

Міністерство освіти і науки України
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя

(повне найменування вищого навчального закладу)

Прикладних інформаційних технологій та електроінженерії

(повна назва факультету)

електричної інженерії

(повна назва кафедри)

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня

магістр

(назва освітнього ступеня)

на тему: Підвищення надійності розподільних мереж 10-35 кВ

Виконав: студент (ка) 2 курсу, групи ЕТм-61

спеціальності 141–

електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва спеціальності)

Голумбйовський Р.Б.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Керівник

(підпис)

Буняк О.А.

(прізвище та ініціали)

Нормоконтроль

(підпис)

Мовчан Л.Т.

(прізвище та ініціали)

Завідувач кафедри

(підпис)

Тарасенко М.Г.

(прізвище та ініціали)

Рецензент

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Тернопіль
2023

Міністерство освіти і науки України
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя
 (повне найменування вищого навчального закладу)

Факультет _____ прикладних інформаційних технологій та
електроінженерії

(повна назва факультету)

Кафедра _____ електричної інженерії

 (повна назва кафедри)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕІ

_____ Тарасенко М. Г.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

“ 13 ” листопад 2023 р.

ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

на здобуття освітнього ступеня _____ магістр

 (назва освітнього ступеня)

за спеціальністю 141 – електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

 (шифр і назва спеціальності)

студенту _____ Голумбйовському Руслану Богдановичу

 (прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Підвищення надійності розподільних мереж 10-35 кВ
 Керівник роботи _____ Буняк Олег Андронікович, к.т.н., доцент,

 (прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Затверджені наказом ректора від “10” листопада 2023 р. № 4/7-1040

2. Термін подання студентом завершеної роботи 15 грудня 2023 року

3. Вихідні дані до роботи Однолінійна схема електропостачання розподільних ланок 10-35 кВ; існуючі схеми електропостачання споживачів; характеристики відмов розподільних повітряних ліній 10-35 кВ

4. Зміст роботи (перелік питань, які потрібно розробити)
Вступ. 1. Аналітичний розділ. 2. Проектно-конструкторський розділ. 3. Розрахунково-дослідницький розділ. 4. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Загальні висновки. Перелік посилань.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень, слайдів)

Схеми керування аварійними режимами; Варіанти встановлення реклоузерів; Основні характеристики реклоузерів; Алгоритми секціонування розподільних мереж на основі реклоузерів; Дослідження роботи реклоузера при діагностуванні аварійних режимів; Аналіз показників надійності; Оцінка впливу встановлення реклоузерів на показники надійності; Вибір оптимальних місць розташування реклоузерів.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Охорона праці	Гурик О.Я., к.т.н., доцент		
Безпека в надзвичайних ситуаціях	Клепчик В.М., старший викладач		

7. Дата видачі завдання _____ 13 листопада 2023 року _____

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Аналіз літературних джерел та патентний пошук	15.10.23 - 01.11.23	
2	Аналітичний розділ	15.10.23 - 01.11.23	
3	Розрахунково-дослідницький розділ	15.10.23 - 01.11.23	
4	Проектно-конструкторський розділ	15.10.23 - 01.11.23	
5	Заходи з охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях	15.10.23 - 01.11.23	
6	Формування пояснювальної записки та плакатів по кваліфікаційній роботі	01.11.23 - 15.12.23	
7	Попередній захист кваліфікаційної роботи	15.12.23 - 20.12.23	

Студент

(підпис)

Голумбйовський Р.Б.

(прізвище та ініціали)

Керівник роботи

(підпис)

Буняк О. А.

(прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Кваліфікаційна робота. Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя. Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії. Кафедра електричної інженерії, група ЕТм-61. – Тернопіль.: ТНТУ, 2023.

У кваліфікаційній роботі розглянути питання підвищення надійності електропостачання в повітряних розподільних мережах $10–35\text{ кВ}$, шляхом оптимізації розміщення пунктів секціонування на основі реклоузерів.

Проведений аналіз способів підвищення надійності функціонування повітряних ліній електропередачі середніх ланок напруги та показано доцільність секціонування на основі реклоузерів.

Проведений аналіз типових схем встановлення реклоузерів в магістральних та радіальних ланках та досліджено роботу реклоузера при діагностуванні аварійних режимів.

Проведений огляд інтегральних показників надійності електропостачання споживачів розподільчих мереж.

Запропонований алгоритм, в якому за значенням показника надійності *SAIFI* встановлюється оптимальні місця та кількість встановлених реклоузерів на розподільних ланках $10–35\text{ кВ}$.

Ключові слова: розподільна електрична мережа, надійність, автоматичний пункт секціонування, реклоузер.

ЗМІСТ

ВСТУП	5
1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ	8
1.1 Концепція секціонування як метод підвищення надійності повітряних розподільних мереж	8
1.2 Технічні дані реклоузера	10
1.2.1 Основні характеристики реклоузера РВА/TEL (компанія "Таврида Електрик Дніпро").....	18
1.2.2 Підключення реклоузера	20
1.3 Висновки до першого розділу	22
2 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ	23
2.1 Оцінка ефективності встановлення реклоузерів	23
2.1.1 Основні варіанти секціонування повітряних розподільних мереж	23
2.1.2 Дослідження встановлення реклоузерів для підвищення надійності електропостачання	27
2.2 Дослідження роботи реклоузера при діагностуванні аварійних режимів .	29
2.3 Висновки по другому розділу.....	34
3 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ	36
3.1 Аналіз показників надійності та напрямки регуляторного впливу	36
3.2 Оцінка впливу встановлення реклоузерів на показники надійності	42
3.3 Вибір оптимальних місць розташування реклоузерів	45
3.4 Висновки до третього розділу	51
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	53
4.1 Заходи з охорони праці при обслуговуванні електричних установок на підстанції	53
4.2 Заходи щодо підвищення стійкості підстанції від впливу електромагнітного імпульсу	57
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	61
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	63

ВСТУП

Актуальність проблеми.

Основне завдання електричних мереж – безперебійне постачання електричної енергії, тобто, забезпечення технологічного зв'язку між об'єктами генерації та вузлами споживання [1].

До основних причин обмеження чи порушення електропостачання в більшій мірі відносяться пошкодження повітряних ліній електропередачі (ЛЕП) розподільних ланок 10–35 кВ та обмеження за пропускною здатністю схем електричних мереж. Для забезпечення надійності в схемах передачі потужності використовують методи резервування та надлишковості [1].

Розподільні мережі 10–35 кВ, як правило, побудовані таким чином, що коротке замикання на будь-якій ділянці призводить до відключення всієї секції, до якої одночасно підключена велика кількість споживачів. Особливістю побудови та облаштування повітряних ліній вказаного класу напруги є висока ймовірність короткого замикання (КЗ) [2].

Лінії електропередачі мають радіальну структуру побудови мережі. Обмеження інвестицій для модернізації призвів скупчення споживачів відносно одного центру електрозабезпечення та великої кількості резервних зв'язків, які виконані з використанням ручних роз'єднувачів.

Більше цього, розподільні ланки 10кВ – ланки глибокого введення, протяжність яких становить більше 40% від протяжності всіх ліній 0.4–110 кВ. Аналіз показує [2], що до 70% порушень в роботі повітряних ЛЕП припадає на означені ланки, а показники часу відключення споживачів від електричної енергії, в середньому, складає більше 80 годин на рік, що значно перевищує показники західних країн.

Тому, актуальне завдання підвищення надійності електропостачання в розподільних мережах 10–35 кВ є.

Мета та завдання дослідження. Метою кваліфікаційної роботи є підвищення надійності електропостачання повітряних розподільних мережах 10–35 кВ, шляхом оптимізації розміщення пунктів секціонування на основі реклоузерів.

Відповідно до вказаної мети поставлені наступні завдання:

- провести аналіз концепції секціонування як методу підвищення надійності повітряних розподільних мереж;
- провести аналіз варіантів встановлення реклоузерів та особливостей функціонування;
- провести дослідження ефективності встановлення реклоузерів для підвищення надійності електропостачання;
- дослідити роботу реклоузера при діагностуванні аварійних режимів роботи розподільної мережі 10 кВ;
- провести аналіз інтегральних показників надійності за напрямками регуляторного впливу;
- запропонувати алгоритм оптимального вибору місць установки реклоузерів в розподільних мережах.

Об’єкт дослідження – повітряні розподільні електричні мережі 10–35 кВ.

Предмет дослідження – заходи підвищення надійності функціонування ЛЕП 10–35 кВ.

Наукова новизна отриманих результатів.

- набуло подальшого розвитку дослідження методів секціонування повітряних розподільних мереж, що дає змогу підвищити надійність роботи автоматизованих систем.

Практичне значення отриманих результатів.

Запропонований алгоритм дозволяє скоротити час розрахунку оптимального місця розміщення реклоузерів. Використання алгоритму

можливо як при проектуванні нових систем електропостачання, так і при реконструкції існуючих.

Апробація.

Результати досліджень за темою кваліфікаційної роботи були представлені на XII Міжнародній науково-технічній конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“ (6-7 грудня 2023 року), Тернопіль, Тернопільський національний університет імені Івана Пулюя.

Структура роботи. Робота складається зі вступу, 4 розділів, висновків, переліку посилань (26 найменувань).

Загальний обсяг текстової частини – 66 сторінок, 7 таблиць, 29 рисунків.

1 АНАЛІТИЧНА ЧАСТИНА

1.1 Концепція секціонування як метод підвищення надійності повітряних розподільних мереж

Основне питання при функціонуванні системи транспортування та розподілення електричної енергії – забезпечення надійності при дотриманні відповідних показників якості енергії. Забезпечення надійності ще більш актуальне в системах з великою довжиною магістральних ланок, великою кількістю елементів при великій щільності внутрішніх та зовнішніх зв'язків. Показники надійності взаємопов'язані та відповідають умові критичності – при невідповідності хоча б одного показника, значення інших показників суттєво змінюються в загальному. Це призводить до неможливості експлуатації обладнання в нормальних режимах. Тому, завдання забезпечення надійності охоплює технічні, організаційні та економічні заходи щодо зниження втрат в аварійних та після аварійних режимах, таких як [1]:

- оцінка критеріїв для забезпечення надійності;
- випробування діючого захисного обладнання та прогнозування надійності;
- підтримування експлуатаційних характеристик обладнання споживачів;
- оптимізація структури існуючих та оптимальної системи електропостачання при проектуванні з врахуванням критерію надійності;
- побудова раціональних алгоритмів забезпечення експлуатаційних характеристик обладнання з позиція надійності (планово-попереджувальні ремонти; профілактичні заходи; пошук несправностей на ланках передачі та обліку електричної енергії).

Крім цього, енергетична безпека та економічні показники визначаються експлуатаційною надійністю елементів системи електропостачання:

повітряних ЛЕП, систем захисту та автоматики, трансформаторних підстанцій всіх рівнів напруги [1].

Надійність електропостачання споживачів забезпечується від вторинних ланок розподільних пристроїв (РП) за рахунок [2]:

- електропостачання від двох знижувальних силових трансформаторів;
 - головних шин РП напругою 35 кВ, які секціоновано вимикачем;
- шини РП на напрузі 10 кВ – дві системи шин та вимикач.

Паралельно, надійність електропостачання повинна бути забезпечена системами автоматизованого керування мережею при аварії на робочій лінії, або при ввімкненні додаткових потужностей ланками трансформаторів, що були відімкнені.

На розподільних мережах нижньої напруги надійність забезпечується застосуванням пристроїв автоматичного введення резерву (АВР), які спрацьовують при втраті основного живлення [1].

Ланки розподільних мереж 10 кВ забезпечуються необхідним ступенем резервування. Особливо це має відношення до споживачів I та II категорій за надійністю електропостачання, де резервування необхідне для безперебійної роботи основного виробництва в після аварійних режимах. Електропостачання споживачів III категорії не вимагає резервування, тому, надійність в нерезервованих мережах є невисокою [1].

Підвищити надійність додатковим резервуванням можливо при будівництві додаткових ліній, що призводить до великих затрат, або застосуванням резервних установок безпосередньо біля споживача.

Також, надійність електропостачання споживачів можливо підвищити шляхом встановлення автоматичних пристроїв на низькій стороні при двох трансформаторній схемі електропостачання за рахунок перемикачання з одного трансформатора на інший при аварійному відключенні одного з них. В цьому випадку, підвищенню надійності електропостачання споживачів сприяє застосування автоматизованих розімкнутих схем мереж з резервуванням на

стороні *ВН* або *НН* [1].

Повітряні *ЛЕП* 10–35 кВ, які відносять в енергосистемі до ланок середньої напруги, як правило виконують за радіальними схемами, дерево подібної конфігурації, де проводять багаторазове резервування магістральних ланок мережі. У вказаних системах апарати захисту встановлюються, зазвичай у центрах електроспоживання [3].

На сьогоднішній день повітряні лінії 10 кВ мають малу кількість комутаційних апаратів (у порівнянні з розподільними мережами на напрузі 35 кВ), та, як правило, обладнані декількома роз'єднувачами. Крім цього, при майже повній відсутності автоматизації після аварійних режимів витрачається багато часу на пошук і локалізацію аварійної ділянки на лінії [4].

В цьому випадку, найбільш ефективним способом підвищення надійності електропостачання в повітряних розподільних лініях є секціонування лінії комутаційними апаратами (пункти секціонування, роз'єднувачі) [5, 6]. Традиційні пункти секціонування виконані на основі комірок *КРУ* зовнішнього розміщення, в склад яких входять класичні системи захистів, виконаних на основі електромеханічних або мікропроцесорних реле. Вимоги до реалізації багатократних автоматичних повторних увімкнень до них не ставлять, а мінімальна ступінь селективності для побудованих за електромеханічним принципом захистів становить не менше 0.5 с, мікропроцесорних – 0.3 с. Тому їх складно використовувати на магістральних ділянках або в мережах з двостороннім електропостачанням) [5].

В існуючих мережах, як правило, використовують ручний підхід до керування аварійними режимами. Головний аспект такого підходу – залежність роботи секційного комутуючого обладнання від рішень диспетчера. Але, такий підхід, існує всюди в повітряних розподільних мережах середньої потужності. Для створення можливості секціонування пошкодженої ділянки мережі на магістралі встановлюють лінійні

роз'єднувачі. Також використовуються пункти секціонування на базі комірок *КРУН*. Таким чином, при виникненні пошкодження спрацьовує захисне обладнання на відхідному фідері, всі споживачі втрачають електроенергію на довгий час. Для визначення місця пошкодження та локалізації, на фідер виїжджає оперативно-виїзна бригада (*ОВБ*), де шляхом послідовного перемикання роз'єднувачів вручну виділяє пошкоджену ділянку. Така схема відновлення (рисунок 1.1) вимагає значних часових та ресурсних затрат [5].

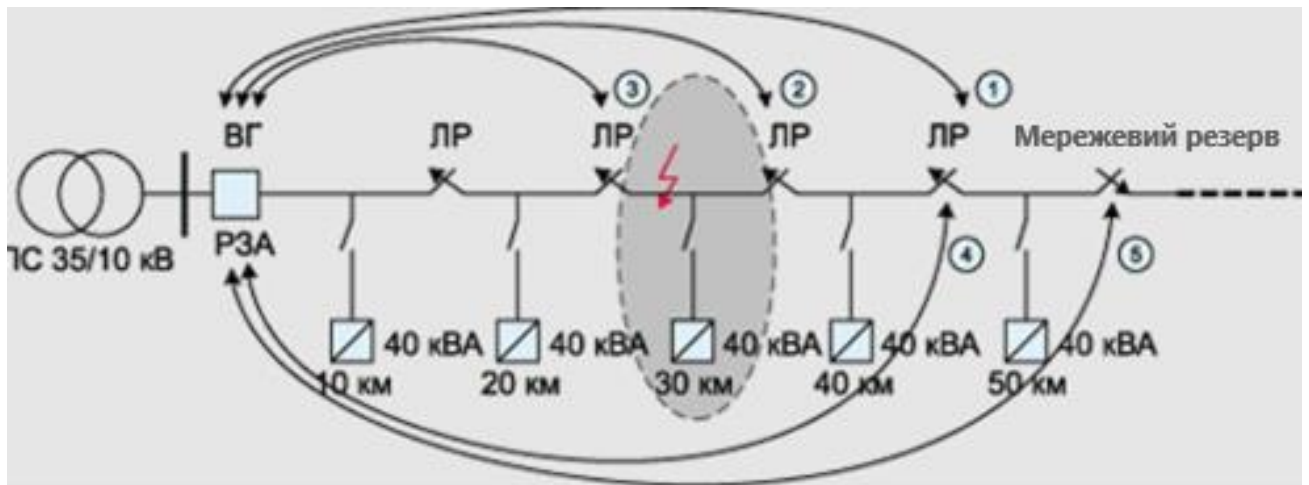


Рисунок 1.1 – Схема відновлення електропостачання (класична схема):

1–5 – етапи пошуку та локалізація пошкодження (керування від віддаленого диспетчерського пункту); 1–3 – пошук пошкодженої ділянки;
4 – вмикання ділянки без пошкодження; 5 – встановлення електропостачання від мережевого резерву на ділянку без пошкодження.

В сучасних системах застосовується ручний (дистанційний) критерій до керування аварійними режимами. В цьому випадку використовують телекеровані роз'єднувачі або пункти секціонування з дистанційним управлінням, що дозволяє виконувати перемикання на відстані (рисунок 1.2) [5].

У цьому випадку перевагами є: скорочення затрат утримування додаткових *ОВБ*; зменшення часу локалізації пошкодження. Як недолік можна відзначити необхідність зв'язку з кожним керованим елементом мережі – при пошкодженні каналу зв'язку або втраті сигналу пропадає позитивний ефект від телемеханізації комутаційного обладнання.

