

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ
І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ
НИІ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

УДК 621.3

ПОГОДЖЕНО

Директор ННІ енергетики,
автоматики і енергозбереження

/Капун В.В./

(підпис)

«_____» _____ 2023 р.

ДОПУСКАЄТЬСЯ ДО ЗАХИСТУ

В.о. завідувача кафедри
Інженерії енергосистем

/Антипов Є.О./

(підпис)

«_____» _____ 2023 р.

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему «Розробка системи управління електричними мережами з
використанням програмного забезпечення «Гаврида Електрик»»

Спеціальність 141 «Електронергетика, електротехніка і електромеханіка»

(код і назва)

Освітня програма Електричні мережі і системи

(назва)

Орієнтація освітньої програми

освітньо-професійна

(освітньо-професійна або освітньо-наукова)

Гарант освітньої програми

К.Т.Н., доцент

(науковий ступінь та вчене звання)

(підпис)

Усенко С.М.

(ПІБ)

Керівник магістерської кваліфікаційної роботи

К.Т.Н., доцент

(науковий ступінь та вчене звання)

(підпис)

Гай О.В.

(ПІБ)

Виконав

(підпис)

Солдатенко А.А.

(ПІБ студента)

КМІВ — 2023

Реферат

Ключові слова: реклоузер, розподільні електричні мережі, надійність електропостачання споживачів, інтегральні показники надійності, оптимізація, генетичний алгоритм, розробка системи управління електричними мережами

Дисертація присвячена темі оптимізації розміщення точок розділення в розподільчих мережах та розробці системи управління електричними мережами. Для оцінки надійності електропостачання обрано інтегральний показник надійності SAIFI, який відображає середню частоту відключень

споживачів. Ефективне використання реклоузерів вимагає визначення оптимальних місць для встановлення цих пристроїв, що, як правило, є неповним завданням. За допомогою генетичного алгоритму знайдено місця установки реклоузерів, що відповідають оптимальному значенню індексу SAIFI.

Отриманий алгоритм вибору місць установки повторного вмикання в розподільчих мережах, що відповідає оптимальному значенню індексу SAIFI.

Запропонований алгоритм дозволяє врахувати наявність ділянок мережі, як з радіальною, так і з кільцевою топологією, а також живлення схеми від кількох джерел живлення. Розроблена методика дозволяє визначати місця установки реклоузерів в електричній мережі, що призводить до найбільшого зниження частоти відключень споживачів.

НУБІП України

НУБІП України

ЗМІСТ

НУБІП України

Зміст	4
Список використовуваних скорочень	6
1. Введення	7
1.1 Особливості побудови мережі 6-35кВ	7
1.2 Концепція сенкціонування розподільної мережі	7
1.3 Автоматичний пункт сенкціонування	10
1.4 Особливості реклоузерів	13
1.5 Основні варіанти застосування реклоузерів	17
2. Технічні даня реклоузера	20
2.1 Основні характеристики на прикладі апарата серії PBA/TEL компанії «Таврида Електрик»	20
2.2 Підключення реклоузера	23
2.3 Приклади застосування реклоузерів	25
2.4 Приклади комплексної реконструкції мереж із застосуванням реклоузерів	27
3. Показники надійності електро постачання споживачів	29
3.1 Опис показників надійності	29
3.2 Інтегральні показники надійності	31
3.3 Приклади впливу установки реклоузерів на показники надійності	39
3.4 Взаємозв'язок інтегральних показників надійності електропостачан	42

НУБІП України

4. Підвищення інтегральних показників надійності.....	43
4.1 Актуальність поставленого завдання.....	43
4.2 Світовий досвід.....	44
4.3 Методика розміщення реклоузерів.....	45
4.4 Методика розрахунків SAIFI.....	47
4.5 Методика оптимального розміщення реклоузерів.....	48
4.6 Розміщення реклоузерів на прикладі пошуку оптимального значення SAIFI.....	49
4.7 Аналіз застосування індексів надійності, що враховують потужність споживачів.....	54
5. Використання програмного продукту TELARM для розрахунку показників надійності.....	63
Висновок.....	72
Список використаної літератури.....	74

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

Список використаних скорочень

НУБІП України

АВР – автоматичне введення резерву

АПВ – автоматичне повторне включення

АПС – автоматичний пункт секціонування

НУБІП України

ВЛ – повітряна лінія

ІКЗ – індикатор короткого замикання

КЗ – коротке замикання

КЛ – кабельна лінія

НУБІП України

КРУН – комплектний розподільний пристрій зовнішньої установки

КСН – компенсація струму навантаження

КТН – комплектна трансформаторна підстанція

ЛЕП – лінія електропередачі

НУБІП України

ОЗЗ – однофазне замикання на землю

ОМП – виявлення місця ушкодження

ОПН – обмежник перенапруги

ПУЭ – правила пристрою електроустановок

ФКЗ – міжфазне коротке замикання

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

1. Введення

1.1 Особливості побудови мережі 6-35 кВ

Найчастіше мережі 6-35 кВ будують таким чином, що коротке замикання на будь-якій ділянці загрожує відключенням всієї ділянки, до якої може бути підключено багато споживачів одночасно. А характеристики прокладки і пристрою ПЛ на цих класах напруги такі, що ймовірність короткого замикання на них досить велика. Такі ЛЕП мають радіальну деревоподібну структуру. В умовах того, що раніше був дефіцит інвестицій у реконструкцію та розвиток цих мереж, спостерігається збільшення радіусу електропостачання споживачів від енергоцентру [1]. Існує багато резервних підключень, створених за допомогою ручного відключення.

Крім того, такі мережі є останньою сходинкою на шляху електроенергії до споживача, а їх довжина (особливо ПЛ 6(10) кВ) становить понад 1,5 млн км [2] майже 45% усієї довжини всіх ліній. 0, 4-110 кВ і 70% усіх правопорушень трудового законодавства відбувається саме на цих лініях. Тривалість відключень споживачів становить близько 70-100 годин на рік, що значно перевищує показники технічно розвинених країн Заходу [3]. Постало завдання підвищення надійності електропостачання у зазначених мережах.

1.2 Концепція секціонування розподільної мережі

Найефективнішим способом підвищення надійності електропостачання в повітряних розподільних мережах є розрив лінії з'єднувальними пристроями (пункти секціонування, пункти розділення) [2]. Традиційні пункти секціонування виконуються на основі з'єднувачів КРУН, які, в т.ч. класичні захисту, виконані за допомогою мікропроцесорних релейних клем або електромеханічних [1]. Їм не потрібно здійснювати кілька автоматичних перезапусків. І мінімальний рівень селективності для захистів, побудованих за електромеханічним принципом становить не менш 0,5с, мікропроцесорних – 0,3с. Тому їх важко

використовувати в основних частинах мережі або в мережах з двонаправленим живленням

В існуючих мережах для управління аварійними режимами найчастіше використовується ручний підхід. Основною особливістю такого підходу є залежність роботи блоків комутації секцій від рішень верхнього рівня (відправника)

Ручний / локальний підхід можна знайти майже всюди, де є надземна розподільна мережа. На магістралі встановлені лінійні роз'єднувачі для створення можливості розділення пошкодженої ділянки мережі. На базі гнізд

КРУН використовуються також секційні точки. Таким чином, при пошкодженні захисній пристрій вихідного фідера відключається, всі споживачі втрачають живлення на тривалий час. Для визначення місця пошкодження та його локалізації оперативна група виїжджає до фідера та послідовними переміщеннями та перемиканнями роз'єднувачів вручну вибирає місце пошкодження. Така схема реставрації (рис. 1.1) потребує значних часових витрат, використання великої кількості обладнання та персоналу.

Ручний зовнішній підхід до управління аварійними режимами все частіше використовується. У цьому випадку застосовують дистанційні роз'єднувачі або пункти секціонування з дистанційним керуванням, які дозволяють здійснювати перемикання на відстані (рис. 1.2).

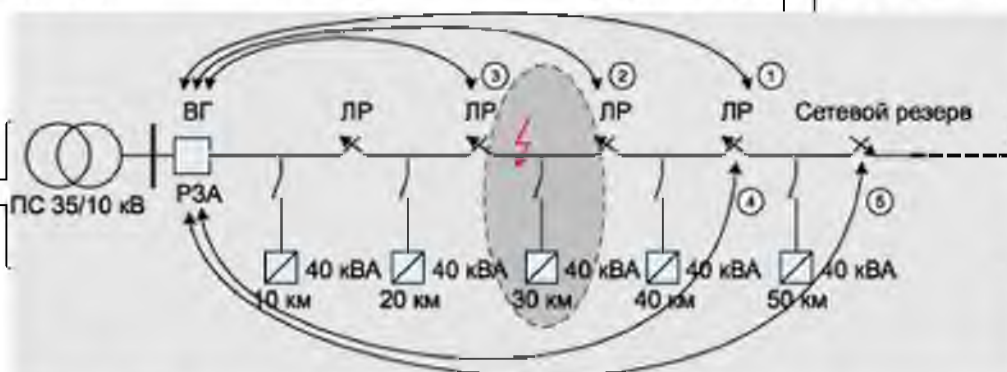


Рис. 1.1. Особливості відновлення електропостачання в класичній схемі. 1-5 – Етапи пошуку й локалізації ушкодження (переїзди оперативних бригад); 1-3 – пошук ушкодженого ділянки; 4 – включення

ділянки без ушкодження; 5 – подача живлення від мережного резерву на ділянку без ушкодження.

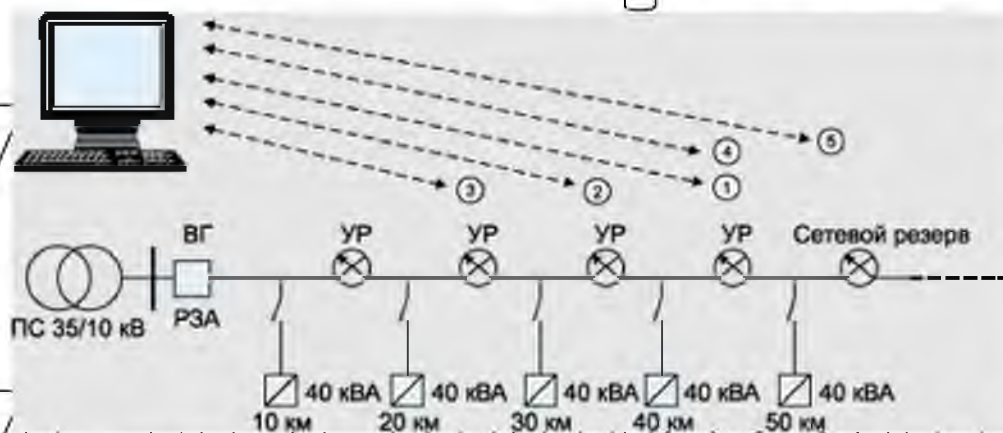


Рис. 1.2. Централізоване керування аварійними режимами роботи мережі.

КР – керований роз'єднувач; 1-5 – етапи пошуку й локалізації ушкодження

(телекерування з вилученого диспетчерського пункту): 1-3 – пошук

ушкодженої ділянки; 4 – включення ділянки без ушкодження; 5 – подача живлення від мережного резерву на ділянку без ушкодження.

Помітна вигода досягається за рахунок скорочення витрат на переміщення персоналу та його вмісту, а також скорочення часу на локалізацію пошкоджень. Основним недоліком є необхідність зв'язку з кожним керованим елементом в мережі, а в разі пошкодження каналу зв'язку втрачається весь позитивний ефект від телемеханізації комутаційних пристроїв.

Дослідження, проведені фахівцями в Україні та за кордоном, показують, що одним із найефективніших шляхів підвищення надійності електропостачання повітряних розподільчих мереж є реалізація автоматичного підходу до керування аварійними режимами [2]. Такий підхід, навіяки, називають децентралізованим.

Його суть полягає в аналізі режиму роботи мережі кожним пристроєм і автоматичному продукті його перенастроювання в разі аварії. Ці пристрої повинні бути оснащені спеціальним інтелектуальним пристроєм, здатним аналізувати параметри режимів роботи мережі та автоматично визначати

місце пошкодження, після чого за алгоритмом відновлювати електропостачання споживачів на пошкоджених ділянках мережі. встановлено, якщо це можливо. У цей час інформація про пошкодження проводу обробляється в мікропроцесорній шафі керування. Якщо він не самовирішується, відключається лише певна ділянка мережі, за рахунок цього зменшується кількість споживачів, які можуть постраждати від пошкодження одночасно. Підвищення швидкодії пристроїв РЗА призводить до скорочення режимів з неякісною електроенергією і тривалості перерв в електропостачанні.

1.3 Автоматичний пункт секціонування

Пункт автоматичного відключення (АПВ) — комутаційний пристрій на основі вакуумного вимикача, що виконує функцію автоматичного відключення ділянки (ділянок) ЛЕП у разі перевантаження (наприклад, короткого замикання) на цій ділянці.

Відзначимо наступні основні вимоги до вимикачів на АПС [4]:

1. для захисту розподільних мереж необхідно встановлювати захист, що відповідає всім вимогам: селективності, чутливості, відновлення струму намагнічування тощо з громовідводами та запобіжниками;
2. вимикач повинен мати дворазове АПВ;
3. при роботі в дуже важких умовах стрілочний, приводний і допоміжні пристрої повинні забезпечувати високу надійність роботи: при сильних коливаннях температури, при підвищеній вологості, аж до утворення роси і льоду, під час дощу, при сильному вітрі, при забрудненні пилом, в погодних умовах. сніг, покриття тощо;
4. конструкція і спосіб установки повинні забезпечувати зручність і безпеку налагодження і ремонту відповідно до вимог техніки безпеки;
5. повинна забезпечуватися можливість оперативного виділення

ділянки мережі без перерви живлення інших споживачів для ремонтів, реконструкції, підключення нових споживачів і т.п.;

6. низькі витрати на ключ, установку та експлуатацію, можливість обслуговування персоналом низької кваліфікації, захист від вандалізму.

У багатьох зарубіжних компаніях, що займаються обслуговуванням та експлуатацією електричних мереж, для секціонування електричних мереж вже давно широко і успішно використовується комутаційний пристрій під назвою

секціонатор

[5].

При використанні автоматичного лінійного секціонатора немає необхідності узгоджувати захист із захистом, розташованим як на нижньому, так і на верхньому рівнях розподільних ліній, у зв'язку з тим, що даний пристрій є комутаційним, не призначеним для відключення струмів короткого замикання, які не входять до складу пристроїв РЗА [6]. Тому немає необхідності узгоджувати захист із захистом, розташованим як на нижньому, так і на верхньому рівнях розподільних ліній.

Дія секціонаторів заснована на відключенні струму короткого замикання до знеструмленого розриву на певному циклі повторного вмикання найближчого (у напрямку джерела струму) вимикача. Найважливішим елементом, який аналізує мережевий режим і формує сигнал на відключення пристрою, є логічний пристрій. Фактори, які слід враховувати, перераховані нижче:

1. необхідно встановити, що пошкодження сталося на лінії за точкою кріплення роз'єднувача;
2. необхідно з'ясувати, що ушкодження не є не стійким. Це здійснюється шляхом підрахунку кількості спрацьовувань відповідного вимикача потужності, встановленого з боку джерела живлення й обладнаного пристроєм багаторазового АПВ;
3. слід визначити, що пошкодження не ізольовано захищеними пристроями, розташованими за сепаратором. Відповідне рішення має

прийматися виключно на основі вимірювань, зроблених у точці введення перетуродки;

НУБІП України

Більш універсальним варіантом АПС на напрузі 6-35 кВ є реклоузер.

Він виконує наступні функції:

НУБІП України

1. автоматичне відключення ушкоджених ділянок лінії;
2. автоматичне повторне ввіючення;
3. автоматичне введення резерву живлення;
4. самодіагностика;
5. вимір параметрів режиму роботи мережі;
6. дистанційне керування.

НУБІП України

На малюнку 1.3 демонструються основні варіанти установки реклоузерів у мережі.

Варианти установки реклоузеров в сети



A — аппарат на отходящей линии

B — пункт секционирования в сети с односторонним питанием

C — пункт секционирования (сетевое резервирование) в сети с двухсторонним питанием

D — защитный аппарат на ответвлении от сети

(a) Сеть с односторонним питанием

(б) Сеть с двухсторонним питанием

Рис. 1.3. Варіанти установки реклоузерів у мережі.

НУБІП України

На малюнку 1.4 представлена реалізація у принципі секціонування й децентралізованого керування аварійним режимом роботи мережі.

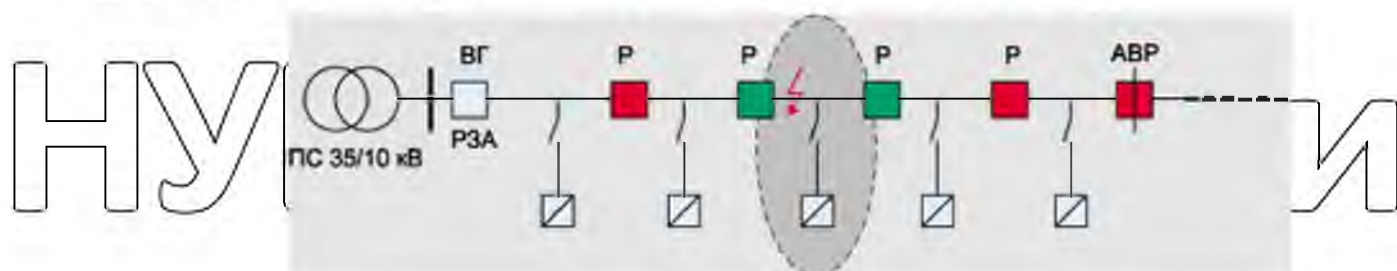


Рис.1.4. Децентралізоване керування аварійним режимом роботи мережі.

P – реклоузери; АВР – реклоузер у якості автоматичного введення резервного живлення.

У разі короткого замикання, після аналізу режиму відключення від мережі, найближчі до місця пошкодження (виділені зеленим кольором на малюнку) реклоузери вимикаються, таким чином локалізуючи місце аварії. Потім включається АПВ, який виконує функцію АВР, для відновлення живлення споживачів, які були відключені від центру живлення.

1.4 Особливості реклоузерів

Найперші реклоузери з'явилися в 40-х роках 20 століття [7]. Досвід впровадження даних за кордоном має більш ніж півстолітню історію [8]. Однією з перших почала виробництво компанія Kule (США) в 1941 році. В даний час Kule входить до групи компаній Cooper Power Systems - CPS (США), світового лідера з виробництва вакуумних вимикачів і реклоузерів. Крім CPS, реклоузери виробляють такі компанії: Soule Materiel Electrique (Франція), Toshiba Electric (Японія), Whipp & Bourne (Англія), ABB (Швеція/Швейцарія), NEI Reytoll Ltd. (Англія) та ін.

У 1991 році були розроблені комплектні розподільчі установки ДО-102 і ДО-108 - перші пункти секціонування з вакуумним розсікачем ВВ/TEL. У наступному році був спроектований ДО-112 - перший пункт масового секціонування з вакуумними розривниками. А в 1993 році був реалізований типовий (промисловий) проект «Селенергопроект» на основі гнізд серії ДО-112. Таким чином було закладено основу для масового використання балів секціонування (реклоузерів).

На початку 1980-х років в американських стандартах було дано визначення реклозера [10]. У той час тільки зароджувалася концепція децентралізованої автоматизованої системи секціонування повітряних розподільних мереж для

підвищення надійності електропостачання споживачів. Різке збільшення їх поширення відбулося після появи компактних і швидкодіючих вакуумних вимикачів, також дозволив автоматизувати роботу з секційними пунктами, які отримали назву автоматичних секційних пунктів – АПС. Варто відзначити, що, по-перше, АПС є автономним пристроєм, а по-друге, він призначений для відключення і повторного підключення ланцюга.

Досить велика кількість коротких замикань в мережах є нерегулярними і самостійно усуваються протягом кількох секунд. Вони викликані різними причинами, такими як перетин проводів, торкання рослинності, удари блискавки тощо. Було визначено, що від'єднання та автоматичне повторне під'єднання доту усуває фактор пошкодження та зменшує ймовірність тривалих відключень електроенергії. Тому впровадження цього механізму в АПС є розумним кроком.

Крім завдання підвищення надійності електропостачання, впровадження реклоузерів призводить до якісного підвищення рівня автоматизації та управління електричними мережами.

Ключовою технологією в напрямку підвищення надійності електропостачання в умовах практичного впровадження технології Smart Grid є автоматизація роботи розподільчих мереж в аварійному режимі за допомогою реклоузерів [11].

В основі пристрою лежить вакуумний переривник. Налаштовано на автоматичне відключення лінії при відхиленні параметрів режиму від норми.

Можна сказати, що реклоузер за принципом схожий на автоматичні запобіжники класу напруги 0,4 кВ, з тією різницею, що він виготовляється для класів напруги до 35 кВ.

Реклозери функціонально подібні до комплектних розподільних пристроїв зовнішньої установки (КРУН). Однак деякі особливості

реклоузерів дозволили їх виділити в окремий клас:

1. компактність реклоузерів дозволяє розмістити їх на опорах ЛЕП;
2. реклоузери – це пристрої, які можна експлуатувати, тобто вони можуть працювати роками без присутності людини, що дуже важливо для мереж,

встановлених у важкодоступних місцях.

3. реклоузери мають алгоритм роботи, який дозволяє їм усунути пошкодження від самоусунення причин і надіслати повідомлення оператору, якщо це не так.

Варто згадати й інші важливі особливості реклоузерів:

1. реклоузер оснащений окремою системою релейного захисту та автоматики. Дозволяє реалізувати алгоритми комплексної автоматизації повітродозподільних мереж;

2. використання акумуляторних батарей дозволяє реклоузеру і зовнішнім допоміжним пристроям отримувати живлення протягом дуже тривалого періоду роботи в разі втрати основного джерела живлення;

3. реклоузер має власні датчики струму та напруги. Це дозволяє використовувати їх в мережах будь-якої конфігурації і вести журнал оперативних і аварійних ситуацій в лінії;

4. інформаційна система реклоузера надає користувачам широкі можливості дистанційного керування та передачі інформації як по дротовому, так і по бездротовому каналу;

5. розміщення пристрою та шафи керування на різній висоті та використання датчиків несанкціонованого доступу дозволяють забезпечити високий рівень антивандального захисту пристрою;

6. через малі масогабаритні показники, монтаж реклоузера на лінії, у тому числі вже існуючі, не є складним завданням;

7. реклоузери можуть випускатися як в однофазному, так і в трифазному виконанні.

На малюнку 1.5 представлені варіанти установки реклоузера на опори повітряних ліній [12].



Рис. 6. Варіанти установки реклоузера на опори ПЛ

За увесь свій час експлуатації реклоузери добре себе зарекомендували за рубежом [13]. Застосування реклоузерів дозволяє знизити витрати як за рахунок скорочення витрат на експлуатацію обладнання для обслуговування,

так і за рахунок зниження витрат невикористаної електричної енергії.

1.5 Основні варіанти застосування реклоузерів

Застосування реклоузера містить наступні основні параметри для автоматичного сегментування повітродозподільних мереж [12]:

1. секціонування ліній з однобічним живленням і мережним резервом;
2. секціонування ліній із застосуванням плавких запобіжників;
3. розбирання й складання довгих фідерів;
4. побудова відкритих розподільних пристроїв;
5. підключення абонентів електричної мережі;
6. розмежування балансової приналежності між субабонентами;
7. оптимізація диспетчерського керування мережею;
8. резервування споживачів від двох і більш незалежних джерел.

Розгляньте можливість використання реклоузерів на довгих фідерах. У цьому випадку традиційне узгодження захистів за ступінчастим принципом не дозволить спостерігати об'єктивно оперативні тривалості захистів на головних вимикачах (0,5 - 1 с), оскільки при великій довжині магістралі, організація надійної децентралізованої системи керування аварійним режимом потребує

встановлення великої кількості реклоузерів (рис. 1.6).

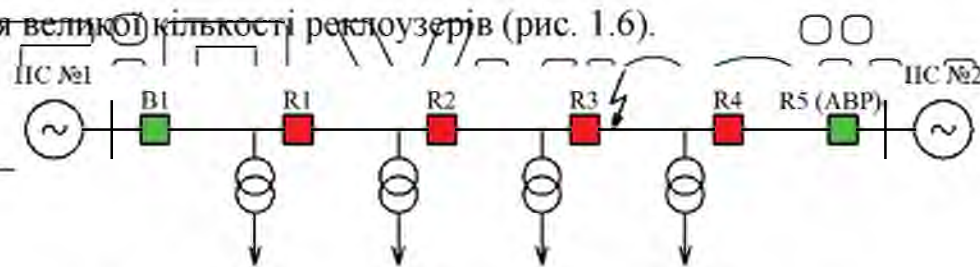


Рис. 1.6. Варіант установки реклоузерів у довгому фідері.

Далі описаний алгоритм розбирання та складання при пошкодженні даної магістралі, зображеної на цьому малюнку. Припустимо, що існує коротке замикання між реклоузерами R3 і R4.

1. відповідно до обраних уставок для струмів апаратів, відключиться головний вимикач В1;
2. якщо після автоматичного повторного ввімкнення В1 пошкодження

виявилось незбалансованим, усі головні повторні вмикачі від'єднуються одночасно;

3. потім пристрій повторного вмикання R1 автоматично вмикається знову із запрограмованим короткочасним прискореним кроком захисту.

Якщо несправність між R1 і R2, R1 від'єднається перед головним вимикачем B1;

4. при появі напруги з центру живлення R2 автоматично знову включається з тим же прискореним ступенем захисту. При цьому прискорений рівень захисту на R1 відключається;

5. наступним на черзі буде включений АПВ R3 з прискореним ступенем захисту, прискорений ступінь R2 на даний момент знятий. Включається на R3, АПВ R3 відключається;

6. в остаточному підсумку спрацьовує автоматичне введення резерву (ABP) на реклоузере R5 і його автоматичне включення.

Таким чином реалізовано алгоритм розрізу довгої автомагістралі з багатьма відгалуженнями та визначення місця пошкодження.

Також варто відзначити, що висока швидкість АПВ дозволяє легко інтегрувати його в існуючі мережі, оскільки в більшості випадків не потрібно переналаштувати (збільшувати час затримки) захист, встановлений на основній частині лінії [5].] .

Світовий досвід показує, що багато енергокомпаній, які мають у своїй структурі протяжні та досить розгалужені повітряні розподільні мережі, намагалися підвищити надійність, захистивши всі відгалуження запобіжниками.

Таке рішення не завжди давало позитивні результати, оскільки на повітряних лініях середньої напруги кількість нестабільних пошкоджень в мережі була значно більшою, ніж на стаціонарних.

Ці обставини часто були причиною необґрунтованих відключень споживачів. Раніше було практично неможливо узгодити роботу запобіжників з умовами роботи реле захисту та автоматики, які встановлюються переважно

на магістральних ділянках ліній. При використанні АПВ створюються зовсім інші умови роботи в порівнянні з апаратами захисту лінії. (Наявність елементів логічного аналізу, швидкодіючої автоматики та встановленого вимикача в реклоузерах дозволяє їм працювати разом із запобіжниками, розташованими у відгалуженнях ПЛ.

У разі короткого замикання в гілці під час першого циклу автоматичного повторного вмикання пошкодження усувається швидким відключенням повторного вмикання. Коли пошкодження розгалуження вважається стабільним у наступних циклах повторного вмикання, пристрій повторного вмикання перемикається на характеристику, яка відповідає параметрам запобіжника, що дає можливість спалити вставку запобіжника (мал. 1.7).

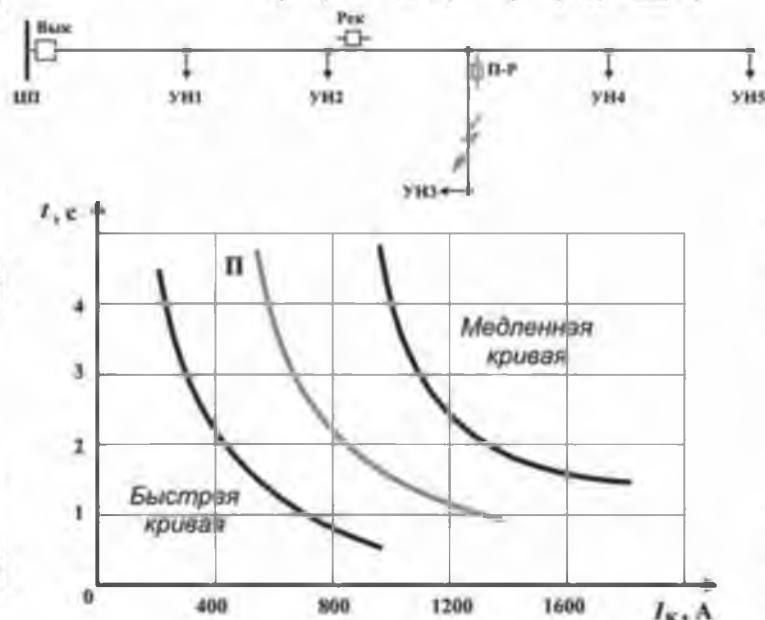


Рис. 1.7. Спільна робота реклоузера й запобіжників: П-Р —

запобіжник-роз'єднувач; Рек — реклоузер; П — часо-струмова характеристика (ВТХ) запобіжника; П — швидка крива, П — повільна крива — ВТХ реклоузера до й після першого циклу АПВ; ЦЖ — центр живлення; УН — вузол навантаження.

2. Технічні дані реклоузера

2.1 Основні характеристики на прикладі апарата серії РВА/TEL компанії «Таврида Електрик»

ROVU/TEL – пристрій зовнішньої установки, призначений для експлуатації в умовах помірного клімату при температурі навколишнього середовища від -60°C до $+55^{\circ}\text{C}$ на висоті до 1000 м над рівнем моря, при швидкості вітру не більше 40 м / с (за відсутності льоду) і 15 м/с (з допустимою ожеледицею більше 25 мм) [12].

Принципова схема вакуумного реклоузера ROVU/TEL представлена на малюнку 2.1.



Рис.2.1. Принципова схема вакуумного реклоузера ROVU/TEL.

Нижче в таблиці 2.1 представлені деякі основні технічні характеристики реклоузера:

Таблиця 2.1. Деякі основні технічні характеристики РВА/TEL

Найменування параметра	Значення параметра	
Номинальна напруга, кВ	10	
Найбільша робоча напруга, кВ	12	
Номинальний струм, А	630	
Номинальний струм відключення, кА	12,5	

Механічний ресурс циклів «В» (включення - відключення), не менш	30000
Ресурс по комутаційній стійкості, не менш: - при номінальному струмі, циклів «В» - при номінальному струмі відключення, циклів «В»	30000 100
Власний час включення комутаційного модуля, мс, не більш	60
Власний час відключення комутаційного модуля, мс, не більш	15
Повний час відключення від функцій Рзиза (без обліку часу роботи алгоритму), мс, не більш	50
Цикл АПВ	0-0,13-В0-13-В0-13-В0
Номінальна напруга оперативного живлення від зовнішніх джерел змінного струму, В	~220, ~127 або ~100
Діапазон напруги оперативного живлення, % від номінальної напруги	-20%, +20%
Максимальна споживана потужність, ВА	100
Час працездатного стану після втрати основного живлення від зовнішніх ланцюгів ¹⁾ , ч	48
Електричний опір головного ланцюга, мком, не більш	85
Максимальна погрішність датчика струму, %	1
Максимальна погрішність датчика напруги, %	5
Маса комутаційного модуля, кг	62,5
Маса шафи керування ²⁾ , кг	35
Термін служби, років	25

Примітки:

- 1) Без обліку живлення зовнішнього навантаження при температурі 200°C
- 2) Без обліку маси акумуляторної батареї, модулів дискретних входів/виходів і ВУС

Реклоузер поєднав у собі практично всі види аварійного захисту та автоматики, що використовуються в розподільних мережах [14].

Блок ROVU/TEL реалізує:

1. захист від однофазних замикань на землю;
2. автоматичне повторне включення;
3. автоматичне частотне розвантаження;

4. струмовий захист від міжфазних коротких замикань;
5. захист мінімальної напруги;
6. автоматичне введення резервного живлення;

Додатково функціональність реклоузера дозволяє здійснювати:

1. відбудування від кидків струму намагнічування силових трансформаторів;
2. відбудування від пускових струмів двигунів;
3. реалізацію режиму «робота на лінії»;
4. координацію послідовності зон у циклах АПВ.

Численні функції в поєднанні з вбудованою системою вимірювання струму і напруги забезпечують швидке автоматичне спрацювання реклоузера в разі пошкодження в мережах будь-якої конфігурації. При цьому за лічені секунди забезпечується автоматична локалізація пошкодженої ділянки лінії та відновлення електропостачання непошкоджених споживачів. Реклозер є надійним і досить зручним у використанні пристроєм, який дозволяє за мінімальний час відключити струми короткого замикання і при цьому відновити електропостачання непошкоджених ділянок [15].

Багато рішень, реалізованих при розробці пристроїв РЗА і автоматики, відрізняються від традиційних мікропроцесорів і електромеханічних терміналів РЗА. Завдяки цьому АПВ можна використовувати як для виконання простих функцій захисту, так і для складних алгоритмів автоматизації розподільних мереж 10(6) кВ.

З метою отримання оперативної інформації про стан мережі, режими її роботи, різні пошкодження лінії, а також з метою аналізу її поточного стану, прийняття рішення щодо управління режимами роботи та планування подальшого розвитку, надається можливість ведення журналів та лічильників в робочих та аварійних ситуаціях вакуумного реклоузера

РОВУТЕЛ:

1. журнал включень і відключень;

НУБІП України

2. журнал даних про аварію;
3. журнал подій;
4. журнал зміни даних;
5. журнал зміни навантаження;
6. лічильник операцій «включення – відключення»;
7. лічильник аварійних відключень;

2.2 Підключення реклоузера

Реклоузер вакуумний має безліч каналів передачі в частині зовнішніх комунікацій, керування й обміну даними (мал. 2.2).

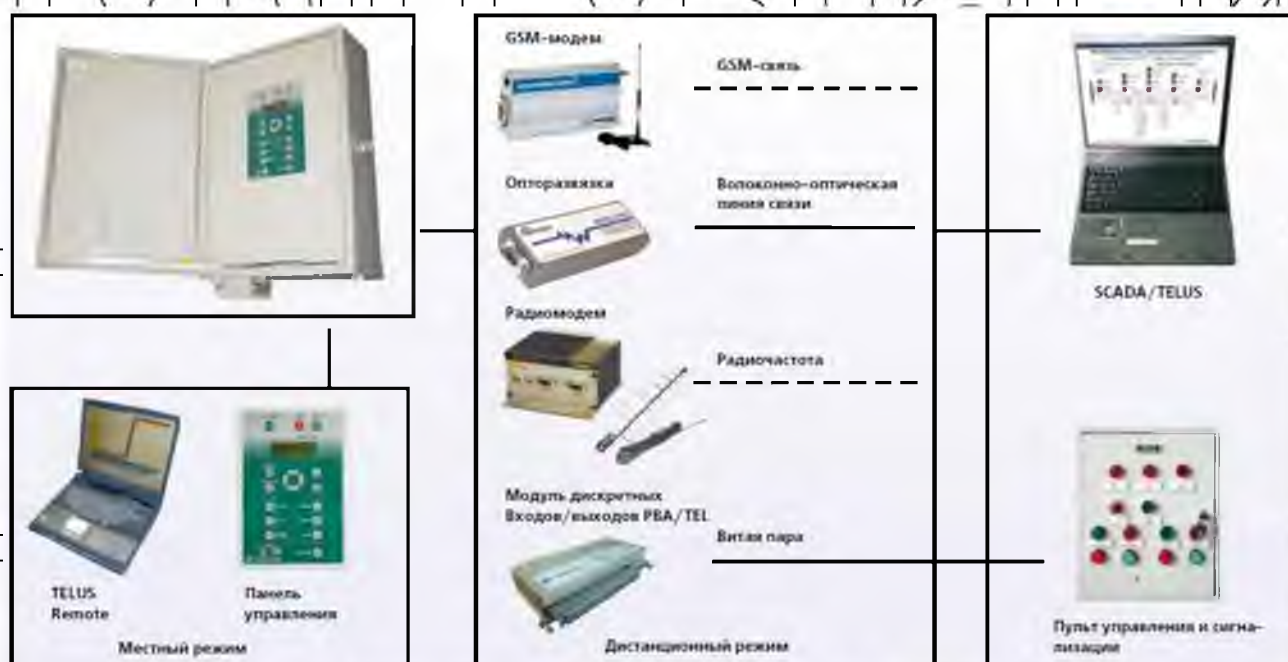


Рис.2.2. Схема зовнішніх комунікацій РОБУ /TEL.

Для керування реклоузером РОБУ/ТЕЛ за допомогою персонального комп'ютера розроблено спеціальне програмне забезпечення TELUS (Tayrida Electric User Software). Комунікаційні інтерфейси RS232 і RS485 в основному використовуються для підключення комунікаційних пристроїв в шафі

управління AVR. Якщо передавальний пристрій (радіомодем, Gsmт модем, оптрон) відповідає вимогам розміру та споживаного струму, його можна

безпосередньо підключити та встановити в шафі керування реклоузером та замовити у вашу систему безперебійного живлення.

Пристрій не потребує системи Scada для виконання своїх основних функцій, оскільки реклоузер виконує децентралізоване автоматичне розділення ліній.

Проте використання такої системи дозволяє візуалізувати електричну мережу та інформацію про неї, отримувати оперативні дані про поточні режими та стан АПВ.

На мал. 2.3 показаний приклад принципової схеми включення реклоузера в мережу.

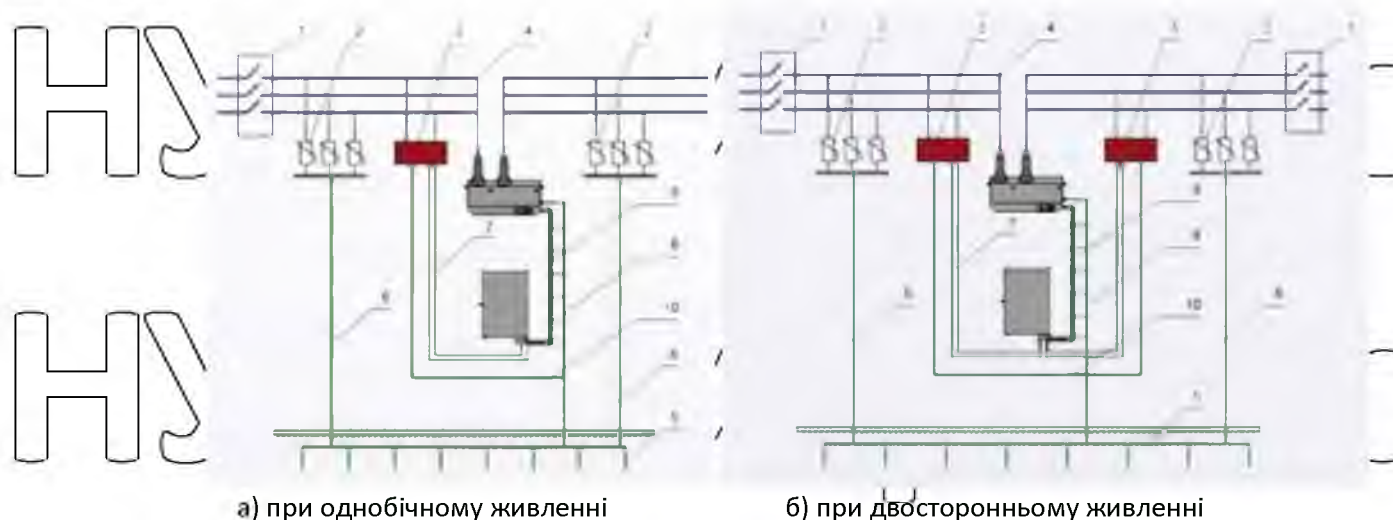


Рис. 2.3. Принципова схема включення реклоузера. 1 – лінійний роз'єднувач, 2 – обмежники перенапруг, 3 – трансформатор власних потреб, 4 – підключення комутаційного модуля, 5 – контур заземлення опори, 6 – спуск заземлення обмежника перенапруг, 7 – кабель зовнішнього живлення шафи керування, 8 – спуск заземлення шафи керування й комутаційного модуля, 9 – сполучний кабель, 10 – заземлення трансформатора власних потреб.

Для організації оперативного електропостачання реклоузера передбачається встановлення одного або двох трансформаторів власних потреб потужністю не менше 200В·А [1]. З цією метою також допускається використання існуючих електричних мереж з номінальним змінним струмом

100,127 або 220В.

Відмова від додаткового придбання фільтрів перенапруги (Surge Protectors) допускається у разі наявності в мережі аналогічного захисту від перенапруг зовнішньої установки або інших засобів захисту від грозових перенапруг.

2.3 Приклади застосування реклоузерів

У спрощених розрахунках наведена оцінка ефекту капітальних вкладень, яка показує, що порівняно з можливістю заміни всіх ліній на нові реконструювати існуючі фідери лише з використанням реклоузерів у 12 разів вигідніше [16].

Розглянемо один із прикладів використання реклоузерів для підвищення надійності електропостачання [17].

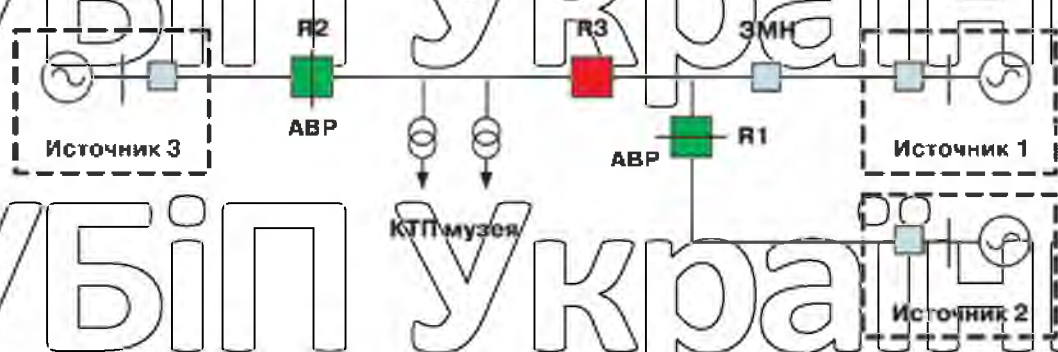


Рис.2.4. Схема розміщення реклоузерів в електричних мережах.

На цій схемі (рис. 2.4) зображено реалізацію схеми автоматичного резервування потужності Військово-історичного музею Бородинської битви. Існує одне основне джерело (джерело 1) і два резервних джерела (джерело 2 і 3). ЗМН - вимикач, який забезпечує захист від мінімальної напруги. До початку реконструкції ділянки контакти, які існували на лінії, вичерпали ресурс, не мали необхідної автоматизації та керувалися вручну, тому забезпечити резервне живлення без виїзду персоналу, виконання багатьох перемикачі та більші витрати часу.

Для вирішення цієї проблеми було встановлено три реклоузери РОВУ/ТЕЛ компанії «Таврида Електрик». Дві з них працюють як точки з автоматичним резервуванням мережі (R1 і R2), одна - як точка секціонування (R3). Тепер відключення музею стало можливо тільки при стійкому короткому замиканні між R2 і R3. При КЗ на інших ділянках

постачання електроенергією не порушується. Це призвело до підвищення надійності електропостачання музею на 82%. Загальний річний дефіцит електроенергії в мережі в цілому зменшився на 40% [17].

Розглянемо ще один проект, який був виконаний в мережах (рис. 2.5)

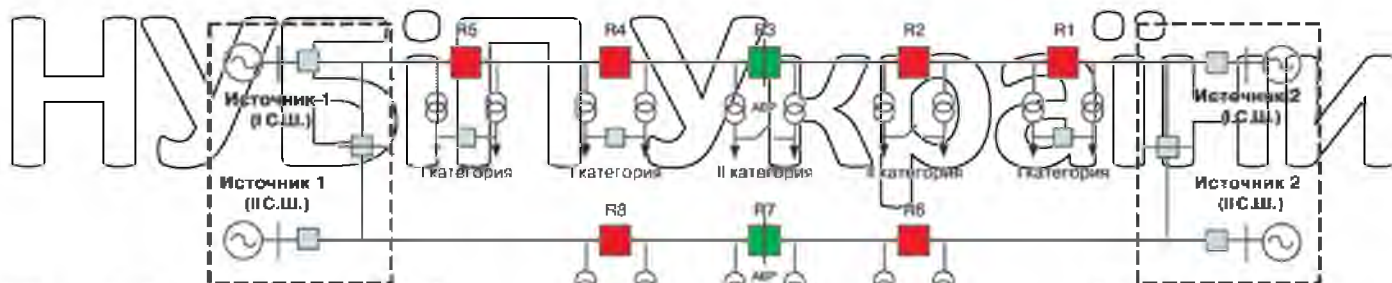


Рис. 2.5. Схема підключення споживачів I та II категорій надійності.

Електроприймачі для бройлерної ферми і свинокомплексу відносяться до I і II категорій надійності, тому для електропостачання необхідні два незалежних вузла живлення. При одночасному підключенні до однієї лінії декількох об'єктів I категорії для виконання вимог ПУЕ зазначай необхідно будівництво додаткових центрів живлення.

Альтернативним варіантом є використання реклоузерів РОВУ/ТЕЛ за схемою для I категорії надійності. Досить двох вилучених електростанцій з мережевим резервуванням. Споживач підключається до магістралі за схемою двох трансформаторів КТП 10/0,4, а відгалуження від магістралі зроблені з обох сторін АПВ (R1, R2, R4, R5, R6, R8). Як точка AVR (R3, R7) використовується пристрій повторного вмикання.

Споживач, підключений за цією схемою, збереже живлення на сторони 10

2.4 Приклади комплексної реконструкції мереж із застосуванням реклоузерів

Іншим прикладом використання реклоузерів в мережах є [18]. У 2006-2008 роках на лініях 6-10 кВ встановлено 27 автоматичних розподільників. Більш протяжні (понад 20 км) багаторозрядні підводні човни, що живлять соціально важливі об'єкти, є «основними кандидатами» на встановлення запірних

пристроїв реклоузерів. Статистика розглянутих мереж:

1. середній період часу експлуатації реклоузерів на момент аналізу склав 2,3г.;
2. на 6 лініях довжиною більш 20 км встановлено 10

реклоузерів – це 9,8% від кількості всіх ліній з такою довжиною;

3. відстань від місця розташування оперативних груп до реклоузерів – до 120 км;

Безперечною перевагою використання реклоузерів було значне зниження експлуатаційних витрат і зменшення відключень електроенергії (рис. 2.6).

Середній термін окупності вимикачів АПВ становить 7,5 років.

Анализ эксплуатационных расходов за 2008 г. на восстановление эл. снабжения в зоне ответственности «Карелэнерго».

Суммарный годовой недоотпуск эл. энергии в зоне ответственности «Карелэнерго».

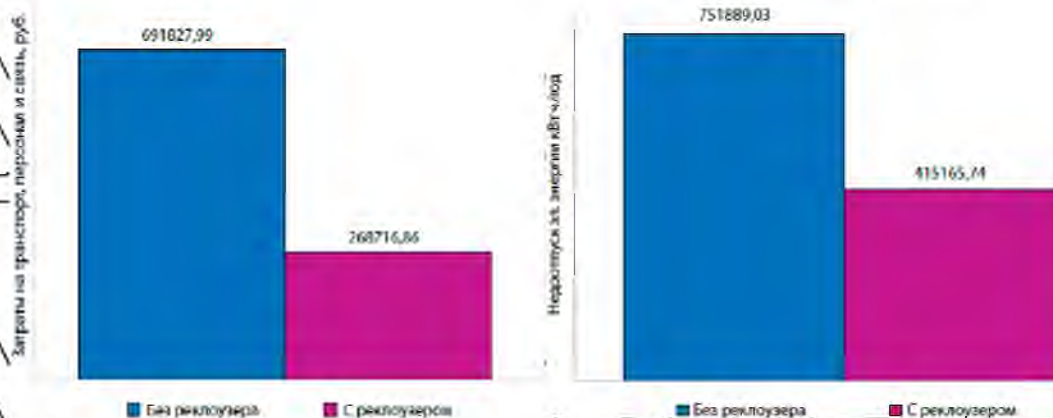


Рис. 2.6. Анализ затрат на эксплуатацию и значения недовідпустки електроенергії.

Варто відзначити проблеми, виявлені при експлуатації реклоузерів у даних

мережах:

1. інтерфейс програмного забезпечення викликає труднощі для оперативного персоналу при спробі отримати інформацію журналу подій;

2. були проблеми з передачею даних у зв'язку GSM через відсутність спеціального програмного забезпечення;

3. недоліком спеціального програмного забезпечення можна вважати відсутність функції визначення місця пошкодження;

Однією з їхніх переваг стало введення даних про напругу та струм безпосередньо в автоматизоване робоче місце передавача району, що дозволяє миттєво ідентифікувати пошкоджену ділянку в разі аварії, завдяки чому бригада на місці відправляється на точне місце технологічного порушення

[19]. У 2012 році встановили перший реклоузер номінальною напругою 35 кВ

[20]. Такі лінії забезпечують електроенергією жителів міста, а також деякі промислові підприємства, багато з яких відчувають фінансові труднощі. Їх внутрішні схеми електроживлення знаходяться в несправному стані, що створює ризик технологічних поломок. Але встановлення реклоузера 35 кВ

значно підвищило надійність електропостачання підприємств і житлових будинків.

Для повного уявлення та розуміння перспективи впровадження реклоузерів варто розглянути світовий досвід [13]. Наприклад, енергетична компанія

Detroit-Edison (США) зазначає, що впровадження реклоузерів у розподільні

мережі дозволяє економити близько 1 млн доларів щорічно лише за рахунок зниження витрат на експлуатаційне обслуговування та регулярну заміну існуючого парку

Традиційні вимикачі, оскільки повторні вимикачі не потребують обслуговування протягом усього терміну служби (25 років). Досвід компанії ESKOM (ПАР) показав, що впровадження реклоузерів з мікропроцесорним блоком РЗА і можливістю інтеграції в систему SCADA значно підвищує

надійність мережі та практично повністю виключає можливість відключення споживачів через нестабільні короткі замикання.

Високий рівень автоматизації мережі під час використання цих пристроїв рекламується як інноваційна функція. Пристрій орієнтований на застосування

для:

1. підвищення ключових показників надійності мереж;
2. впровадження дворазового АПВ;
3. локалізації ушкодженого ділянки мережі;
4. скорочення кількості, що відключаються при аварії споживачів;

5. скорочення кількості відключень при проведенні регламентних робіт;
6. зменшення часу пошуку місць ушкодження.

3. Показники надійності електропостачання споживачів

3.1 Опис показників надійності

Протягом багатьох років у науково-технічній літературі різних авторів точилася дискусія про те, які показники надійності електропостачання необхідно використовувати для оцінки і які критерії використовувати в задачах вибору оптимальних шляхів підвищення це. [24]. Під надійністю електропостачання слід розуміти безперервне постачання електричної енергії споживачам заданої якості відповідно до графіка споживання електроенергії.

Перебої в постачанні електричної енергії комерційним і промисловим споживачам завдають їм матеріальних збитків (поломка обладнання, порушення температурних режимів зберігання, відключення охоронної сигналізації тощо) [25]. На думку експертів, прямо і опосередковано збиток від планових і позапланових переривань поставок електроенергії в розвинених країнах у кілька раз перевершує збиток від стихійних катастроф.

На даний момент переважна кількість країн використовує для оцінки надійності електроенергії показники, засновані на відповідних стандартах IEEE [26]. Органи енергетичного контролю цих країн мають можливість не тільки визначати нормативні значення зазначених показників для окремих територіальних підрозділів енергокомпаній, а й контролювати їх виконання на основі отриманих в результаті об'єктивних даних. Аналіз результатів експлуатації електричних мереж.

При аналізі надійності повітряних ліній розподільної мережі від 6 до 10 кВ

пропонується розглядати три групи показників:

1. вихідні (первинні);
2. базові;
3. інтегральні.

Перші характеризують надійність роботи окремих елементів електричної мережі та ефективність роботи обслуговуючого персоналу. Ці показники мають значення, які вважаються відомими на момент початку вирішення завдання з оцінки надійності електричної схеми. У мережевих компаніях більшості країн світу відповідні досить об'єктивні дані формуються в процесі функціонування програмного введення в систему управління OMS блоковими перериваннями.

До них ставляться:

1. питомий параметр потоку відмов (откл./км*рік);
2. проміжок часу відновлення електропостачання (година/откл.)

Основні показники характеризують надійність електропостачання вузлів навантаження, що живляться від цих вузлів споживачів. Їх числові значення розраховуються в процесі вирішення задачі аналізу надійності і залежать від ряду факторів:

1. значень вихідних показників надійності;
2. конфігурації й параметрів розглянутої лінії;
3. місць розміщення, виду й кількості встановлених у лінії секціонуючих пристроїв (СУ).

Має сенс розглядати наступні варіанти даних показників:

1. середня частота відключень об'єкта (откл./рік);
2. середня тривалість відключень об'єкта (година/рік);
3. середня тривалість одного відключення об'єкта (година).

3.2 Інтегральні показники надійності

Інтегральні показники надійності характеризують надійність надання послуг з постачання електричної енергії споживачам великих мережевих об'єктів, що живляться як від окремої лінії, так і від електричної мережі в цілому. Числові

значення цих інтегральних показників розраховуються на основі значень

основних показників надійності та характеристик вузлів навантаження - значення середнього навантаження та/або кількості точок продажу електроенергії.

Докладно переглянути інтегральні індикативні показники виробничих показників ефективності зроблених уставлених електромережевими

компаніями [27] згідно з методичними вказівками щодо розрахунків рівня надійності та якості товарів, що поставляються, і наданих уставленіє від Міністерства енергетики України. Дані виробництва вироблення виходять з

недостатньо випущеної електричної енергії участю в інші розрахункові

подини. Так він друкує, виходячи із середньої другої спеченості попереднього електроустановки та середньої частоти переднього електропечення встановлення.

Припинення передачі електричної енергії щодо споживача означає

виникнення технологічного порушення об'єктів енергомережної організації,

що супроводжується повним або частковим обмеженням споживачем режиму споживання електричної енергії.

Тривалість переривання передачі електричної енергії споживачу

визначається проміжком часу від моменту припинення передачі електричної

енергії до моменту усунення технологічного порушення в об'єктах цієї

організації електричної мережі. . але не перевищувати строк до відновлення електропостачання споживача.

ENS і EENS

Обсяг невідпущеної електричної енергії в кожному розрахунковому періоді регулювання в межах довгострокового періоду (P_{ens} - Energy not Supplied) визначається по формулі:

ЕНУБІП України

$$ENS = \sum_{i=1}^I P_i * T_i$$

де- P_i загальний обсяг фактичного навантаження (потужності) на приєднання

споживачів послуг, у яких внаслідок технологічного порушення виникла i -та перерва в передачі електричної енергії на момент цього порушення, МВт;

T_i – тривалість i -го припинення передачі електричної енергії в результаті технологічного порушення, час;

I – кількість перерв у передачі електричної енергії споживачам послуг за розрахунковий період регулювання, од. Зазвичай обліковим періодом вважається один рік.

Індекс надійності EENS (Expected Energy Not Supplied) – очікувана недовідпустка електроенергії.

ЕНУБІП України

Показник, що характеризує середню тривалість перерв у передачі електричної енергії споживачам послуг у кожному довгостроковому розрахунковому періоді (P_{saidi} – System Average Interruption Duration Index),

визначається по формулі:

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^I T_i * N_i}{N_t}$$

T_i – тривалість i -го припинення передачі електричної енергії в рамках технологічного порушення, час;

N_i – кількість споживачів, у яких сталася i -та перерва в передачі енергії, у тому числі споживачів електричної енергії, що обслуговуються мережевими організаціями (постачальниками-гарантами), енергоприймальні пристрої яких безпосередньо підключені до об'єктів електромережевого господарства у складі технологічне порушення.;

N – граничним терміном прийняття розпорядження є кількість споживачів послуг, у тому числі споживачів електричної енергії, що надаються

мережевими організаціями (постачальниками-гарантами), енергоприймальні пристрої яких безпосередньо підключені до об'єктів електромережевого господарства, шт.;

I – кількість припинень передачі електроенергії споживачам у розрахунковому періоді, шт.

Іншими словами, показник характеризує еквівалентну тривалість відключення електроенергії на одного споживача, тобто середній час перебування споживача в системі.

SAIFI

Середня частота припинення передачі електроенергії споживачам у кожному розрахунковому періоді в межах довгострокового періоду (Π_{saifi} – System Average Interruption Frequency Index) визначається по формулі:

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^I N_i}{N_t},$$

Змінні, включені в цю формулу, подібні до змінних, які використовуються для визначення показника *saidi*. SAIFI забезпечує еквівалентну частоту відключень електроенергії на споживача – середнє число перерв на одного споживача, який був відключений, через певний проміжок часу. Тепер розглянемо показники, які не включені до вищенаведеного методичного посібника Міненерго, але є міжнародними стандартами IEEE. [26].

CAIDI

Індекс середньої тривалості відключення споживачів (CAIDI – Customer Average Interruption Duration Index) визначається по формулі

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI} = \frac{\sum_{i=1}^I T_i * N_i}{\sum_{i=1}^I N_i},$$

Цей показник надійності електропостачання дає змогу аналізувати такі параметри, як тривалість відключень і швидкість реагування на них персоналу компанії. [28].

MAIFI

Миттєвий індекс середньої частоти відключень (MAIFI – Momentary Average Interruption Frequency Index) розраховується по наступній формулі:

$$MAIFI = \frac{\sum_{i=1}^I dN_i}{N_t},$$

де dN_i – кількість споживачів, яким тимчасово припинено передачу електричної енергії внаслідок технологічного порушення, од.

Це відношення суми загальної кількості короточасних відключень споживачів (як правило, вважаються відключеннями менше 1 хвилини) до загальної кількості споживачів, які обслуговуються протягом року.

Розглянемо інші показники надійності, які були використані для вибору кількості та місця установки реклоузерів компанією «Таврида Електрик».

[29].

RNRE

Показник, що характеризує відносну ефективність реконструкції мережі (RNRE - Relative Network Reconstruction Efficiency):

$$RNRE = 1 - \frac{SAIFI}{SAIFI(0)},$$

де $SAIFI(0)$, $SAIFI$ – середня кількість сталих пошкоджень в рік на одного споживача до і після реконструкції відповідно.

Індекс $RNRE$ показує у частках від первісного значення $SAIFI$ скільки покращився показник $SAIFI$ після реконструкції в порівнянні з положенням до реконструкції.

ARIE

Індекс, що характеризує величину вкладених інвестицій у реконструкцію для збільшення $RNRE$ одну відносну одиницю (ARIE - