи. Оскільки основними небезпечними факторами є електричні струми і напруги, був проведений вибір індивідуальних засобів електрозахисту. Були проведені розрахунки захисного заземлення електричної установки відповідно до вимог ПУЕ. Отримані

результати свідчать про те, що умови перевірки заземлення за напругою відповідають встановленим вимогам безпеки.

В останньому розділі дослідження було здійснено розробку та детальний аналіз ідеї стартап-проєкту з впровадження інноваційних адаптивних методів розрахунку часу спрацювання направленої максимального струмового захисту із залежною характеристикою в мережі з розподіленими енергетичними ресурсами оператора системи розподілу електричної енергії. Можемо стверджувати, що поточна ринкова ситуація у поєднанні з суспільним контекстом, реальними потребами клієнтів та необхідністю розвитку та адаптації галузі у відповідь на поточні виклики, дозволяє зробити висновок, що описаний стартап-проєкт є доцільним та конкурентоспроможним, та з високою вірогідністю буде успішно втілений.

Таким чином, можемо стверджувати, що основні завдання дослідження було виконано.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. Coster E. J. Distribution Grid Operation Including Distributed Generation: Impact on grid protection and the consequences of fault ride-through behavior. Eindhoven, 2010. 205 с.
2. Schwarz K. Impact of IEC 61850 on system engineering / Karlheinz Schwarz. // Paper DistribuTECH. – 2007.
3. Зінченко А. Біла книга "Розподілені енергетичні ресурси та технології. Створення передумов для їх оптимального використання в Україні" / А. Зінченко, В. Хоменко, І. Бондарчук // Програма розвитку ООН в Україні – URL: https://www.undp.org/sites/g/files/zskgke326/files/migration/ua/WhiteBook_DER_T_deployment_in_Ukraine.pdf (дата звернення: 29.12.2023).
4. Distributed Energy Resources – Technical Considerations for the Bulk Power System [Електронний ресурс] // FERC Staff Report. – 2018. – Режим доступу до ресурсу: <https://www.ferc.gov/media/2672>.
5. Ackermann T., Andersson G., Söder L. Distributed generation: a definition. Electric power systems research. 2001. Vol. 57, no. 3. С. 195–204. URL: [https://doi.org/10.1016/s0378-7796\(01\)00101-8](https://doi.org/10.1016/s0378-7796(01)00101-8) (дата звернення: 02.01.2024).
6. Morren J., de Haan S. W. H. Impact of distributed generation units with power electronic converters on distribution network protection. IET 9th international conference on developments in power systems protection (DPSP 2008), Glasgow, UK. 2008. URL: <https://doi.org/10.1049/cp:20080118> (дата звернення: 02.01.2024).
7. Sarabia A. F. Impact of distributed generation on distribution system. Aalborg, 2011. 106 p.

8. Coster E., Myrzik J., Kling W. Effect of DG on distribution grid protection. Distributed generation. 2010. URL: <https://doi.org/10.5772/8880> (date of access: 02.01.2024).
9. Rizy D. T., Jewell W. T., Stovall J. P. Operational and design considerations for electric distribution systems with dispersed storage and generation (DSG). IEEE power engineering review. 1985. PER-5, № 10. С. 46–47. URL: <https://doi.org/10.1109/mper.1985.5528702> (дата звернення: 02.01.2024).
10. Ackermann T., Knyazkin V. Interaction between distributed generation and the distribution network: operation aspects. Asia pacific conference and exhibition of the IEEE-power engineering society on transmission and distribution, Yokohama, Japan. URL: <https://doi.org/10.1109/tdc.2002.1177677> (дата звернення: 02.01.2024).
11. Dai C., Baghzouz Y. On the voltage profile of distribution feeders with distributed generation. 2003 IEEE power engineering society general meeting, м. Toronto, Ont., Canada. URL: <https://doi.org/10.1109/pes.2003.1270484> (дата звернення: 02.01.2024).
12. Masters C. L. Voltage rise: the big issue when connecting embedded generation to long 11 kV overhead lines. Power engineering journal. 2002. Vol. 16, no. 1. С. 5–12. URL: <https://doi.org/10.1049/pe:20020101> (дата звернення: 02.01.2024).
13. Doyle M. T. Reviewing the impacts of distributed generation on distribution system protection. IEEE PES summer meeting, м. Chicago, IL, USA. URL: <https://doi.org/10.1109/pess.2002.1043186> (дата звернення: 02.01.2024).
14. Driesen J., Belmans R. Distributed generation: challenges and possible solutions. 2006 IEEE power engineering society general meeting, Montreal, Que., Canada, 18–22 June 2006. 2006. URL: <https://doi.org/10.1109/pes.2006.1709099> (дата звернення: 02.01.2024).
15. Anderson P. M. Power system protection. New York : McGraw-Hill, 1999. 1307 с.

16. Gers J. M., Holmes E. J. Protection of electricity distribution networks. Institution of Engineering and Technology, 2011.
URL: <https://doi.org/10.1049/pbpo065e> (дата звернення: 02.01.2024).
17. IEEE standard for interconnecting distributed resources with electric power systems. New York, NY : Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2003. 16 с.
18. Driesen J., Vermeyen P., Belmans R. Protection issues in microgrids with multiple distributed generation units. 2007 power conversion conference - nagoya, Nagoya, Japan, 2–5 April 2007. 2007.
URL: <https://doi.org/10.1109/pccon.2007.373034> (дата звернення: 02.01.2024).
19. Hadjsaid N., Canard J. F., Dumas F. Dispersed generation impact on distribution networks. IEEE computer applications in power. 1999. Т. 12, № 2. С. 22–28.
URL: <https://doi.org/10.1109/67.755642> (дата звернення: 02.01.2024).
20. Kumpulainen L. K., Kauhaniemi K. T. Analysis of the impact of distributed generation on automatic reclosing. IEEE PES power systems conference and exposition, 2004., м. New York City, NY, USA.
URL: <https://doi.org/10.1109/psce.2004.1397623> (дата звернення: 02.01.2024).
21. Brahma S. M., Girgis A. A. Microprocessor-based reclosing to coordinate fuse and recloser in a system with high penetration of distributed generation. Winter meeting of the power engineering society, New York, NY, USA.
URL: <https://doi.org/10.1109/pesw.2002.985041> (дата звернення: 02.01.2024).
22. Mahat P., Zhe Chen, Bak-Jensen B. Review of islanding detection methods for distributed generation. 2008 third international conference on electric utility deregulation and restructuring and power technologies, м. Nanjing, China, 6–9 квіт. 2008 р. 2008. URL: <https://doi.org/10.1109/drpt.2008.4523877> (дата звернення: 02.01.2024).
23. Brahma S. M., Girgis A. A. Development of adaptive protection scheme for distribution systems with high penetration of distributed generation. IEEE

- transactions on power delivery. 2004. Vol. 19, no. 1. С. 56–63.
URL: <https://doi.org/10.1109/tpwrd.2003.820204> (дата звернення: 02.01.2024).
24. MATLAB: features and capabilities. MathWorks.
URL: <https://www.mathworks.com/products/matlab.html> (date of access: 02.01.2024).
25. Закон України «Про охорону праці» посилання URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2694-12#Text> (дата звернення: 08.12.2023).
26. КСО-298-3ВВ-600 Камера (комірка) збірна одностороннього обслуговування серії CSM PLATINUM ELECTRIC // Національний виробник електротехнічної продукції. – 2022. – URL: <https://ptukr.com/ua/kso-298-3vv-1000-kamera-yacheyka-sbornaya-odnostoronnego-obsluzhivaniya> (дата звернення: 29.12.2023).
27. Інтелектуальний пристрій керування та захисту фідера REF630 (МЕК) // ABB. – 2021. – URL: <https://abbua.com.ua/ru/intelektualnij-pristrij-keruvannya-ta-zakhistu-feeder-ref630-iec-abb> (дата звернення: 29.12.2023).
28. Державні санітарні правила і норми. Опалення, вентиляція і кондиціонування повітря. II Вид. офіц. Київ: Міністерство енергетики, 2010.
29. Державні санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. Вид. офіц. Київ: Держстандарт України, 1999. 56 с.
30. Про затвердження Правил безпечної експлуатації електроустановок споживачів (ДНАОП 0.00-1.21-98) : Наказ М-ва пр. та соц. політики України від 09.01.1998 р. № 4. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0093-98#Text> (дата звернення: 29.12.2023).
31. Третьякова Л.Д., Литвиненко Г.Є. Засоби індивідуального захисту: виготовлення та застосування: навчальний посібник. Київ: Лібра, 2008.
32. Про затвердження Правил пожежної безпеки в Україні : Наказ М-ва внутр. справ України від 30.12.2014 р. № 1417 : станом на 7 квіт. 2023 р.

URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0252-15#Text> (дата звернення: 29.12.2023).

33. Правила експлуатації електрозахисних засобів. Вид. офіц. Київ: Міністерство енергетики, 2002. 46 с.
34. Нікіфорова Л. О. Економіка та організація виробництва. Дистанційний курс / Л. О. Нікіфорова. О. О. Захараш // – 2012 – URL: <http://vntu.edu.ua/index.php> (дата звернення: 29.12.2023).