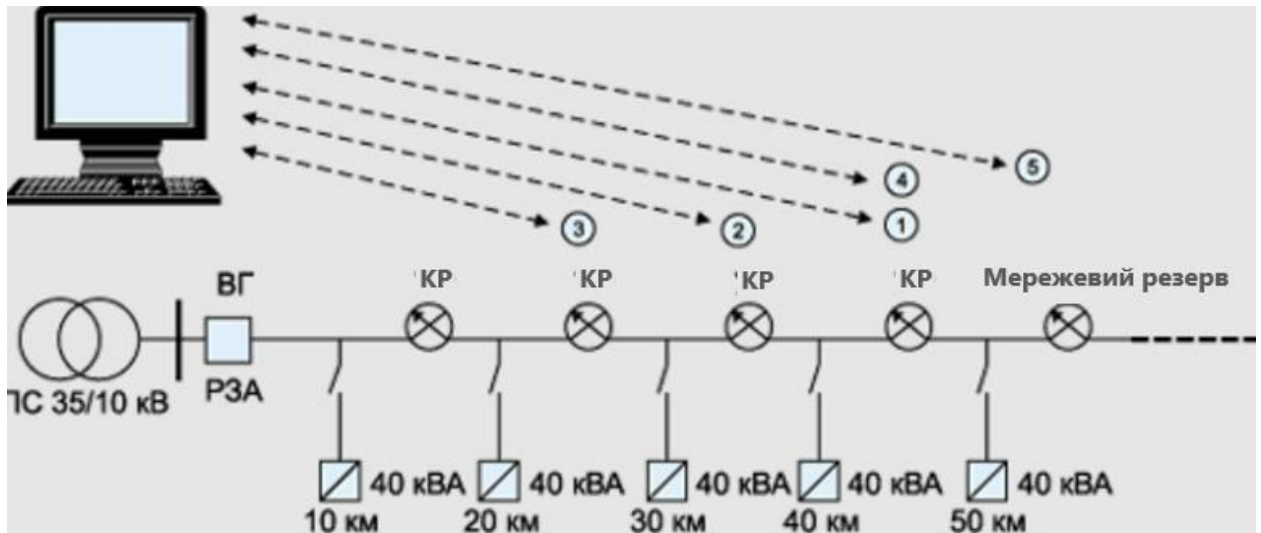


Рисунок 1.2 – Схема централізованого керування аварійними режимами роботи мережі (*КР* – керований роз'єднувач):

1–5 – етапи пошуку та локалізація пошкодження (керування від віддаленого диспетчерського пункту); 1–3 – пошук пошкодженої ділянки;
4 – вмикання ділянки без пошкодження; 5 – встановлення електропостачання від мережевого резерву на ділянку без пошкодження.

Дослідження показують, що найбільш ефективним способом підвищення надійності в повітряних *РМ* є автоматичний підхід до керування аварійними режимами [3-6]. Підхід носить назву «децентралізований» – аналіз кожним апаратом режиму роботи мережі та автоматичному відтворенні її реконфігурації при аварії. Пристрої оснащені «інтелектуальним пристроєм», який аналізує параметри режимів роботи мережі, автоматично локалізує місце пошкодження, при можливості – відновлює

електропостачання на непошкоджених ділянках у відповідності з заданим алгоритмом. Після аналізу інформації про пошкодження мікропроцесорним блоком шафи керування, лише визначена ділянка мережі виводиться з роботи, що зменшує число споживачів, на яких позначиться пошкодження (відсутність електропостачання). Зростання швидкодії пристроїв релейного захисту та автоматики (*РЗА*) призводить до скорочення режимів із незадовільними показниками якості електроенергії та тривалості переривів у електропостачанні.

В загальному подані автоматичні схеми об'єднані в автоматичний пункт секціонування (*АПС*), що являє собою пристрій комутації на основі вакуумного вимикача (*ВВ*), який виконує функцію автоматичного від'єднання ділянки (секції) лінії (частини кола) від системи передачі електроенергії у випадку виникнення перевантаження чи *КЗ*.

Основні вимоги до вимикачів на *АПС*) [7]:

- встановлення захистів, які задовольняють вимоги розподільних мереж: селективність з розрядниками та запобіжниками; чутливість; калібрування струму намагнічування та інше;
- вимикач повинен володіти дворазовим *АПВ*;
- вимикач, привід, додаткове обладнання повинно відповідати вимогам високої надійності при: сильних коливаннях температури; високій вологості; дощі; сильному вітру; сильному забрудненню пилом, снігом і т. п.;
- конструкція та спосіб встановлення повинні забезпечувати зручність та безпеку налагодження та ремонту у відповідності з вимогами техніки безпеки;
- повинна забезпечуватися можливість оперативної локалізації ділянки мережі без перерви в електропостачанні інших споживачів для реконструкції, ремонту, підключенні нових споживачів;

– низька (в порівнянні) вартість вимикача, його монтажу та експлуатації, можливість обслуговування персоналом з невисокою кваліфікацією.

На протязі останніх років багато компаній, які спеціалізуються на обслуговуванні та експлуатації *ЛЕП* успішно застосовують комутаційний апарат - секціоналайзер, при використанні якого відпадає необхідність в узгодженні захистів як на нижніх так і на верхніх рівнях розподільних ліній. Означений комутаційний апарат не призначений для відімкнення струмів *КЗ*, не має пристроїв *РЗА*, відповідно, немає необхідності узгодження захистів [7].

Дія секціоналайзерів базується на відімкненні струму *КЗ* в безструмову паузу на означеному циклі спрацювання *АПВ* найближчого (за напрямком джерела) вимикача потужності. Комутаційний апарат містить логічний пристрій, який аналізує режим мережі та генерує сигнал на відімкнення пристрою. При роботі секціоналайзера необхідно враховувати:

- необхідно встановлювати, що пошкодження відбулося в місці встановлення секціоналайзера;
- необхідно встановити, є стійким, здійснюється шляхом підрахунку кількості спрацювання відповідного вимикача, який встановлений зі сторони джерела та містить пристрій багаторазового *АПВ*;
- необхідно в'яснити чи пошкодження не ізольоване захисним пристроями захисту, розміщеними за секціоналайзером (здійснюється на основі вимірювання в місці розміщення апарата) [8].

Більш універсальним варіантом *АПС* в розподільних мережах середньої напруги 10–35 кВ є реклоузер, який виконує функції:

- автоматичне відімкнення пошкодженої ділянки лінії;
- автоматичне повторне ввімкнення;
- автоматичне введення резерву;
- можливість самодіагностування та виміру параметрів режиму роботи мережі;

– дистанційне керування.

На рисунку 1.3 представлено основні варіанти розміщення реклоузерів в мережі [9].

На рисунку 1.4 представлено реалізацію секціонування та керування (децентралізовано) аварійним режимом роботи мережі [9].

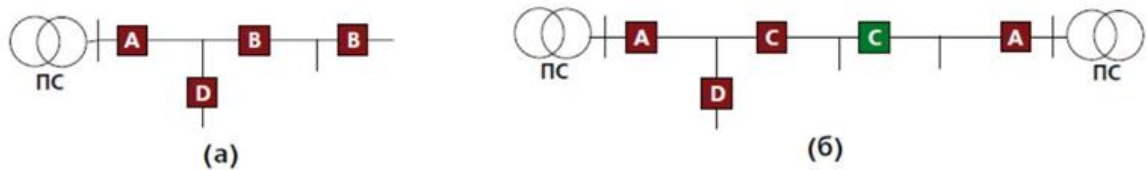


Рисунок 1.3 – Варіанти встановлення реклоузерів:

a – мережа з одностороннім живленням; *б* – мережа з двостороннім живленням; *A* – апарат на відхідній ланці; *B* – пункт секціонування одностороннього живлення; *C* – пункт секціонування (резервування) двостороннього живлення; *D* – захисний апарат на відгалуженні.

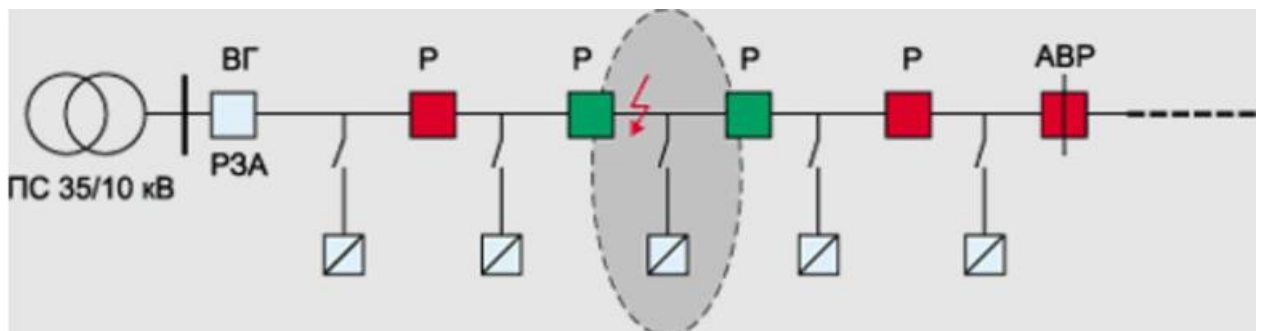


Рисунок 1.4 – Децентралізоване керування аварійним режимом роботи мережі:

P – реклоузер; *ABP* – реклоузер в якості автоматичного введення резерву.

При виникненні $KЗ$, після аналізу режиму мережі, спрацьовують на відімкнення найближчі до пошкодження реклоузери (на рисунку 1.4 показано зеленим кольором), локалізуючи місце аварії. Надалі, вмикається реклоузер, який працює як ABP , відновлюючи електропостачання споживачів на непошкодженій ділянці.

Слід відмітити, що реклоузер – автономний пристрій та застосовується для відключення та повторного ввімкнення ланок.

Доволі високе число $KЗ$ в мережі ліквідується на протязі декількох секунд. В повітряних розподільних лініях $KЗ$ можуть бути визвано багатьма причинами: перекручуванням проводів, грозовими перенапругами та інше. Означається, що відімкнення та повторне ввімкнення лінії усуває фактор пошкодження та знижує можливість довготривалої перерви в електропостачанні. Відповідно, реалізація описаного механізму на основі реклоузера, є вірним кроком.

Крім підвищення надійності електропостачання, впровадження реклоузерів дозволяє підвищити рівень автоматизації та керування мережами – практичне впровадження технології *Smart Grid* при аварійних режимах з використанням реклоузерів [10].

Реклоузери функціонально подібні до розподільних пристроїв $KРУН$, містять вакуумний вимикач, налагоджений на автоматичне розімкнення лінії при відхиленнях від номінальних значень параметрів. Принцип дії також схожий на автоматичний вимикач на ланках 0.4 кВ з тією різницею, що може працювати на рівнях напруги до 35 кВ .

Опишемо особливості реклоузерів як окремого класу [11, 12]:

- можливість розміщення на опорах $ЛЕП$;
- не вимагають обслуговування, що важливо для ланок мереж важкодоступних районах;
- присутні алгоритми роботи, що дозволяють ліквідувати пошкодження, що визвано причинами самоусунення, для інших випадків – повідомлення оператору;

- власна (вбудована) система *РЗА*, що дозволяє реалізовувати алгоритми комплексної автоматизації повітряних *РМ*;
- можливість застосування акумуляторних батарей, що дозволяє разом з додатковими пристроями отримувати живлення при втраті основного джерела;
- містять власні датчики струму й напруги, що дозволяє використання в мережах будь-якої конфігурації та створювати статистичні дані оперативних і аварійних подій на лінії;
- можливість дистанційного керування провідними та безпроводними каналами;
- можливість виконання як для однофазної так і для трифазної мереж.

Варіанти встановлення реклоузера на опорі повітряної *ЛЕП* представлено на рисунку 1.5 [11].

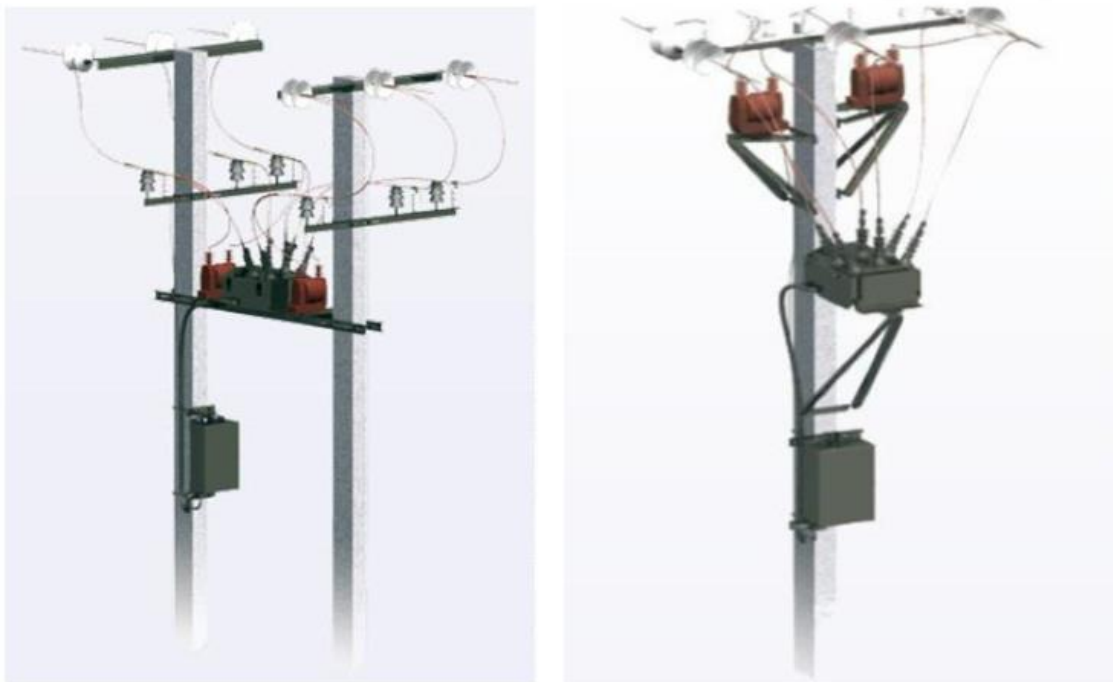


Рисунок 1.5 – Варіанти встановлення реклоузера на *ЛЕП*.

Використання реклоузерів дозволяє знизити затрати, як за рахунок зменшення експлуатаційних затрат на утримання обладнання, так і за рахунок вартості невідпущеної електричної енергії.

1.2 Технічні дані реклоузера

1.2.1 Основні характеристики реклоузера РВА/TEL (компанія "Таврида Електрик Дніпро")

РВА/TEL – апарат зовнішнього розміщення для роботи в помірному кліматі за температури середовища від -60°C до $+55^{\circ}\text{C}$ на висоті над рівнем моря до 1000 м в діапазоні швидкостей вітру в залежності від кліматичних умов – 15–40 м/с (рисунок 1.6) [11].

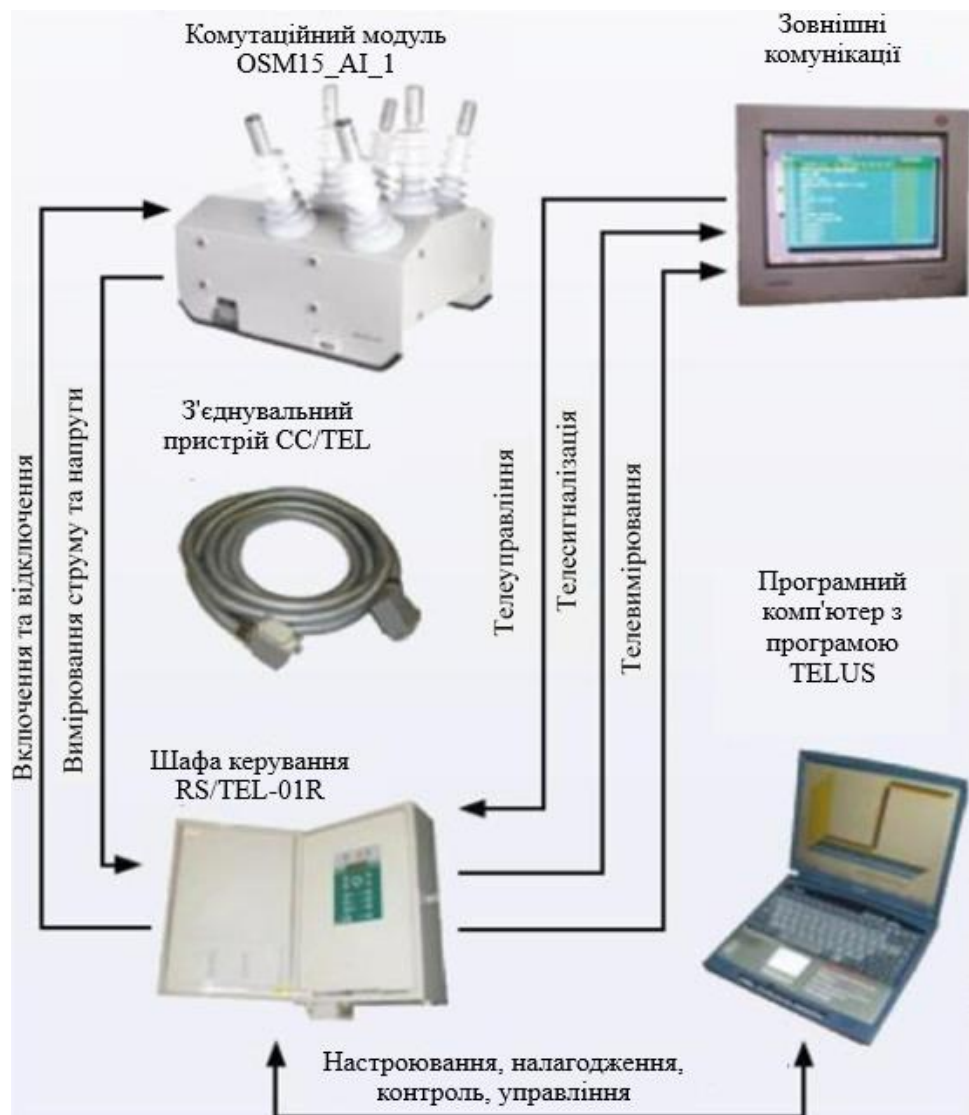


Рисунок 1.6 – Принципіальна схема вакуумного реклоузера РВА/TEL.

Таблиця 1.1. Основні технічні характеристики *PBA / TEL* [11].

Назва параметра	Значення параметра
Номинальна напруга, <i>кВ</i>	10
Номинальний струм, <i>А</i>	630
Номинальний струм відключення, <i>кА</i>	12.5
Циклів ввімкнення/вимкнення (В/В), не менше	30000
Максимальна споживана потужність, <i>ВА</i>	100
Комутаційна стійкість, не менше: – при номінальному струмові, циклів В/В – при номінальному струмі відімкнення, циклів В/В	30000 100
Час ввімкнення комутаційного модуля, <i>мс</i> , не більше	60
Час вимкнення комутаційного модуля, <i>мс</i> , не більше	15
Час відімкнення від функцій <i>РЗА</i> (без врахування роботи алгоритму), <i>мс</i> , не більше	50
Циклів <i>АПВ</i>	0–0.1с– <i>ВО</i> –1с– <i>ВО</i> –1с– <i>ВО</i>
Тривалість роботи за втрати живлення від зовнішніх ланок, <i>годин</i>	48
Діапазон напруги оперативного постачання, %	–20; +20
Максимальна похибка давача струму, %	1
Максимальна похибка давача напруги, %	5
Маса комутаційного модуля, <i>кг</i>	62.5
Маса шафи керування (без <i>АКБ</i>), <i>кг</i>	35

Апарат *PBA / TEL* реалізує види *РЗА* для розподільних мереж [11]:

- захист від однофазних замикань;
- автоматичне повторне ввімкнення;
- автоматичне частотне розвантаження;
- захист за струмом від міжфазних *КЗ*;
- автоматичне введення резервного живлення;
- захист мінімальної напруги.

Додатково реклоузер виконує функції [11]:

- калібрування від кидків струму намагнічування (знижувальні трансформатори);
- калібрування струмів запуску двигунів.

Високу швидкість роботи апарата *PBA / TEL* в розподільних мережах будь-якої конфігурації забезпечують означені функції з вбудованою системою виміру струму та напруги. Крім цього, апарат *PBA / TEL*

відновлює електропостачання за секунди за рахунок автоматичної локалізації пошкодженої ділянки, відключає ланки ліній при струмах $K3$ за рахунок особливостей конструкції системи *РЗА*. Завдяки означеним пріоритетам, реклоузер виконує як функцію простого захисту, так і функцію реалізації складних алгоритмів щодо автоматизації розподільних мереж 10–35 кВ.

Як було означено вище, вбудована система виміру струму та напруги дозволяє виконувати накопичення статистичних даних про пошкодження ланок мережі, стану мережі в цілому, проводити ведення журналів ввімкнення/вимкнення; даних про аварії; зміни навантажень; лічбу аварійних відключень та операцій ввімкнення/вимкнення [11].

1.2.2 Підключення реклоузера

Апарат *PBA/TEL* володіє багатьма каналами передачі в частині зовнішніх комунікацій, управління та обміну даними (рисунок 1.7) [11].

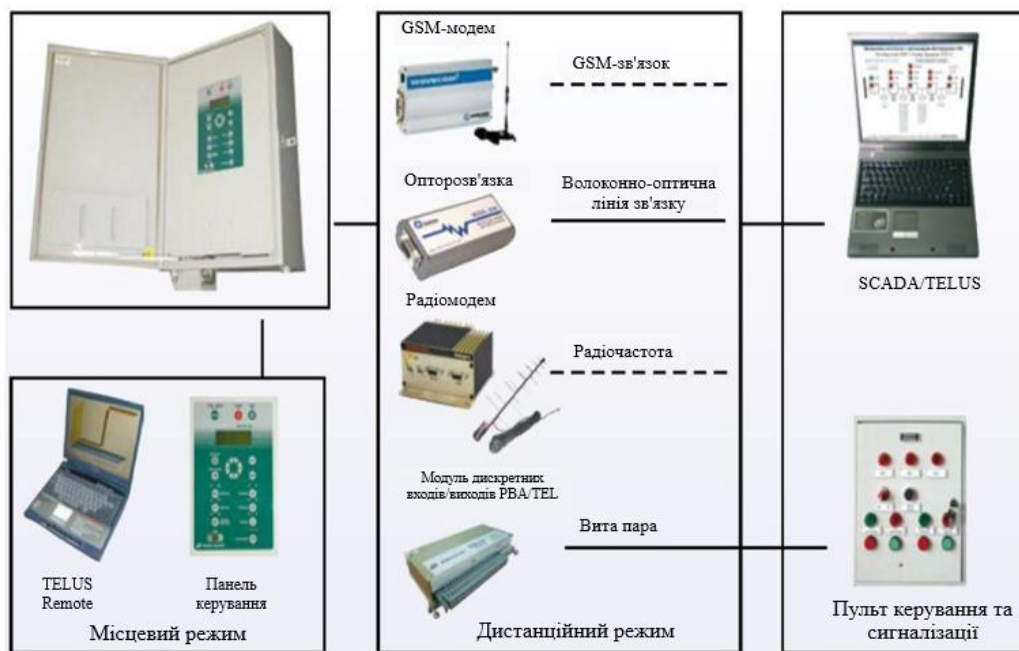


Рисунок 1.7 – Схема зовнішніх комунікацій *PBA/TEL*.

Керування реклоузером здійснюється в розробленому програмному середовищі *TELUS* (Tavrida Electric User Software). Підключення пристроїв зв'язку (шафа керування) відбувається через інтерфейси *RS232* та *RS485*.

Пристрої передавання даних (пристрій опторозв'язки, радіомодем, *GSM* – модем) може бути під'єднано та встановлено в шафі керування реклоузером [11].

Для виконання основних функцій апарату не обов'язкова наявність *SCADA*– системи, так як відбувається секціонування ліній децентралізовано, але, для візуалізації електричної мережі та аналізу оперативних даних щодо режимів роботи, можливе використання.

Принципова схема підключення *PBA/TEL* подано на рисунку 1.8.

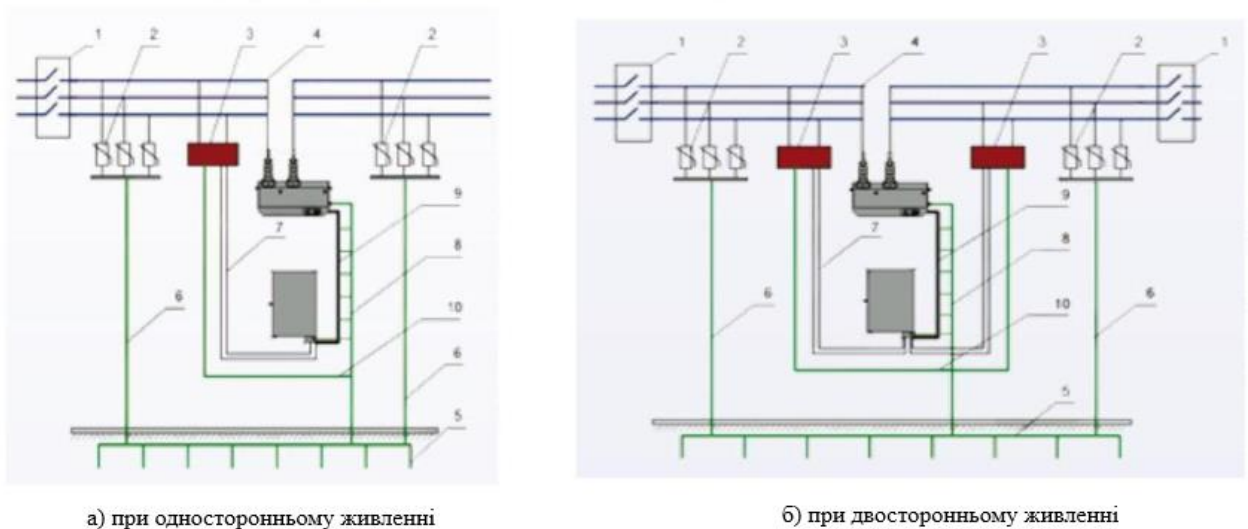


Рисунок 1.8 – Принципова схема підключення *PBA/TEL* :

- 1 – лінійний роз'єднувач; 2 – обмежувач перенапруг (ОПН);
- 3 – трансформатор власних потреб; 4 – підключення комутаційного модуля;
- 5 – контур заземлення опори; 6 – спуск заземлення ОПН; 7 – кабель зовнішнього живлення шафи управління;
- 8 – пуск заземлення шафи управління і комутаційного модуля; 9 - з'єднувальний кабель;
- 10 – заземлення трансформатора власних потреб.

Живлення апарата *PBA/TEL* здійснюється одним/двома трансформаторами власних потреб із потужністю не менше 200 *ВА*.

1.3 Висновки до першого розділу

На основі аналізу основних властивості існуючих розподільних мереж 10–35 кВ, показано доцільність секціонування повітряних ЛЕП вказаних класів напруг і актуальність проведення даних заходів електричних мережах.

Показано, що найефективнішим варіантом підвищення надійності ЛЕП 10–35 кВ є впровадження реклоузерів на базі автоматичного секціонування та відключення тільки пошкодженої ділянки мережі.

Наведено опис універсального автоматичного пункту секціонування на основі реклоузера, а також основні алгоритми його роботи та приклади установки даних апаратів в існуючих мережах.

Наведено технічні та економічні переваги використання описаних пристроїв.

2 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

2.1 Оцінка ефективності встановлення реклоузерів

2.1.1 Основні варіанти секціонування повітряних розподільних мереж

Застосування реклоузерів передбачає варіанти секціонування повітряних *РМ* [8]:

- ліній із одностороннім постачанням та мережевим резервом;
- ліній із застосуванням плавких запобіжників;
- секціонування на довгих фідерах;
- побудова відкритих розподільних пристроїв (*ВРП*);
- розподіл балансової приналежності між субабонентами;
- оптимізація диспетчерського керування мережею;
- резервування від декількох незалежних джерел.

Розглянемо застосування апаратів *РВА/TEL* на довгих фідерах (рисунок 2.1). Ступінчастий принцип узгодження захистів в цьому випадку не дозволить забезпечити часові витримки захистів головних вимикачів $0,5-1,0\text{ с}$, тому що за великої протяжності магістральної ділянки для забезпечення надійної децентралізованої системи необхідна велика кількість реклоузерів [13].

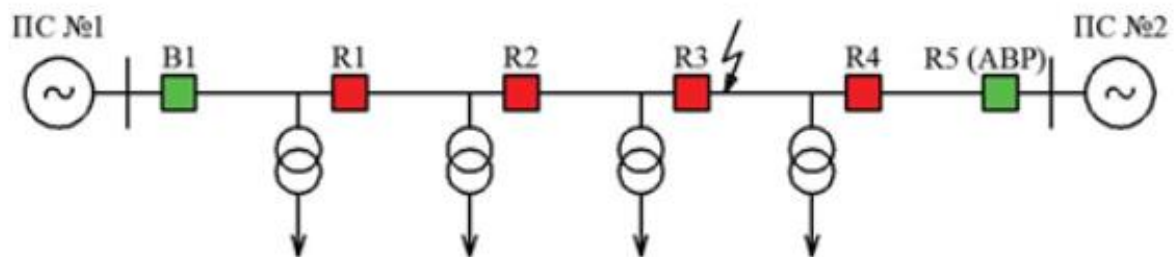


Рисунок 2.1 – Встановлення реклоузерів в довгому фідері.

При *КЗ* між реклоузерами *ВДЕ* та *ВДЕ* алгоритм роботи при пошкодженні довгої магістралі наступний (рисунок 2.1) [8, 13]:

- у відповідності зі вставками за струмами встановлених апаратів спрацює на розмикання головний вимикач *B1*;
- якщо після повторного спрацювання *АПВ* встановлено, що пошкодження нестійке, спрацьовують на розмикання всі апарати *PBA/TEL* на магістралі;
- відбувається автоматичне повторне ввімкнення реклоузера *R1* з прискореним ступенем захисту. Якщо пошкодження між *R1* та *R2*, *R1* спрацює на розімкнення раніше головного вимикача *B1*;
- за появи напруги зі сторони центру електропостачання відбувається автоматичне повторне ввімкнення *R2* з аналогічним прискореним ступенем захисту, причому, прискорена ступінь захисту *R1* виводиться з дії;
- ввімкнеться реклоузер *R3* з прискореним ступенем захисту, при цьому вже прискорена ступінь захисту *R1* виводиться з дії. Відбувається ввімкнення на *КЗ* – реклоузер *R3* відключається;
- спрацьовує блок *ABP* на реклоузері *R5* з наступним його приєднанням до магістралі.

Описаний алгоритм реалізує секціонування довгої ланки з великою кількістю ланок розгалуження та локалізації пошкодженої ділянки.

Слід відмітити, що висока швидкодія реклоузерів не вимагає переналаштовування витримок за часом захистів головного вимикача при їх інтеграції в діючу мережу.

В більшості випадках на довгих магістральних ланках для підвищення надійності на всіх розгалужень в якості захисту встановлювали запобіжники. Враховуючи, що в повітряних *ЛЕП* середніх класів напруги (10–35 кВ) кількість нестійких пошкоджень перевищує кількість стійких, забезпечити допустимі значення показників надійності не вдавалося.

Раніше узгодити роботу запобіжників в умовах роботи засобів *РЗА* практично було не можливо. При використанні реклоузерів, які містять

логічний блок аналізу та швидкодіючу систему *РЗА*, появилася можливість сумістити роботу на розгалуженнях *ЛЕП* [12].

При виникненні *КЗ* на розгалуженні в першому циклі *АПВ* швидким відімкненням реклоузера пошкодження ізолюється (рисунок 2.2). На наступних циклах *АПВ* коли на відгалуженнях пошкодження стійке, реклоузер працює узгоджено з параметрами запобіжника (плавка вставка перегорає).

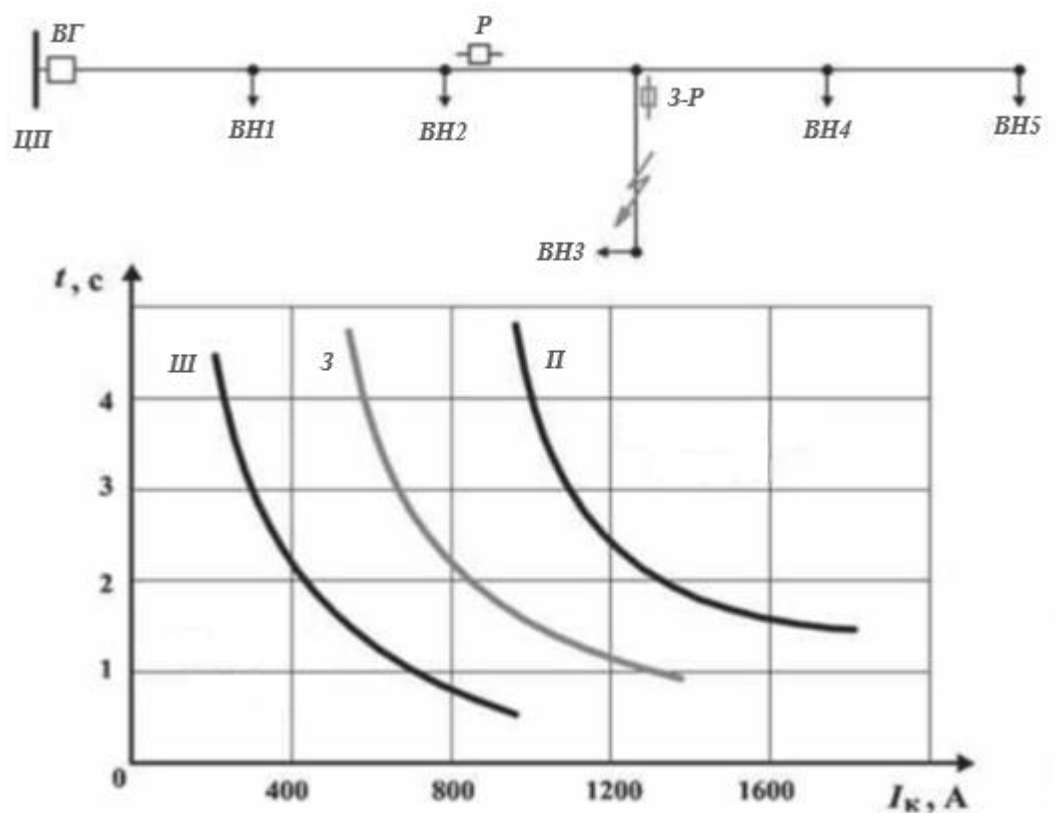


Рисунок 2.2 – Узгоджена робота реклоузера та запобіжників [14]:
З-Р – запобіжник-роз'єднувач; *Р* – реклоузер; *З* – *ЧСХ* запобіжника;
III та *II* – *ЧСХ* реклоузера до та після першого спрацювання *АПВ*,
 відповідно *ЦП* – центр постачання; *ВН* – вузол навантаження.

На радіальних лініях з одностороннім живленням встановлення апаратів *РВА/TEL* як елементів секціонування здійснюється на магістральній ділянці (рисунок 2.3). За відсутності на радіальній лінії резерву

при виникненні $KЗ$ спрацьовує реклоузер найближчий до місця ушкодження та, при підтвердженні стійкого режиму, відмикає найближчу до свого розміщення ділянку мережі. На практиці запропонована схема використовується при великій протяжності магістралі та неможливості приєднання резервного живлення. Представлений алгоритм секціонування радіальної лінії дозволяє підвищити надійність електропостачання споживачів, які розміщені поблизу центру живлення [12].

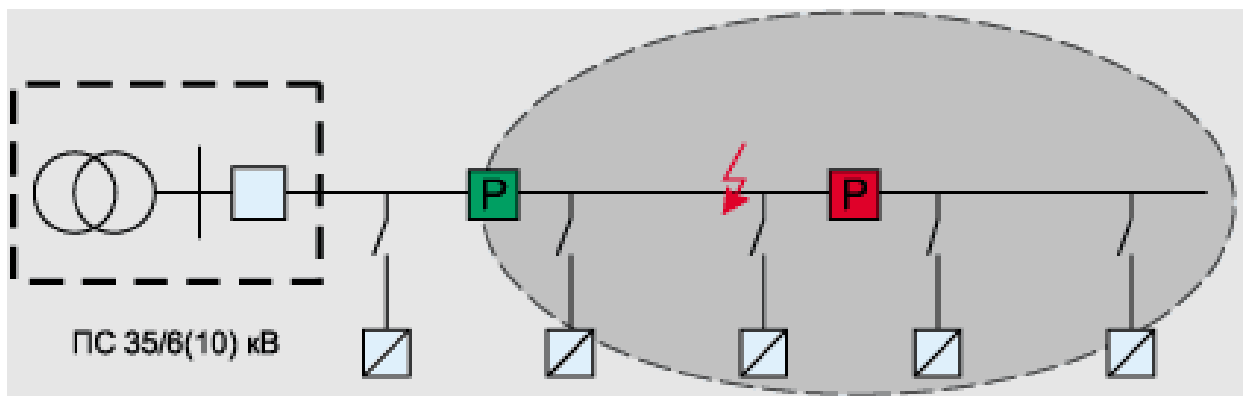


Рисунок 2.3 – Алгоритм секціонування радіальної лінії з одностороннім живленням: P – реклоузер.

На радіальних лініях із двостороннім живленням додатково на магістральній ланці встановлюється реклоузер в якості ABP (рисунок 2.4). При виникненні стійкого $KЗ$, ушкодження на будь-якій ділянці мережі автоматично локалізується між двома найближчими реклоузерами, а споживачі робочих ділянок продовжують отримувати електропостачання. Запропонований алгоритм забезпечує підвищення надійності електропостачання споживачам, які під'єднані до фідера. За схемою (рис. 2.4) на реклоузерах вбудована функція спрямованого захисту з контролем напруги на ABP [12, 13].

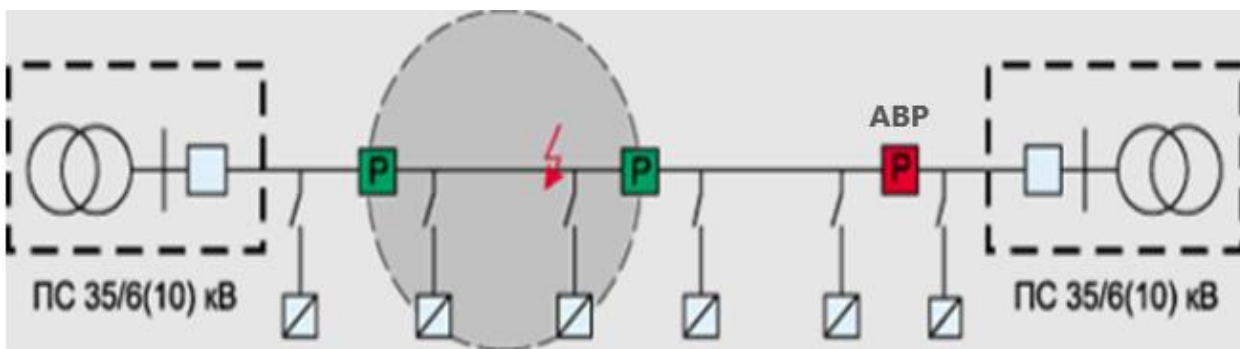


Рисунок 2.4 – Алгоритм секціонування радіальної лінії з двостороннім живленням.

2.1.2 Дослідження встановлення реклоузерів для підвищення надійності електропостачання

Розглянемо приклад встановлення реклоузерів для підвищення надійності електропостачання (рисунок 2.5), де, за спрощеними розрахунками ефективності від капітальних затрат в порівнянні з варіантом заміни всіх ліній новими, в 8 разів вигідніше реконструювати існуючі фідера («Хмельницький РЕМ»).

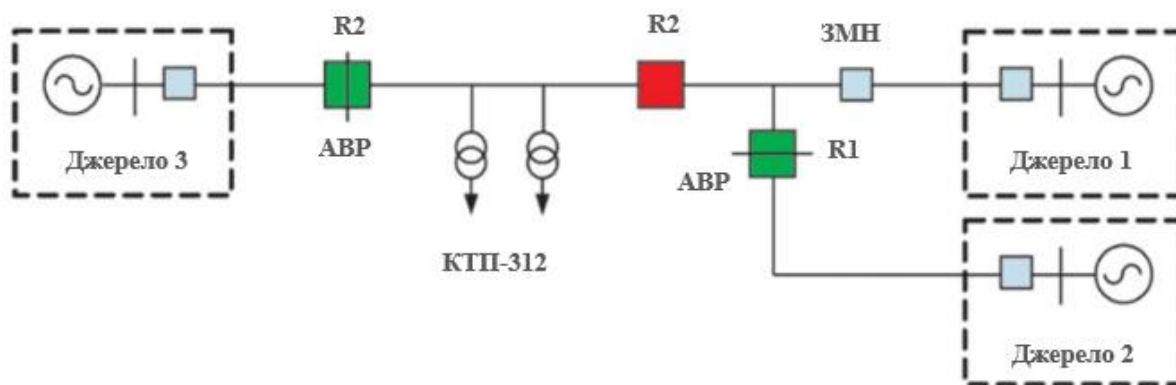


Рисунок 2.5 – Схема автоматичного резервування електропостачання.

На схемі (рис. 2.5) показано автоматичне резервування електропостачання *КТП-312*, при присутності головного джерела

(*Джерело1*) та два резервних – *Джерело2* та *Джерело3*. *ЗМН* – вимикач захисту мінімальної напруги. До модернізації: секційні комірки відпрацювали свій ресурс без встановлення необхідного захисту з ручним керуванням та великими втратами часу на відновлення електропостачання.

Встановлено три апарата. Два функціонують як пункти автоматичного мережевого резервування (*R1* та *R2*), один – як пункт секціонування (*R3*). В цьому випадку відімкнення *КТП* – 312 від електропостачання можливе при стійкому *КЗ* між *R2* та *R3*. При *КЗ* на інших ділянках двох трансформаторна підстанція працює без відімкнення. Згідно розрахунків [15], надійність електропостачання зросла на 82 %, а річні втрати від неподачі знизились на 40 %. Розглянемо варіант електропостачання ряду підприємств виробництва сільськогосподарської продукції, які відносяться до *I* та *II* категорії за надійністю (рисунок 2.6). Згідно *ПУЕ*, при присутності на одній лінії декількох споживачів з *I* категорією за надійністю, необхідно побудова додаткового центру живлення [15].

Як альтернатива – застосування реклоузерів *PBA/TEL* за схемою *I* категорії за надійністю. Достатньо двох віддалених центрів електропостачання, де передбачена можливість мережевого резервування (рис.2.6).

Споживач під'єднуються до магістралі за схемою двох трансформаторної *КТП* 10/0.4 кВ, а відгалуження виконуються з обох сторін від реклоузера (*R1, R2, R4, R5, R6, R8*). Один реклоузер використовується як пункт *ABP* – (*R3, R7*).

Запропонована схема забезпечення надійності дозволяє зберігати живлення на стороні 10 кВ за всіма зовнішніми *КЗ*, тому що вони будуть локалізовані реклоузерами на магістралі. Аналіз показав, що навіть при великій кількості реклоузерів та високій ціні устаткування, реалізація електропостачання споживачів *I* першої категорії є економічно оправданою [8-12].

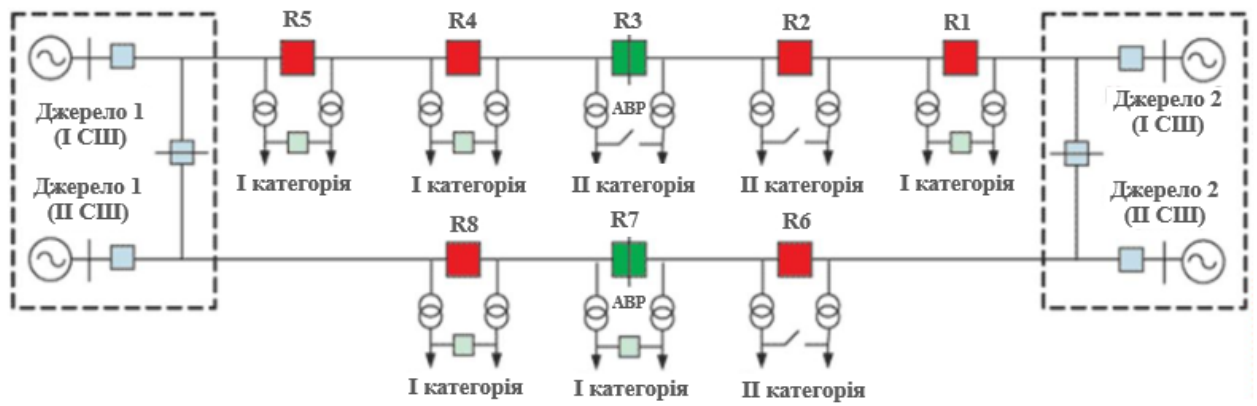


Рисунок 2.6 – Схема підключення споживачів I та II категорії за надійністю.

2.2 Дослідження роботи реклоузера при діагностуванні аварійних режимів

Дослідимо роботу реклоузера при локалізації пошкодження повітряних *РМ* на напрузі середнього рівня 10 кВ та сформулюємо математичну модель установки пунктів автоматичного секціонування на основі реклоузерів, секціонуванням *ПЛ* без врахування тривалості відсутності електропостачання на навантаженнях споживачів [16].

Аналіз проводимо за експлуатаційними затратами на діагностування пошкодження в радіальній *ПЛ* (затрати на транспорт та заробітну плату *ОВБ*):

$$B = (c \cdot q \cdot 100 + a) \cdot \sum_{i=1}^n L_i + p \sum_{j=1}^m y_j \cdot T_j, \quad (2.1)$$

де c – вартість палива на автотранспорт, грн/л ;

q – питомі витрати палива, л/100км ;

a – амортизаційні відрахування (автотранспорт), грн/км ;

L_i – відстань i -го переїзду *ОВБ*, км ;

p – кількість членів бригади, осіб ;

y_j – кількість *у.о.* роботи на виконання j -ї комутації ;

T_j – тариф на виконання j -ї комутації, *грн/у.о.*.

Дослідження проводимо за статистичною моделлю радіальної розподільної ПЛ 10 кВ за даними статистичної обробки основних характеристик ПЛ 10 кВ ВАТ “Тернопільобленерго” (таблиця 2.1).

Таблиця 2.1 – Результати статистичної обробки даних щодо ПЛ 10 кВ

Характеристика елементів РЕМ ланок 10 кВ	Одиниця вимірювання	Значення параметра
Довжина ПЛ 10 кВ: – математичне сподівання, $M[L_{10}]$ – середньоквадратичне відхилення, $\sigma[L_{10}]$	<i>км</i> <i>км</i>	13.5 5.1
Кількість ТП 10/0.4 кВ в лінії: – математичне сподівання $M[N_{ТП}]$ – середньоквадратичне відхилення, $\sigma[N_{ТП}]$	<i>шт.</i> <i>шт.</i>	8.6 5.9
Середня кількість пунктів вимикання на ПЛ N_n	шт.	3.3

При моделюванні враховуємо присутність комутаційних лінійних пристроїв [2]:

– фідер як головний вимикач на лінії 10 кВ підстанції 35 кВ. Для ланки 35 кВ витримка за часом спрацювання МСЗ складає 0.5–0.6 с, присутнє дистанційне керування при відсутності АПВ;

– запобіжник-роз’єднувач вихлопного типу – як правило спрацьовує раніше головного вимикача; при роботі з реклоузером витримка за часом МСЗ реклоузера налаштована на випередження спрацюванню запобіжника (рис.2.2.), а після дії АПВ при стійкому пошкодженні – спрацьовує запобіжник;

– роз’єднувач, який здійснює перемикання в ручному режимі при знеструмленому стані; забезпечує розрив на ланці для здійснення ремонтних робіт та обладнаний з обох сторін пристроєм заземлення;

– вимикач навантаження, здійснює перемикання навантаження в ручному режимі;

– реклоузер, комплексний вимикач в якому витримка за часом спрацювання $МСЗ$ є фіксованими або залежать від струмів $КЗ$ ($ЧСХ$), містить до чотирьох циклів $АПВ$. Налаштування $МСЗ$ залежать від циклу та направленості $АПВ$, мінімальна витримка складає 0.1 с , ступінь селективності – $0.2–0.1\text{ с}$ [2];

– секціоналайзер, вимикач навантаження чи роз'єднувач, який знеструмлює ланку мережі через фіксовану кількість циклів струмів $КЗ$ (працює як $АПВ$); встановлюється за вимикачем/реклоузером, які спрацьовують при струмах $КЗ$; селективність роботи забезпечується меншою кількістю циклів проходження струмів $КЗ$ у порівнянні з кількістю циклів $АПВ$ вимикача/реклоузера [2].

Таким чином, приймаємо статистичну модель розподільної $ПЛ$ 10 кВ , довжиною 13.5 км , від якою отримує живлення $9\text{ ТП}10/0.4\text{ кВ}$, на лінії встановлені 4 пункти вимикання на роз'єднувачах (рис. 2.7).

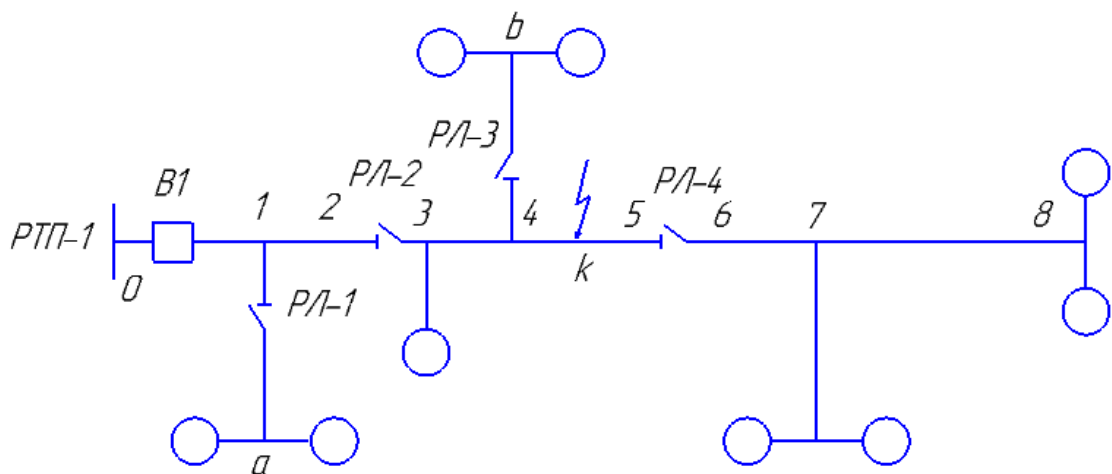


Рисунок 2.7 – Статистична модель радіальної розгалуженої $ПЛ$ 10 кВ .

Проведемо процес пошуку місця пошкодження на $ПЛ$ без $ПАС$.
Діагностування пошкоджень в аварійно вимкнених розподільних $ПЛ$

передбачає стратегії:

- послідовний поділ ліній роз'єднувачами при зростанні віддалі від джерела живлення ($PТП35/10кВ$) до місця встановлення;
- мінімізація недовідпуску електроенергії під час пошуку місця пошкодження;
- швидке відновлення електропостачання споживачам.

Процес діагностування вимкненої при $KЗ$ $ПЛ$, як правило, відбувається методом послідовного ділення знеструмленої лінії, почерговим вимиканням роз'єднувачів в зонах вимкнення та повторної подачі напруги в лінію до моменту виявлення пошкодженої ділянки; $ОВБ$ проводить огляд лінії на означення місця пошкодження. Порядок операцій представлено на рисунку 2.8 та в таблиці 2.2.

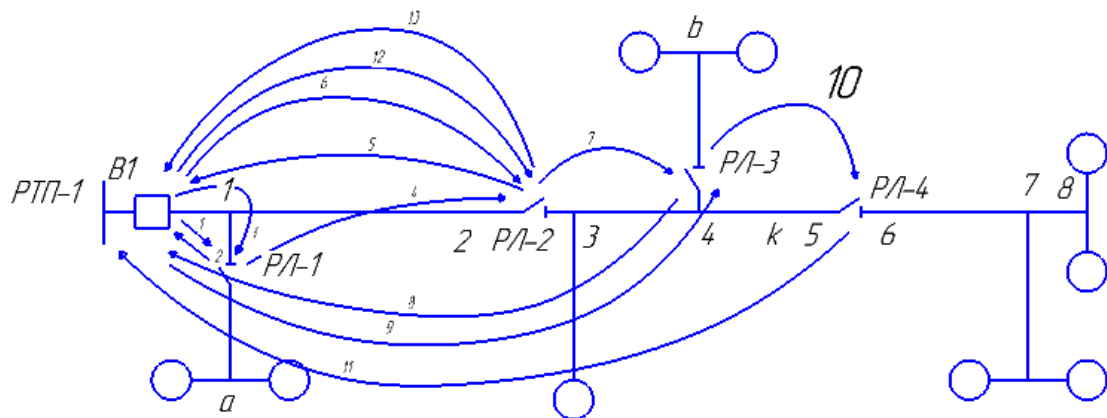


Рисунок 2.8 – Порядок дій $ОВБ$ при діагностуванні вимкненої лінії з лінійними роз'єднувачами.

При встановленні на $ПЛ$ одного $ПАС$ на основі реклоузера, наприклад, замість пункту вимикання на роз'єднувачі $РЛ2$, діагностика пошкодження на лінії спрощується, так як при $KЗ$ в точці K спрацьовує з дією на вимкнення $ПАС$ замість вимикача $B1$.

Таблиця 2.2 – Порядок операцій комутації при діагностуванні

вимкненої лінії при спрацюванні захисту (*РТП* без чергового персоналу)
[16]

Номер кроку процесу	Номер переїзду рис. 2.8	Номер операції	Операції			Інформація щодо пошкодження/ номер ділянки
			Комутаційний апарат	Характер	Мета	
1	1	I	РЛ1	Вимикання	Поділ мережі	Немає /1-а
	2	II	В1	Вмикання	Випробування	
	–	III	В1	Вимикання	Автоматичне вимикання к.з.	
2	3	IV	РЛ1	Вмикання	Відновлення схеми	Немає /0-2
	4	V	РЛ2	Вимикання	Поділ мережі	
	5	VI	В1	Вмикання	Випробування	
3	–	VII	В1	Вимикання	Підготовка до випробування	Немає /4-б
	6	VIII	РЛ2	Вмикання		
	7	IX	РЛ3	Вимикання	Поділ мережі	
	8	X	В1	Вмикання	Випробування	
	–	XI	В1	Вимикання	Автоматичне вимикання к. з.	
4	9	XII	РЛ3	Вмикання	Відновлення схеми	є/3-5
	10	XIII	РЛ4	Вимикання	Поділ мережі	
	11	XIV	В1	Вмикання	Випробування	
	–	XV	В1	Вимикання	Автоматичне вимикання к.з.	

В цьому випадку, пошук місця пошкодження на вимкненій лінії *ОВБ* розпочинає з огляду роз'єднувача *РЛ3*, що скорочує тривалість пошуку пошкодження на 30 % та витрати палива при переміщенні *ОВБ*. Алгоритм пошуку пошкодження при аварійному спрацюванні захисту на рисунку 2.9 та в таблиці 2.3.

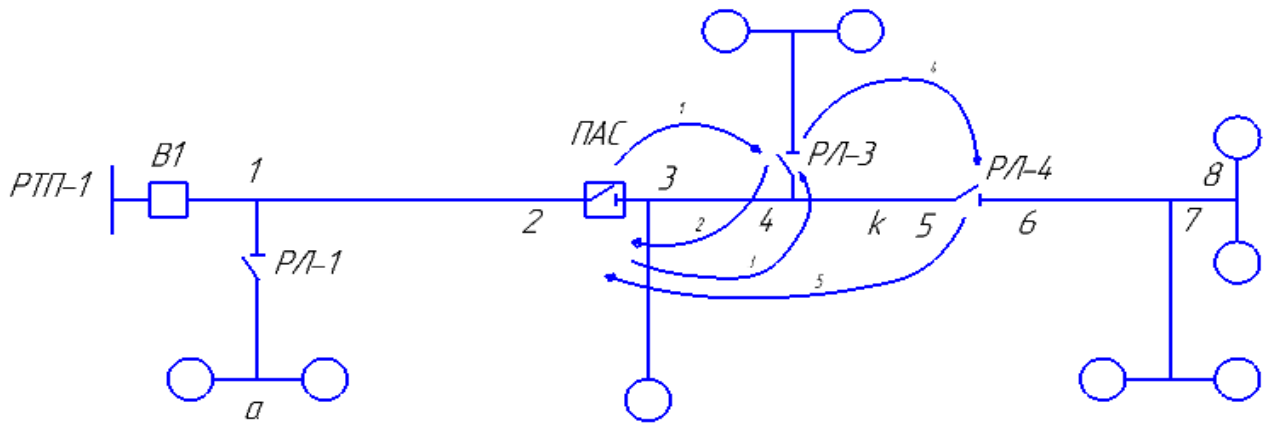


Рисунок 2.9 – Порядок дій *ОВВ* при діагностуванні вимкненої лінії обладнаної *ПАС* з реклоузером.

Таблиця 2.3 – Порядок операцій комутації при діагностуванні вимкненої лінії обладнаної *ПАС* з реклоузером (*РТП* без чергового персоналу) [16]

Номер кроку процесу	Номер переїзду (рис. 2.9)	Номер операції	Операції			Інформація щодо пошкодження/ номер ділянки
			Апарат комутації	Характер	Мета (результат)	
1	2	3	4	5	6	7
1	1	I	РЛЗ	Вимикання	Поділ мережі	немає/4-в
	2	II	ПАС	Вмикання	Випробуванн	
	–	III	ПАС	Вимикання	Автоматичне	
2	3	IV	РЛЗ	Вмикання	Відновлення	є/3-5
	4	V	РЛ4	Вимикання	Поділ мережі	
	5	VI	ПАС	Вмикання	Випробуванн	
	–	VII	ПАС	Вимикання	Автоматичне	

2.3 Висновки до другого розділу

Проведений аналіз типових схем встановлення реклоузерів в магістральних та радіальних ланках з врахуванням селективності роботи з часом спрацювання *МСЗ* та кратністю *АПВ*.

Використання *АПС* із використанням реклоузерів в мережах 10 кВ дозволить підвищити надійність, автоматично здійснювати пошук ушкодженої ланки лінії з одночасним приєднанням неушкоджених ділянок.

Дослідження обсягів діагностичних заходів при пошуку аварійної ділянки в *ПЛ*– 10 кВ із *АПС* та без нього показали, що при встановленні одного реклоузера, кількість етапів процесу пошуку аварійної ділянки знижується з чотирьох до двох, а кількість переїздів *ОВБ* з п'ятнадцяти до семи, що суттєво спрощує процес діагностування *КЗ*.

3 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ

3.1 Аналіз показників надійності та напрямки регуляторного впливу

Для оцінки надійності в області електроенергетики, застосовують показники, що базуються на стандартах *IEEE* [17]. Підрозділи контролю не тільки встановлюють нормативні значення визначених показників, а й контролюють виконання на основі статистичних даних щодо функціонування електричних мереж. При аналізі надійності повітряних ланок розподільних мереж 10–35 кВ аналізують групи показників [17]:

- первинні (вихідні) – характеризують надійність роботи безпосередньо елементів мережі та ефективність роботи обслуговуючого персоналу. Означені дані (блок *OMS* – система оброблення відключень (outage management system)) є відомі на початку оцінки надійності електричної ланки. Показники: питомий параметр потоку відмов (*відкл./км·год*), проміжок часу відновлення електропостачання (*год/відкл.*);

- базові – характеризують надійність електропостачання вузлів навантаження та ввімкнення до цих ланок споживачів. Означені дані формуються (обчислюються) в процесі аналізу надійності та залежать від: значення вихідних показників надійності, конфігурації та параметрів лінії та місць розташування, кількості встановлених пристроїв секціонування. Як правило розглядають показники: середня частота відключень (*відкл./год*), середня тривалість відключень (*відкл./год*) середня тривалість відключення об'єкта (*год*);

- інтегральні – характеризують надійність надання послуг за доставкою електричної енергії споживачам як від окремої лінії так і від мережі в цілому. Числові значення інтегральних показників обчислюються на основі значень базових показників надійності та характеристик вузлів навантаження: величини середнього навантаження та/або кількості точок продажу електричної енергії.

В загальному, інтегральні показники визначаються величиною недовідпущеної електричної енергії, середньою тривалістю припинення передачі електроенергії та середньою частотою припинення електропостачання [17].

Інтегральні показники надійності за індексами можна розділити на три групи:

- показники з індексами, що характеризують число відімкнених споживачів (вузлів) – *SAIFI*, *SAIDI*, *CAIDI*, *CTAIDI*, *ASAI*, *ASUI*, *CAIFI*;
- показники з індексами, що враховують потужність відімкнених споживачів (вузлів) – *ASIFI*, *ASIDI*, *ENS*, *EENS*;
- економічні показники з індексами – *RNRE*, *ARAE*, *ARIE*.

Критерії з перших двох груп опираються на кількість споживачів (вузлів) та тривалість перерв в електропостачання. Економічні показники відображають відносний приріст надійності електропостачання з врахування вкладених (затрачених) коштів на реконструкції (модернізацію) при встановленні АПС чи інших засобів автоматизації з врахуванням комутаційного обладнання та програмних засобів [17].

Взаємозв'язок інтегральних показників надійності за індексами відображено на рисунку 3.1.

В Україні, питання забезпечення та підвищення надійності електропостачання споживачів регламентовано постановами *НКРЕКП* [18]. У відповідності зі звітом щодо надання послуг у сфері електропостачання (2022 рік) виділено при аналізі наступні індекси показників надійності електропостачання [19]:

SAIDI – середня тривалість перерв (system average interrupt duration index), (год);

SAIFI середня частота перерв (system average interrupt frequency index), (шт.);

ENS – обсяг недовідпущеної електричної енергії (energy no supply), (тис. кВт·год).

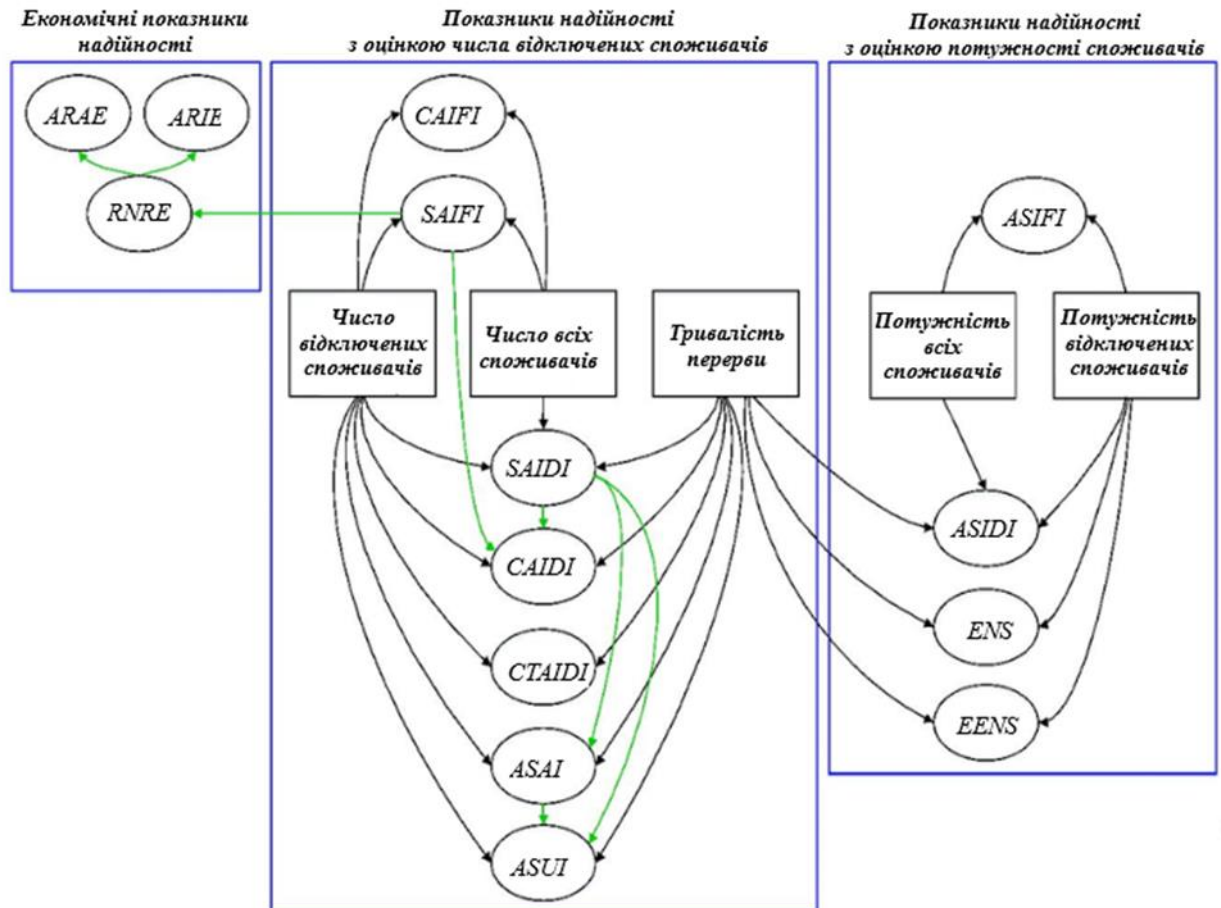


Рисунок 3.1 – Взаємозв’язок інтегральних показників надійності за індексами [17].

Згідно звіту *НКРЕКП* (аналізуємо дані показників до 01.01.2022 року) [19]. У 2021 році показник *SAIDI* в загальному по країні знизився на 2.7 % в порівнянні з 2020 роком (рисунок 3.2) за рахунок зниження часу відключень за вини компаній (внаслідок технологічних порушень) – (з 378 хв до 282 хв) та форс-мажорних обставин (з 205 хв до 185 хв). Зросла кількість планових перерв (з 206 хв до 300 хв) Основна причина – перехід у 2021р. на *RAB*-тарифи для 25 основних операторів розподілу (*ОСР*) з переходом на стимулююче регулювання та наближення показників надійності до 2033 р.: на рівень 150хв для міських *РМ*; 300хв для сільських *РМ* [19].

Проте, в порівнянні з країнами ЄС, значення показника *SAIDI* в Україні є вищими, де, окрім моніторингу, проводять регулювання показників надійності [19].

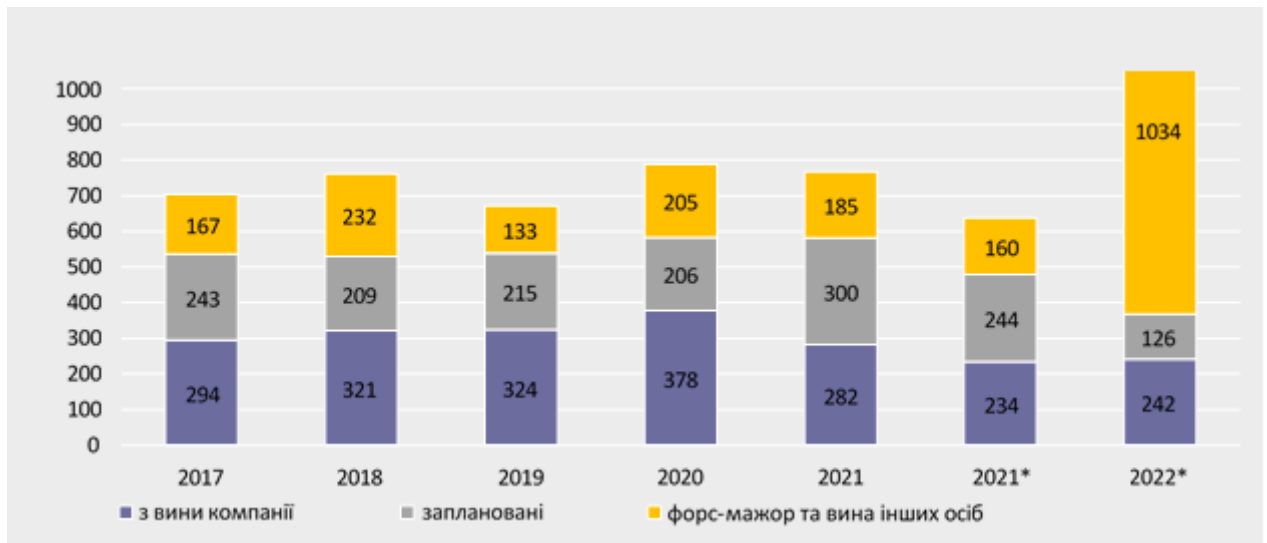


Рисунок 3.2 – Показники *SAIDI*, I півріччя 2017–2022 р.р. [19].

Крім цього, аналіз показників надійності для *ОСР* з кількістю споживачів *більше 100 рис.*, показує дещо зниження показника *SAIDI* з вини компанії порівняно з аналогічним показником за I півріччя 2020 р. (рисунок 3.3). Пов'язано це з високий рівнем показника *SAIDI* внаслідок форс-мажорних обставин в ряді *ОСР*.

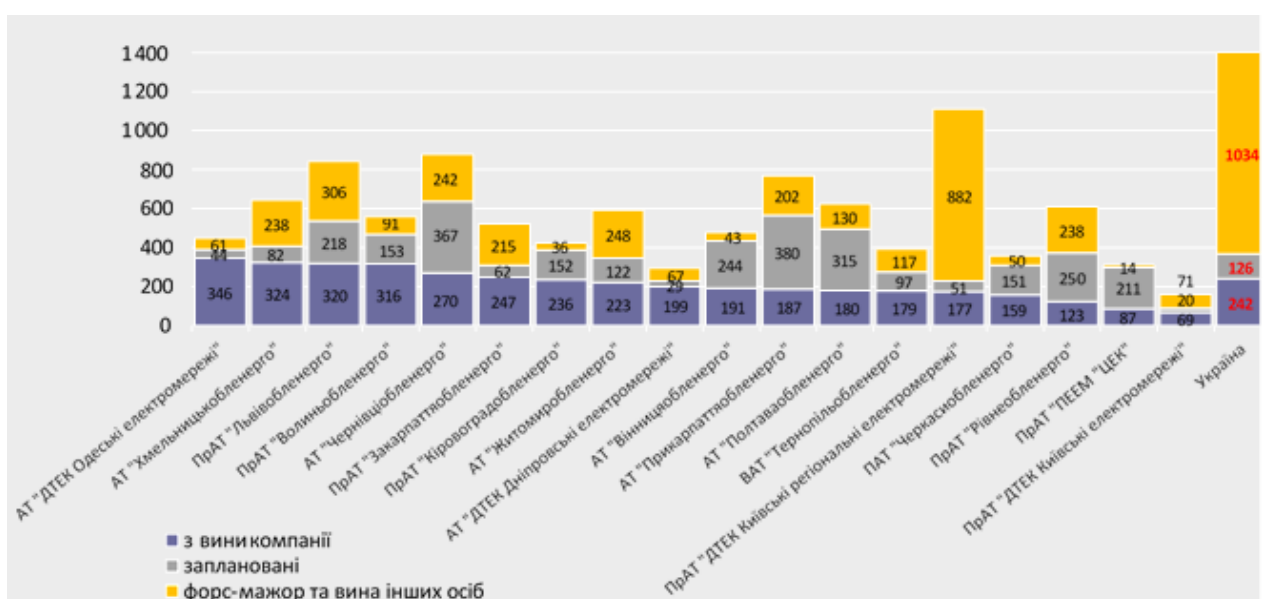


Рисунок 3.3 – Показники *SAIDI*, I півріччя 2017–2022 р.р. за *ОСР* [19].

У 2021 році показник *SAIFI* в загальному по країні знизився на 3.4 % в порівнянні з 2020 роком (рисунок 3.4) за рахунок зниження середньої частоти перерв за вини компаній [19].

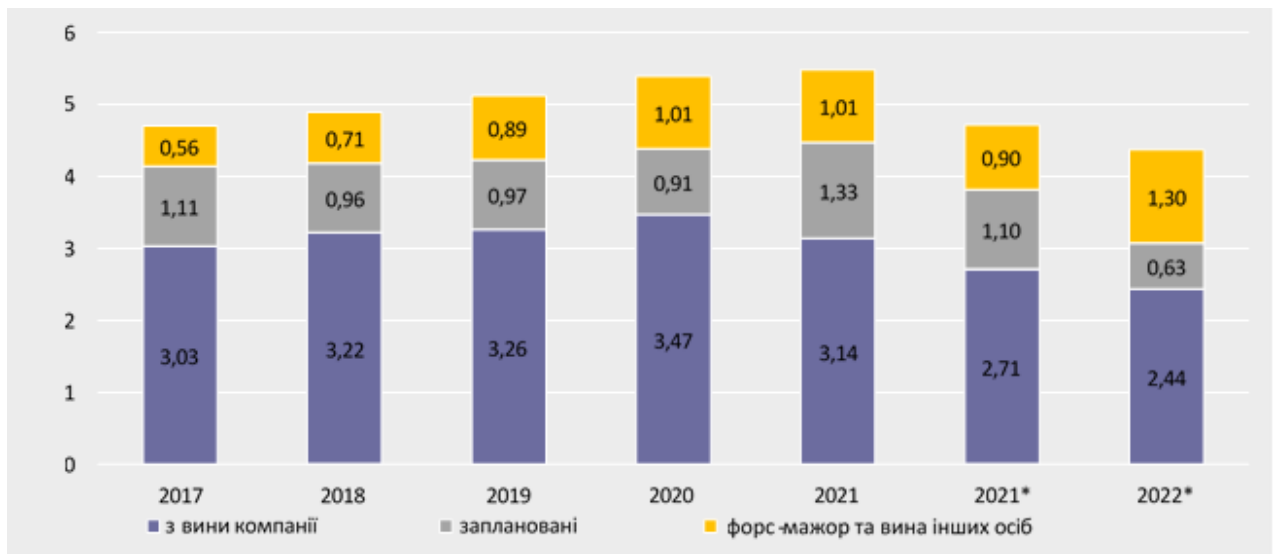


Рисунок 3.4 – Показники *SAIFI*, I півріччя 2017 – 2022 р.р. [19].

Аналіз показників надійності для *ОСР* з кількістю споживачів більше 100 рис., також показує дещо зниження показника *SAIFI* з вини компанії порівняно з аналогічним показником за I півріччя 2020 р. (рисунок 3.5).

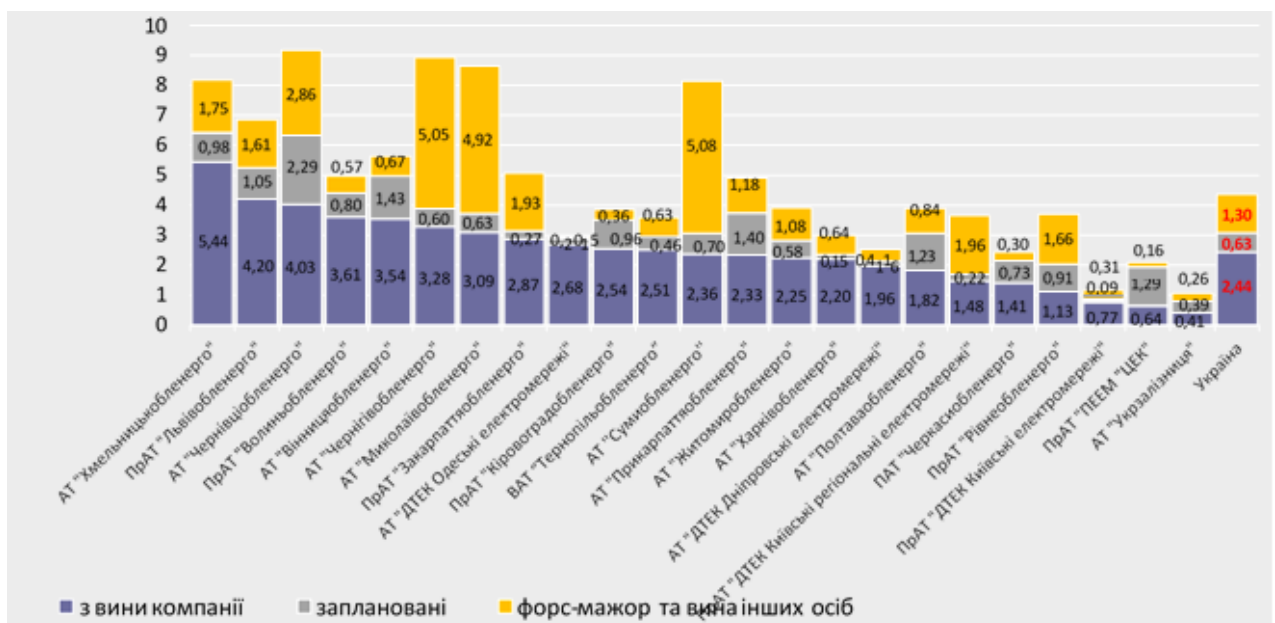


Рисунок 3.5 – Показники *SAIFI*, I півріччя 2017 – 2022 р.р. за *ОСР* [19].

Показники надійності в звітах *НКРЕКП* розраховуються *ОСР* у відповідності до реєстру переривання в постачанні електричної енергії за виразами [17]:

$$\begin{aligned} SAIDI &= \sum_{i=1}^K N_i \cdot T_i / N_{\text{сум}}, \text{ хв}, \\ SAIFI &= \sum_{i=1}^K N_i / N_{\text{сум}}, \text{ шт}, \\ ENS &= \sum_{i=1}^K P_i \cdot T_i / 60, \text{ кВт} \cdot \text{год}, \end{aligned} \quad (3.1)$$

де K – кількість довгих перерв електропостачання (*більше 3 хв*);

T_i – тривалість i – ї довгої перерви, *хв*;

N_i – кількість точок обліку, які відімкнені при i – й довгій перерві, *шт*;

$N_{\text{сум}}$ – сумарна кількість точок обліку, *шт*;

P_i – сумарна середня потужність точок обліку, які відімкнені при i – й довгій перерві, *кВт*.

Розглянемо економічні показники надійності які будуть використовуватися для вибору кількості та місць встановлення реклоузерів [17]:

– *RNKE* – показник, який характеризує відносну ефективність модернізації/реконструкції мережі (Relative Network Reconstruction Efficiency):

$$RNKE = 1 - \frac{SAIFI}{SAIFI(0)}, \quad (3.2)$$

де $SAIFI(0)$, $SAIFI$ – середня частота перерв на одного споживача до та після реконструкції відповідно;

– *ARAE* – показник, який характеризує усереднену ефективність застосування реклоузерів (Average Recloser Application Efficiency):

$$ARAE = \frac{RNRE \cdot F}{R}, \quad (3.3)$$

де F – кількість фідерів в мережі, що реконструюють;

R – кількість реклоузерів, які встановлені.

3.2 Оцінка впливу встановлення реклоузерів на показники надійності

Розглянемо розрахунок показника надійності *SAIFI* та вплив на нього встановлення реклоузерів на прикладі простої розподільної мережевої системи, представленої на рисунку 3.6.

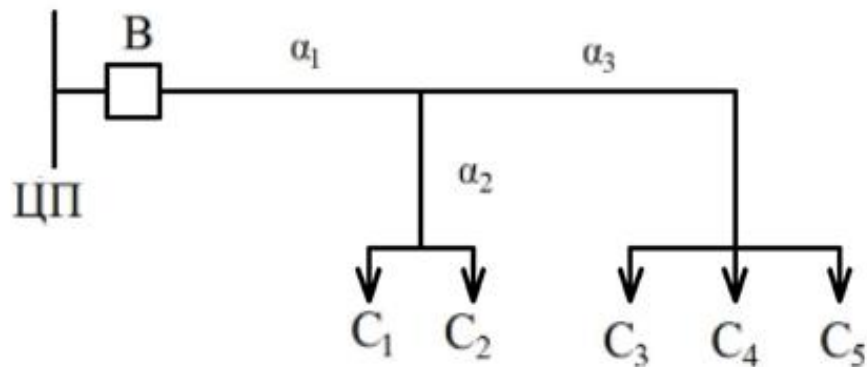


Рисунок 3.6. – Проста схема розподільної мережі.

Вважаємо, що аварійність визначається виключно подіями на лініях розподілення. Ланка містить один район з центром постачання (ЦП) та п'ятьма споживачами ($C = 5$). Вимикач (B) спрацює у випадку $KЗ$ на будь-якій з трьох ділянок ланки ($\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3$), тому частота спрацювання вимикача визначається сумою частот аварійних ситуацій на всіх ділянках ланки. Вважаємо, що частота аварійних ситуацій на кожній із ділянок однакова та буде рівна $\alpha = 3 \cdot \alpha_0$. Частота перерв в електропостачанні за період, який аналізується, однакова у всіх споживачів та складе:

$$\lambda = \alpha = 3 \cdot \alpha_0.$$

Сумарне число перерв електропостачання у споживачів цієї ланки буде:

$$\lambda_{\text{сум}} = C \cdot \lambda = 15 \cdot \alpha_0.$$

Виходячи з описаної формули для розрахунку показника *SAIFI*, в нашому випадку розрахунок проводимо шляхом ділення загального числа

випадків відключень у всіх споживачів на загальне число споживачів, які обслуговуються:

$$SAIFI = \frac{\lambda_{\text{сум}}}{C} = 5 = 3 \cdot \alpha_0.$$

Розглянемо вплив встановлення реклоузера на характеристики мережі. Допустимо, що реклоузер (P) встановлений на третій ділянці ланки мережі (рисунок 3.7).

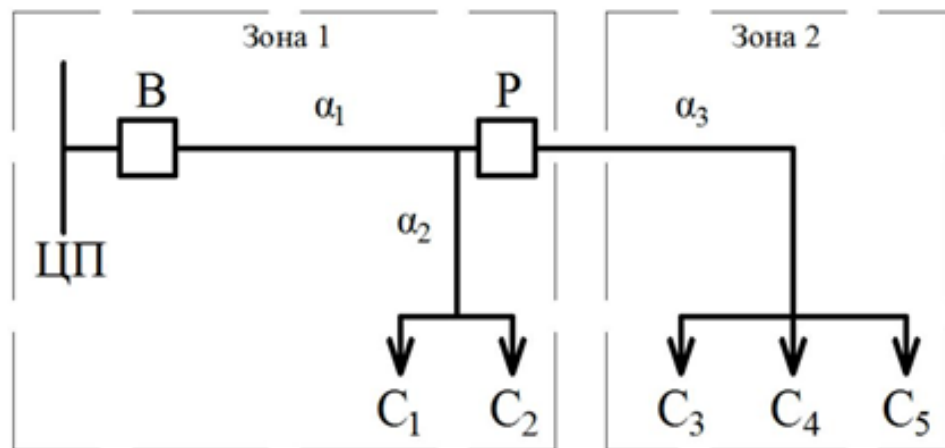


Рисунок 3.7 – Схема розподільної мережі з реклоузером.

Присутність реклоузера ділить мережу на два підграфа – «зони» електропостачання. Першу зону утворюють ділянки 1 та 2 з числом споживачів $C(1) = 2$. Другу «зону» утворює ділянка 3 з числом споживачів $C(2) = 3$. Встановлений в мережі реклоузер відділяє аварійні ситуації третьої ділянки від загальної мережі. Вимикач (B) буде спрацьовувати тільки за ситуаціями в першій зоні. Частота спрацювання становить:

$$\alpha(1) = \alpha_1 + \alpha_2 = 2 \cdot \alpha_0.$$

Частота перерв в електропостачанні споживачів «зони 1»:

$$\lambda(1) = \alpha(1) = 2 \cdot \alpha_0.$$

Сумарне число перерв в електропостачанні споживачів описаної зони:

$$\lambda_{\text{сум}}(1) = C(1) \cdot \lambda(1) = 4 \cdot \alpha_0.$$

Реклоузер буде спрацьовувати за ситуаціями які відбуваються в «зоні 2». Сумарне число перерв в електропостачанні споживачі «зони 2» буде відповідати сумі аварійних ситуацій «зони 1» та «зони 2»:

$$\lambda(2) = \alpha(1) + \alpha(2) = 3 \cdot \alpha_0.$$

Сумарне число перерв в електропостачанні споживачів «зони 2»:

$$\lambda_{\text{сум}}(2) = C(2) \cdot \lambda(2) = 9 \cdot \alpha_0.$$

Перераховуємо показник *SAIFI* для мережі з реклоузером:

$$SAIFI = \frac{\lambda_{\text{сум}}(1) + \lambda_{\text{сум}}(2)}{C(1) + C(2)} = \frac{4 \cdot \alpha_0 + 9 \cdot \alpha_0}{3 + 2} = 2,6 \cdot \alpha_0.$$

Як показує розрахунок, використання реклоузера дозволить знизити середньостатистичну частоту перерв в електропостачанні споживачів із $3\alpha_0$ до $2,6\alpha_0$.

Оцінимо вплив розміщення реклоузерів на показник *RNRE* [17]. В таблиці 3.1. наведено значення означеного показника в залежності від типу мережі та кількості реклоузерів з врахуванням присутності дворазового *АПВ* в центрі живлення.

Таблиця 3.1 – Значення показника *RNRE* для радіальних та кільцевих фідерів

Тип мережі	Кількість реклоузерів					
	1	2	3	4	5	6
Радіальний фідер	0.25	0.33	0.38	0.40	0.42	0.43
Кільцевий фідер	0.00	0.33	0.50	0.60	0.67	0.71

Показник *ARAE* дозволяє здійснювати вибір зі сторони повернення втрат на реконструкцію. Значення означеного показника в залежності від типу мережі та кількості реклоузерів приведено в таблиці 3.2. при присутності дворазового *АПВ* в центрі живлення.

Таблиця 3.2 – Значення показника *ARAE* для радіальних та кільцевих фідерів

Тип мережі	Кількість реклоузерів					
	1	2	3	4	5	6
Радіальний фідер	0.25	0.17	0.13	0.10	0.08	0.07
Кільцевий фідер	0.00	0.33	0.33	0.30	0.27	0.24

3.3 Вибір оптимальних місць розташування реклоузерів

Як було означено та досліджено, секціонування в розподільних мережах суттєво підвищує надійність електропостачання. Крім цього, використання реклоузерів, враховуючи їх характеристики, підвищує можливості безперебійної передачі електричної енергії споживачам.

Питанню оптимальних місць розташування реклоузерів та впровадженню в реальну розподільну мережу присвячено багато вітчизняних і зарубіжних праць [20-23]. Зокрема в праці [23] розглянуто встановлення реклоузерів з використанням найбільш розповсюдженого матричного методу розрахунку при реалізації алгоритму вибору місця розташування. При розрахунках, окрім складу комутаційних пристроїв на ланках розподільних мереж (фідерів, лінійних роз'єднувачів, запобіжників-роз'єднувачів, вимикачів навантаження), використовуються дані *ОСР* щодо втрат електроенергії. Це дозволяє прискорити процес розрахунку та підвищити оптимальність місць встановлення реклоузерів.

Оптимізацію місць розташування реклоузерів здійснюємо методом перебору місць розташування реклоузерів швидкодіючими евристичними методами на прикладі дослідницьких схем розподільних мереж (Distribution Test Feeders) *IEEE* [17]. Алгоритм оптимального вибору встановлення реклоузерів розглянутий на прикладі тестової 37-вузлової схеми, представленої на рисунку 3.8. Для забезпечення двостороннього живлення в

тестову схему у вузол 741 встановлюємо додаткове джерело. Алгоритм реалізуємо в середовищі *Matlab*.

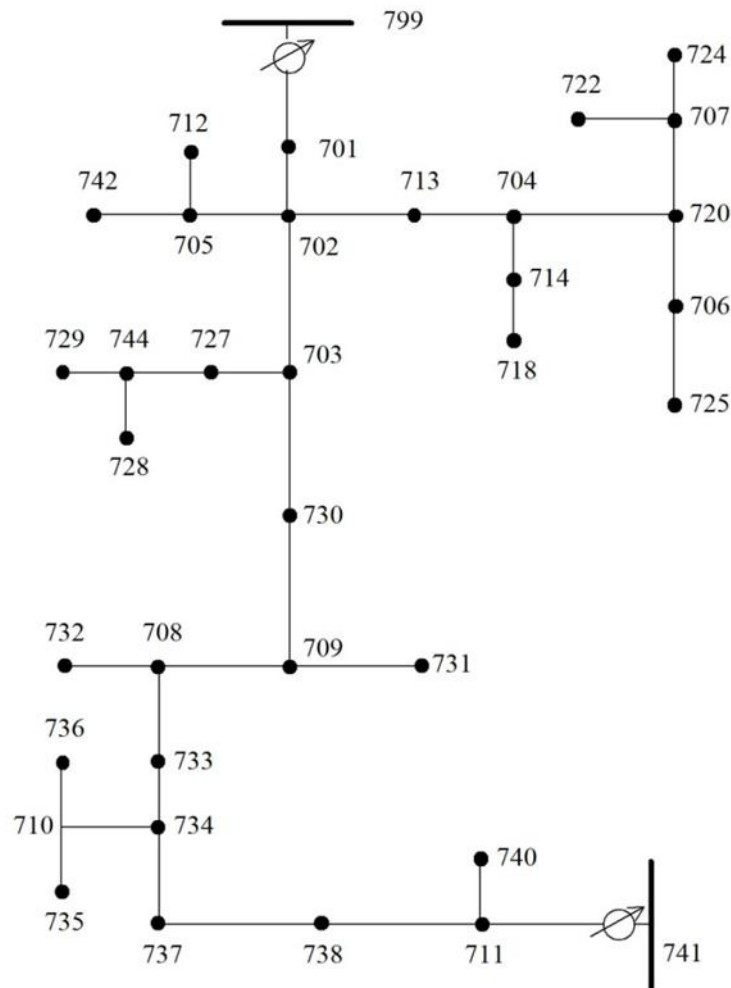


Рисунок 3.8 – Схема експериментальної розподільної мережі *IEEE* для 37 вузлів з додатковим джерелом живлення.

Схема в алгоритмі задається за допомогою: матриці віток та матриці вузлів.

В матриці віток задаємо: вузол початку вітки; вузол кінця вітки; число, яке характеризує пошкодження вітки за розрахунковий період, для прикладу, число *KЗ* в рік; при присутності вимикача в даній вітці вказуємо вузол, біля якого встановлюємо реклоузер (в одній вітці можливо передбачити лише один комутуючий апарат).

В матриці вузлів задаємо: номер вузла; вказуємо властивості вузла: присутність джерела енергії, або споживача, або виключно зв'язок з вітками;

число, що характеризує пошкодження вузла за розрахунковий період, для прикладу, число $KЗ$ в рік.

Оптимізацію виконуємо на основі розрахунку показника $SAIFI$, де, на першому етапі алгоритм ділить схему на зони, обмеженими модельованими вимикачами або реклоузерами (рисунок 3.9).

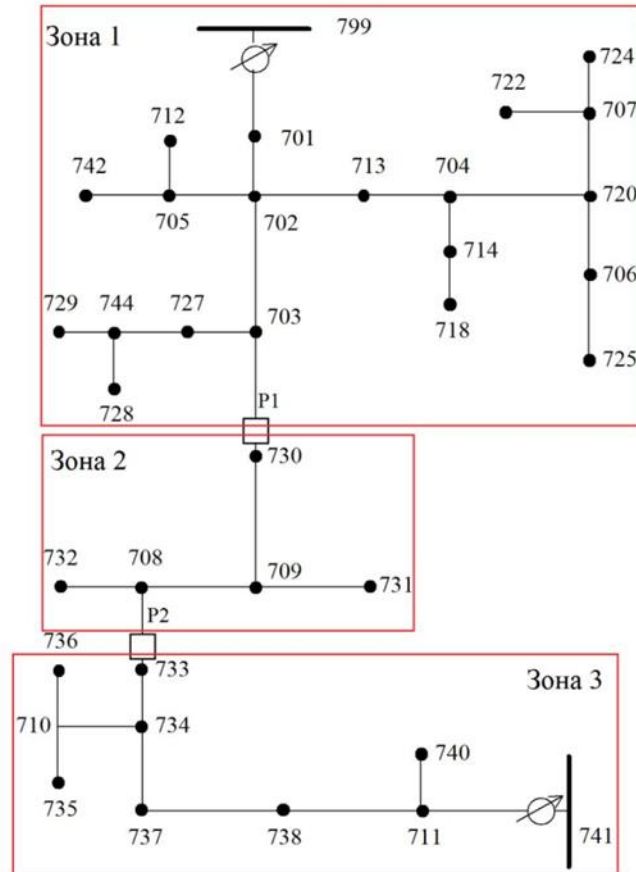


Рисунок 3.9. Розбиття на зони.

Кожна зона має своїх «сусідів», що відділяються вимикачем/реклоузером. Методика розрахунку показника враховує використання мережевого резервування після локалізації аварії найближчими реклоузерами. Таким чином, $KЗ$ в «зоні 2» не призведе до відключення споживачів «зони 3», які попередньо отримували живлення від вузла 799.

Алгоритм розрахунку $SAIFI$ враховує число $KЗ$ в кожній зоні, споживачів вузла та «зоні», а також доступ споживачів до джерел енергії після секціонування мережі та локалізації аварії.

Методика оптимального розміщення реклоузера. Для оптимізації розміщення реклоузерів використовуємо генетичний алгоритм [17], як метод евристичних алгоритмів, які мають високу швидкість збіжності, тобто, високу ймовірність отримання технічного результату при незабезпеченні найоптимальнішого рішення. «Особою» є набір віток на які встановлюється апарат. «Ген» - номер вітки в якій розміщений апарат. Число можливих номерів «генів» рівне числу вільних для встановлення реклоузерів віток. Основною фітнес-функцією є показник надійності розподільної мережі – *SAIFI*.

Перша популяція «осіб» формується випадковим чином, де відбувається вибір номер вітки – «гена» й розраховується *SAIFI*. Враховуючи, що здійснюється пошук мінімального значення показника, відбувається сортування всіх варіантів за *SAIFI*. Відбувається відбір «осіб» з найкращим значенням фітнес-функції з наступним «схрещуванням генів» самих сильних представників. Сортування відбувається за циклами до тих пір, поки в сформованих наборах «генів» не буде «осіб» з кращою пристосованістю.

Якщо всі, найбільш пристосовані «особи» мають однаковий показник *SAIFI* відбувається «мутація» (у всіх «осіб» крім однієї змінюється «ген» з наступним сортуванням).

В кінці алгоритму виводиться результат за значенням показника надійності *SAIFI* та номерів вузлів і віток, де пропонується встановити реклоузери.

Розміщення реклоузерів на прикладі пошуку оптимального значення *SAIFI*. Для вибраної схеми на рисунку 3.1 проведено розрахунки та представлені на рисунках 3.10, 3.11, 3.12.

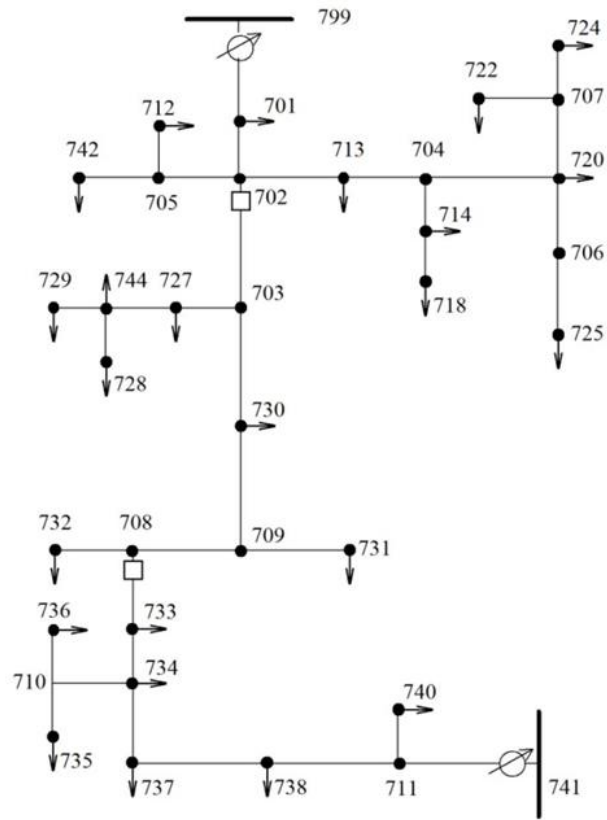


Рисунок 3.10 – Результати розміщення двох реклоузерів, $SAIFI(2) = 3,1721$.

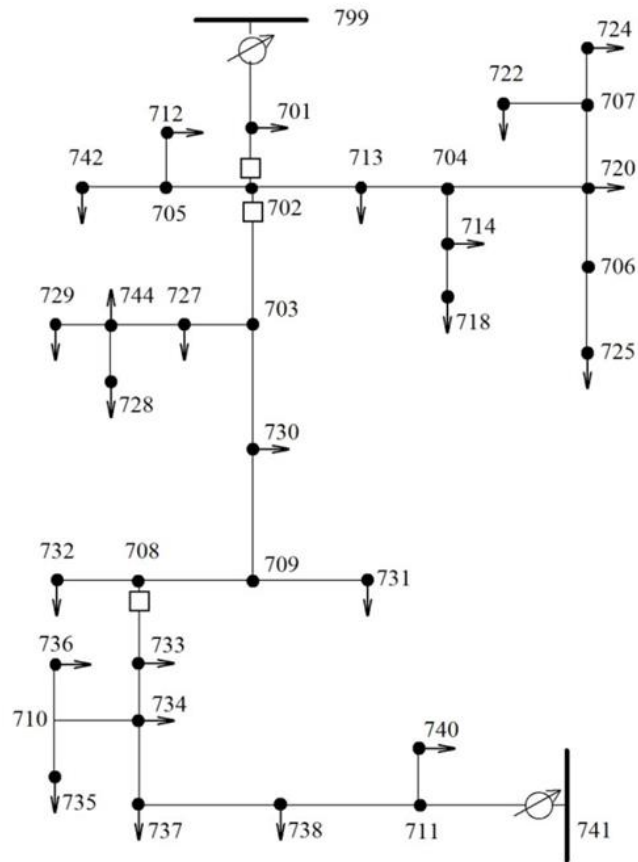


Рисунок 3.11 – Результати розміщення трьох реклоузерів, $SAIFI(3) = 2,5219$.

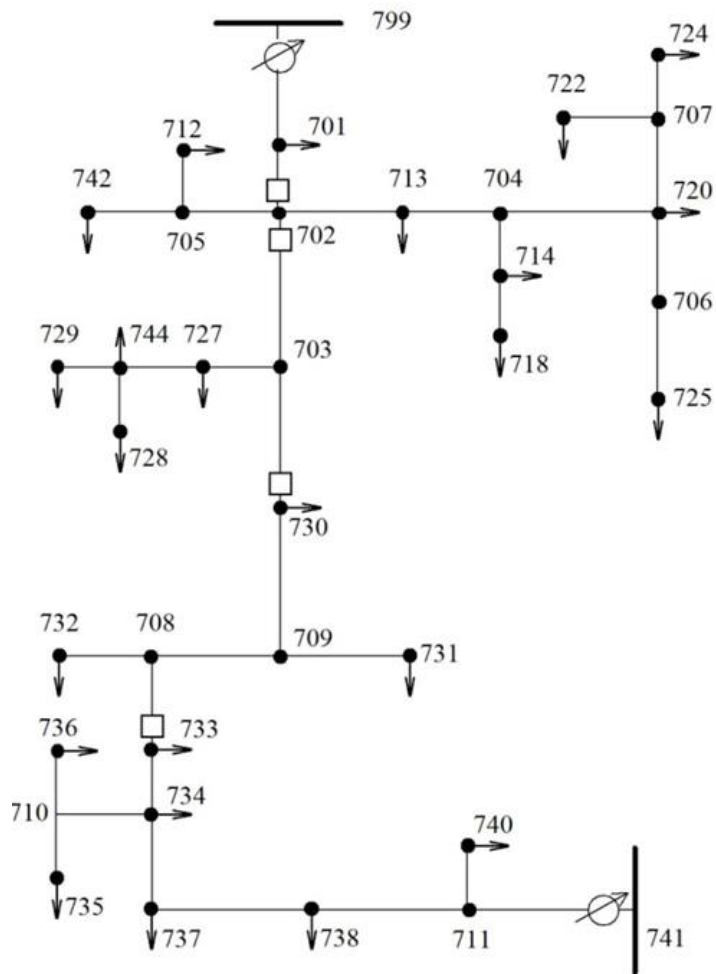


Рисунок 3.12 – Результати розміщення чотирьох реклоузерів,
 $SAIFI(3) = 2,1927$.

Пошкодження віток прийнята пропорційно довжині ліній. Значення показника до встановлення реклоузерів – $SAIFI(0) = 9,0050$. Стрілками показані споживачі в мережі.

Складаємо таблицю результатів роботи алгоритму, де показуємо залежність знайдених значень $SAIFI$ від кількості реклоузерів, що встановлюємо. Крім «генетичного» алгоритму розраховуємо «ощадливий» алгоритм для здійснення порівняння (таблиця 3.3).

Сутність «ощадливого» алгоритму полягає в тому, що для першого реклоузера оптимальне місце встановлення знайдено перебором всіх віток. Після фіксації місця розміщення першого реклоузера, нова позиція для

другого реклоузера знаходиться аналогічно, але серед віток, які залишилися. Цикл повторюється необхідну кількість разів до розміщення всіх апаратів.

Таблиця 3.3 – Залежність *SAIFI* від кількості встановлених реклоузерів в розрахунковій схемі

Показник		Кількість реклоузерів						
		0	1	2	3	4	5	6
<i>SAIFI</i>	«генетичний» алгоритм	9.0050	4.4154	3.1721	2.5219	2.1927	1.7602	1.5069
	«ощадний» алгоритм	9.0050	4.4154	3.2521	2.5744	2.2410	1.9619	1.7094

Розрахований «генетичним» алгоритмом для випадку з двома реклоузерами показник $SAIFI(2) = 3.1721$ є найкращим, що підтверджується перебором всіх варіантів розміщення. Проте, при використанні описаного алгоритму, результат був отриманий після 15 ітерацій, які характеризувалися сумарним числом обчислень показника *SAIFI* рівним 129. Це в декілька раз швидше, чим при повному переборі, при якому число розрахунків 7568. При збільшенні числа реклоузерів в схемі, різниця в швидкодії застосованих методів розміщення буде сильно зростати, а розміщення з використанням «ощадного» алгоритму, не дивлячись на невеликі затрати на обчислення – є менш оптимальним.

3.4 Висновки до розділу

Проведений огляд інтегральних показників надійності електропостачання споживачів розподільчих мереж у відповідності зі стандартами *IEEE*.

Проведений порівняльний аналіз звітних показників надійності *SAIDI*, *SAIFI*, *ENS*.

Для оцінки надійності був обраний індекс *SAIFI*, який характеризує середню частоту відключення споживачів.

Для знаходження місць установки реклоузерів, що відповідають оптимальному значенням індексу *SAIFI*, був використаний генетичний алгоритм. Запропонований алгоритм дозволяє врахувати наявність ділянок розподільної мережі, як з радіальною так і з кільцевою топологією при електропостачанні схеми від кількох джерел живлення.

Продемонстровано переваги використання «генетичного» алгоритму перед «ощадним» алгоритмом при рішенні завдання оптимального розміщення *АПС*.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

4.1 Заходи з охорони праці при обслуговуванні електричних установок на підстанції

1. Заходи, спрямовані на підвищення експлуатаційної надійності електрообладнання. Все обладнання розподільних пристроїв експлуатується згідно заводських інструкцій, правил *ПТЕ*, *ПУЕ* та *ПТБ* і правил пожежної безпеки.

Всі дані при планових, поточних і капремонтах, як правило, вносяться в експлуатаційну документацію.

Електричне розподільне обладнання головних понижувальних підстанцій (*ГПП*) 110/10 кВ виконуються у виді комплектного розподільного зовнішньої встановлення (*КРПЗ*).

З шаф *КРПЗ* збирають розподільні пристрої (*РП*) 10 кВ.

Основні завдання при експлуатації *РП*: забезпечення відповідності режимів роботи *РП* та окремих ланцюгів технічним характеристикам обладнання; нагляд і догляд за обладнанням; усунення в найкоротший термін несправностей, які призводять до аварії; своєчасне проведення профілактичних випробувань і ремонтів електроустаткування [24].

2. Організаційні та технічні заходи, що забезпечують безпеку робіт [24]. Якщо роботи проводяться без зняття напруги поблизу струмопровідних частин, що знаходяться під напругою, виконуються заходи, що перешкоджають наближенню до них працюючих осіб. До числа таких заходів належать: безпечне розташування працюючих осіб по відношенню до струмопровідних частин; організація безперервного нагляду за працюючим персоналом; застосування основних і додаткових ізолюючих захисних засобів.

Роботи поблизу та на струмопровідних частинах, що знаходяться під напругою, повинні проводитися за нарядом. Особа, яка здійснює роботу,

повинна розташовуватися так, щоб струмопровідні частини були перед ним і тільки з одної бічної сторони. Роботи на струмопровідних частинах, що знаходяться під напругою проводяться із застосуванням основних і додаткових засобів захисту.

При роботі з частковим або повним зняттям напруги повинні бути виконані наступні технічні заходи:

- встановлення необхідних відключень та вжиття заходів, що перешкоджають подачі напруги внаслідок помилкового чи самовільного включення комутаційного обладнання;

- вивішування плакатів: «Не вмикати – працюють люди» і при необхідності встановлення огорожень;

- приєднання до «землі», переносних заземлень. Перевірка відсутності напруги на струмоведучих частинах, на які повинно бути нанесене заземлення;

- накладання заземлень (безпосередньо після перевірки відсутності напруги), тобто включення заземлювальних ножів або там, де вони відсутні, накладання переносних заземлень;

- огороження робочого місця та вивішування плакатів: «Стій – висока напруга», «Працювати тут».

3. Експлуатація електрообладнання розподільних пристроїв [24].

Одна з основних задач експлуатації *РП* – підтримування необхідної пропускної здатності, динамічної та термічної стійкості та рівня напруги в цілому. Періодичність огляду встановлюють у залежності від типу пристрою, його призначення та форми обслуговування.

Терміни оглядів в розподільних пристроях, що обслуговуються змінним персоналом – щодоби. За несприятливих погодних умов, а також після коротких замикань або при появі сигналу замикання на землю в мережі проводять додаткові огляди *1* раз на тиждень.

Про всі несправності при оглядах розподільних пристроїв виконують запис в експлуатаційному журналі. Справність резервних елементів

розподільних пристроїв (трансформаторів, вимикачів, шин, тощо) потрібно регулярно перевіряти, включаючи їх під напругу в терміни, встановлені окремими інструкціями. Резервне обладнання повинно бути в будь-який момент готове до включення без попередньої підготовки. Періодичність обслуговування розподільних пристроїв від пилу та бруду залежить від місцевих умов і встановлюється головним інженером підприємства [25].

Обслуговування вимикачів [25]. Зовнішні огляди масляних вимикачів без відключення проводяться з урахуванням місцевих умов, але не рідше 1 разу на шість місяців, разом з оглядами *РП*. При оглядах перевіряють: стан ізоляторів, кріплень і контактів ошинівки; рівень масла та стан масло вказівників; відсутність протікання масла з розеткових контактів мало об'ємних або через прокладки бакових вимикачів. Рівень масла не повинен виходити за межі при температурах навколишнього середовища від -40 до $+40$ °C. Підвищений рівень масла на полюсах і, відповідно зменшений об'єм повітряної подушки над маслом призводять до надмірного тиску в баку при гасінні дуги, що може бути причиною руйнування вимикача.

При зовнішньому огляді повітряних вимикачів звертають увагу на його загальний стан, на цілісність ізоляторів дугогасильних камер, роз'єднувачів, опорів шунтування та ємнісних дільників напруги, опорних колонок і ізолюючих розтяжок, а також на відсутність забруднення поверхні ізоляторів. За манометром, який встановлений в розподільній шафі, перевіряють тиск повітря в резервуарах вимикача та надходження його на вентиляцію (у вимикачів, що працюють з *АПВ*, тиск повинен бути в межах $1,9 \dots 2,1$ МПа та вимикачів без *АПВ* – $1,6 \dots 2,1$ МПа). У схемі керування вимикачем передбачено блокування, що перешкоджає роботі вимикача при зниженні тиску повітря нижче нормального. При огляді також контролюють справність показань пристроїв, що сигналізують про ввімкнене або вимкнене положення вимикача. Візуально перевіряють цілісність гумових прокладок у з'єднаннях ізоляторів дугогасильних камер, роз'єднувачів і їх опорних

колонок. Контролюють ступінь нагріву контактних з'єднань шин і апаратних з'єднань. При експлуатації повітряних вимикачів 1–2 рази на місяць з резервуарів видаляється конденсат. Не рідше 2 разів на рік перевіряють працездатність вимикача шляхом контрольних випробувань на ввімкнення та вимкнення. Для попередження пошкоджень вимикачів 2 рази на рік (навесні й восени) перевіряють і підтягують болти всіх з'єднань.

Обслуговування комплектних розподільчих пристроїв [25]. Для захисту персоналу від випадкового дотику до струмопровідних частин, що знаходяться під напругою, в *КРП* передбачено блокування. У стаціонарних *КРП* блокують сітчасті двері, які відкривають тільки після відімкнення вимикача та роз'єднувачів приєднання. Огляди *КРП* без їх відключення проводять за графіком, але не рідше 1 разу на місяць. При оглядах перевіряють роботу мережі освітлення та опалення приміщень і шаф *КРП*; стан вимикачів, приводів, роз'єднувачів, механізмів блокування; забруднення та відсутність видимих пошкоджень ізоляторів; стан ланцюгів вторинної комутації; дію кнопок управління вимикачами. Систематично в залежності від місцевих умов необхідно очищати ізоляцію від пилу та забруднень, особливо в *КРП* зовнішнього встановлення. При оглядах комплектних розподільчих пристроїв *КРП* та *КРПН* необхідно звертати увагу на: стан ущільнень у місцях стиків елементів металоконструкцій; справність приєднання обладнання до контуру заземлення; наявність засобів безпеки та пожежогасіння; роботу та справність пристроїв обігріву шаф *КРПН*; стан монтажних з'єднань; відсутність сторонніх шумів і запахів; справність сигналізації, освітлення та вентиляції.

Обслуговування роз'єднувачів [25]. При регулюванні механічної частини триполюсних роз'єднувачів перевіряють одночасність включення ножів.

При регулюванні моменту торкання та стиснення рухомих ножів змінюють довжину тяги або ходу обмежувачів, злегка переміщують ізолятор на цоколі або губки на ізоляторі. При повному включенні ніж на 3...5 мм не

повинен доходити до упору контактної площадки. Найменша зусилля витягування одного ножа повинно становити 200 Н для роз'єднувачів на номінальні струми $400\dots600\text{ А}$ та для роз'єднувачів на номінальні струми $1000\dots2000\text{ А}$. Щільність прилягання контактів роз'єднувача контролюють за значенням опору постійному струму, яке повинно бути у таких межах: для роз'єднувачів *РЛНД* ($35 - 220\text{ кВ}$) на номінальний струм 600 А – 220 мкОм , для інших типів роз'єднувачів на всі напруги з номінальним струмом 600 А – 175 мкОм ; $1500 - 2000\text{ А}$ – 50 мкОм .

4. Обслуговування трансформаторних підстанцій [25]. Надійність роботи трансформаторних підстанцій (*ТП*) залежить від експлуатації у відповідності з існуючими нормативними та інструктивними матеріалами. Експлуатаційно-профілактичні роботи трансформаторної підстанції проводять з метою попередження та усунення можливих при експлуатації пошкоджень і дефектів. В обсяг цих робіт входять систематичні огляди, профілактичні вимірювання та перевірки. Планові огляди *ТП* виконують у денний час за затвердженим графіком, але не рідше 1 разу на шість місяців. Після аварійних відключень ліній живлення, при перевантаженнях обладнання, різкій зміні кліматичних умов проводять позачергові огляди.

Не рідше 1 разу на рік інженерно-технічний персонал виконує контрольні огляди *ТП*. Зазвичай їх поєднують з прийманням об'єктів до роботи в зимових умовах, з оглядами *ПЛ – 10 кВ ПЛ*, $0,4\text{ кВ}$ і т. д. Для підтримки *ТП* в технічно справному стані здійснюють планово-попереджувальні ремонти, які дозволяють забезпечити тривалу, надійну та економну їх роботу [25].

4.2 Заходи щодо підвищення стійкості підстанції від впливу електромагнітного імпульсу

Електромагнітний імпульс (*ЕМІ*) впливає насамперед на радіоелектронне й електронне обладнання. В провідниках індуються високі напруги та струми, які можуть призвести до постійних або тимчасових пошкоджень ізоляції кабелів, відключення реле, пошкодження елементів зв'язку, тощо. Найбільш уразливими елементами обладнання є мікропроцесорні пристрої *РЗА*, пристрої керування та контролю [26].

Особливо чутливими до впливу *ЕМІ* – 6 основних груп об'єктів і систем:

1) системи передачі електроенергії: повітряні *ЛЕП*, кабельні лінії, різні види з'єднувальних ліній;

2) системи перетворення та накопичення енергії: генератори постійного та змінного струму, трансформатори, перетворювачі струмів і напруг, комутатори та розподільні пристрої, електричні батареї та акумулятори, паливні, сонячні й термоелементи;

3) системи регулювання та управління: електромеханічні й електронні давачі та інші елементи автоматики, обладнання на основі мікропроцесорів;

4) системи споживання електроенергії: електродвигуни; електромагнітні, нагрівальні, холодильні, вентиляційні, освітлювальні установки; кондиціонери;

5) системи електротяги: електроприводи, напівпровідникові та інші типи перетворювачів;

6) системи радіозв'язку; пристрої передачі, збереження та накопичення інформації.

Найбільш стійкі до *ЕМІ* – вакуумні електронні прилади, які виходять із ладу при енергії 1 Дж. Величина енергії *ЕМІ* залежить від ширини періоду частот антенних систем [26].

При розробці інженерно-технічних заходів, спрямованих на підвищення стійкості електротехнічних та цифрових систем, мають бути застосовані способи боротьби з наслідками впливу *ЕМІ* або захист від

проникнення імпульсів – не допустити наведені струми до чутливих вузлів і елементів устаткування.

Сучасний рівень знань про природу і властивості *ЕМІ* дає можливість розробити захист від їх впливу, до яких входять схеми стійкі до електромагнітної інтерференції, радіоелектронні елементи, стійкі до *ЕМІ*, екранування окремих пристроїв або цілих електронних систем.

Найбільш простим способом захисту є укладання обладнання повністю або окремих вузлів у захисні струмопровідні заземлені екрани та встановлення спеціальних захисних пристроїв на всіх лініях, трубопроводах, отворах і вікнах, які з'єднують внутрішні приміщення з обладнанням і зовнішнім середовищем. Ефективним буде заземлення окремих монтажних контурів (незалежно від заземлення екранів), застосування скручених пар проводів, провідних зв'язків усередині обладнання за деревовидною схемою [26].

Для захисту провідних ліній або антен доцільно послідовно з грозовим розрядником встановлювати смугові фільтри.

Для захисту силового кабелю на вході в обладнання можна застосувати радіочастотні дросельні котушки та швидкодіючі варистори-резистори, які змінюють свій опір в залежності від напруги.

Для обладнання, що живиться постійним струмом, для захисту від *ЕМІ* встановлюють додаткові радіочастотні дросельні котушки та пристрої, що гасять коливні перехідні процеси.

Антени захищають від *ЕМІ* за допомогою швидкодіючих газорозрядних ламп. Вони витримують у режимі передачі потужність до 100 Вт.

Електропостачання повинно здійснюватися від енергосистем, до складу яких входять електростанції, що працюють на різних видах палива. Великі електростанції слід розміщувати один від одного та від великих міст на відстані не менше двох радіусів зон можливих руйнувань.

Районні знижувальні трансформаторні підстанції, диспетчерські пункти енергосистем і лінії електропередач слід розміщувати за межами зон можливих сильних руйнувань.

Постачання електроенергією великих міст і об'єктів, які не припиняють роботу у військовий час, необхідно передбачати від двох незалежних джерел. При електропостачанні об'єкту від одного джерела повинне бути не менше двох приєднань з різних напрямків.

Трансформаторні підстанції необхідно надійно захищати, їх стійкість повинна бути не нижчою за стійкість самого об'єкту.

Електроенергію до ділянок виробництва слід подавати незалежними електричними кабелями, які прокладені в землі на глибині 0,8...1,2 м.

Крім того, необхідно встановлювати автономні резервні джерела електропостачання. Для цього можна використовувати пересувні електростанції на залізничних платформах та малопотужні електростанції [26].

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі розглянуті питання підвищення надійності електропостачання в повітряних розподільних мережах 10–35 кВ, шляхом оптимізації розміщення пунктів секціонування на основі реклоузерів.

1. Описані основні властивості існуючих розподільних мереж 10–35 кВ та показана доцільність секціонування повітряних ЛЕП даних класів напруг.

2. Показано, що найефективнішим варіантом підвищення надійності ЛЕП 10–35 кВ є впровадження реклоузерів на базі автоматичного секціонування та відключення тільки пошкодженої ділянки мережі.

3. Наведено опис універсального автоматичного пункту секціонування на основі реклоузера, а також основні алгоритми його роботи та приклади установки даних апаратів в існуючих мережах.

4. Проведений аналіз типових схем встановлення реклоузерів в магістральних та радіальних ланках з врахуванням селективності роботи з часом спрацювання МСЗ та кратністю АПВ.

5. Проведений аналіз типових схем встановлення реклоузерів в магістральних та радіальних ланках з врахуванням селективності роботи з часом спрацювання МСЗ та кратністю АПВ та показано, що використання АПС на основі реклоузерів в мережах 10 кВ дозволить підвищити надійність, автоматично здійснювати пошук ушкодженої ланки лінії з одночасним приєднанням неушкоджених ділянок.

6. Дослідження обсягів діагностичних заходів при пошуку аварійної ділянки в ПЛ–10 кВ із АПС та без нього показали, що при встановленні одного реклоузера, кількість етапів процесу пошуку аварійної ділянки знижується з 4-ох до 2-х, а кількість переїздів ОВБ з 15-ти до 7-ми, що суттєво спрощує процес діагностування КЗ.

7. Проведений огляд інтегральних показників надійності електропостачання споживачів розподільчих мереж у відповідності зі стандартами *IEEE*.

8. Для знаходження місць установки реклоузерів, що відповідають оптимальному значенням індексу *SAIFI*, був використаний генетичний алгоритм. Запропонований алгоритм дозволяє врахувати наявність ділянок розподільної мережі, як з радіальною так і з кільцевою топологією при електропостачанні схеми від кількох джерел живлення.

9. Продемонстровано переваги використання «генетичного» алгоритму перед «ощадним» алгоритмом при рішенні завдання оптимального розміщення *АПС*.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Попов В. А., Ткаченко В. В., Ярмолюк О. С. Ефективне керування режимами системи забезпечення споживачів електричною енергією [Електронний ресурс]: Навч. посіб. для студ. – Київ: КПІ ім. І. Сікорського, – 2021. – 163 с. Режим доступу: https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/45661/1/Efektivne_keruvannia_NP.pdf.
2. Ткаченко В. В. Оптимальне секціонування повітряних розподільчих мереж 6...10 кВ в умовах нормування показників надійності. автореф. дис. на здобуття наук. ступеня канд. техн. наук: спец. 05.14.02 “Електричні станції, мережі та системи” / В. В. Ткаченко – Київ, 2014. – 24с.
3. Журахівський А.В. Надійність електроенергетичних систем і електричних мереж: підручник / А. В. Журахівський, С. В. Казанський, Ю. П. Матеєнко, О. Р. Пастух. – Київ.: КПІ ім. Ігоря Сікорського, Видавництво «Політехніка», 2017. – 456 с.
4. Доморошин С. В. Удосконалення методів прогнозування ризиків порушення роботи розподільчих пристроїв високої напруги: дис. канд. техн. наук : 141 / Доморошин Сергій Вікторович – Запоріжжя, 2021. – 247 с.
5. Бурбело М. Й. Електропостачання промислових підприємств (Курсове проектування) [Текст] : навч. посібник для студ. енергет. спец. / М. Й. Бурбело; Вінницький держ. технічний ун-т. – Вінниця: 1998. – 103 с.
6. Романюк Ю.Ф., Коломойцев К.В. Підвищення економічної ефективності роботи трансформаторів знижувальних підстанцій підприємств нафтогазової галузі / Ю.Ф. Романюк, К.В. Коломойцев // Нафтогазова енергетика. Енергетика, контроль та діагностика об’єктів нафтогазового комплексу. – 2014. – № 2(22). С. – 71 –75.
7. Релейний захист і автоматика: Навч. посібник / С. В. Панченко, В. С. Блиндюк, В. М. Баженов та ін.; за ред. В. М. Баженова. – Харків: УкрДУЗТ, 2020. – Ч. 1. – 250 с.
8. Гай О.В., Тугай Ю.І. Оптимальне секціонування схем розподільчих

електричних мереж // Праці Інституту електродинаміки НАН України: Зб. наук. пр. – 2011. – Вип. 28. – С. 10–14.

9. Жаркін О.Ф., Попов В.О., Ткаченко В.В. Вирішення задачі оптимального секціонування повітряних розподільчих мереж в умовах нормування показників надійності // Технічна електродинаміка. – 2013. – № 5. – С. 61–69.

10. Кириленко О. В., Павловський В. В., Лук'яненко Л. М. Технічні аспекти впровадження джерел розподіленої генерації в електричних мережах. Технічна електродинаміка. 2011. № 1. С. 46–53.

11. РВА/TEL Вакуумний реклоузер. Технічна інформація Таврида Електрик Дніпро. Режим доступу: <https://etec1020.com/uk/products/reklouzer-vakuumnij-seriyi-rvatel/>.

12. Василега, П.О. Досвід та перспективи використання реклоузерів [Текст] / П.О. Василега, Д.В. Муриков, В.Ф. Шведченко // Фізика, електроніка, електротехніка: матеріали та програма науково-технічної конференції, м. Суми, 22-27 квітня 2013 р. / Відп. за вип. С.І. Проценко. - Суми: СумДУ, 2013. - С. 151.

13. Гай О. В. Оптимізація кількості і місць розміщення секціонуючих пристроїв в розподільних мережах сільських регіонів: автореф. дис... канд. наук: спец. 05.09.03 “Електротехнічні комплекси і системи” / О. В. Гай – Київ, 2008. – 34с.

14. Використання реклоузера та часострумова характеристика (ЧСХ) реклоузера до і після першого циклу АПВ. Пожежо- та вибухозахист від електричного струму. Попередження пожеж від електричного струму - презентація онлайн. URL: <https://ppt-online.org/167614>.

15. Жаркін О.Ф., Попов В.О., Ткаченко В.В. Вирішення задачі оптимального секціонування повітряних розподільчих мереж в умовах нормування показників надійності // Технічна електродинаміка. – 2013. – № 5. – С. 61–69.

16. Мірошник О. В. Реклоузер в системі діагностування аварійних

режимів сільських розподільних повітряних ліній: автореф. дис. на здобуття наук. ступеня канд. техн. наук: спец 05.14.02 “Електричні станції, мережі і системи” / О. В. Мірошник – Київ, 2010. – 3с.

17. 1366-2012 - IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices -Redline [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://ieeexplore.ieee.org/document/6329910/>.

18. Постанова НКРЕКП (із змінами і доповненнями) "Про затвердження форм звітності щодо показників якості електропостачання та інструкцій щодо їх заповнення" № 374 від 12.06.2018.

19. Звіт НКРЕКП «Показники якості надання послуг у сферах електропостачання і централізованого водопостачання та водовідведення у 1-му півріччі 2022 року» [Електронний ресурс]. Режим доступу: https://www.nerc.gov.ua/storage/app/sites/1/Docs/Sfery_ElektroEnergiia/Monitoring_elektrto/Zvit_pokaznyky_yakosti-poslug_1kv_2022.pdf.

20. Afroz Alam, Mohd Tariq, Mohammad Zaid, Preeti Verma, Marwan Alsultan, Shafiq Ahmad, Adil Sarwar, Alamgir Hossain, Optimal Placement of Reclosers in a Radial Distribution System for Reliability Improvement, Electronics 2021, 10, 3182.

21. Sultan, H.; Ansari, S.J.; Alam, A.; Khan, S.; Sarwar, M.; Zaid, M. Reliability improvement of a radial distribution system with recloser placement. In Proceedings of the 2019 International Conference on Computing, Power and Communication Technologies (GUCON), New Delhi, India, 28–29 September 2019; pp. 736–741.

22. Alam, A.; Pant, V.; Das, B. Optimal placement of protective devices and switches in a radial distribution system with distributed generation. IET Gener. Transm. Distrib. 2020, 14, 4847–4858.

23. Бурбело М. Й., Лобода Ю. В., Слободян Р. О. Алгоритм визначення місць встановлення реклоузерів в розгалужених розподільних електричних мережах //Збірник наукових праць 16-ої міжнародної конференції КУСС-2022, Вінниця, 15-17 листопада 2022 р. – 2022.

24. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів [Текст]: [затв. . Наказ М-ва палива та енергетики України 25.07.2006 № 258] // М-во палива та енергетики України. – Х.: Індустрія : Енергетичні рішення. – 2012. – 318 с.

25. Методичні вказівки для написання розділу «Безпека життєдіяльності, основи охорони праці» в кваліфікаційних роботах здобувачів освітнього рівня „бакалавр” / Укладачі: Гурик О.Я., Окіпний І.Б. – Тернопіль: ТНТУ імені Івана Пулюя, 2021. 20 с. Режим доступу: https://elartu.tntu.edu.ua/bitstream/lib/35902/1/Method._%20vkazivky_%20dlya_%20napysannnya_%20rozd._%20Bezp._%20zhyttyed._.pdf.

26. Техноекологія та цивільна безпека. Частина «Цивільна безпека». Навчальний посібник [Електронний ресурс] / В.С. Стручок, – Тернопіль: ТНТУ ім. І.Пулюя, 2022.–150 с. Режим доступу: <http://elartu.tntu.edu.ua/handle/lib/39424>.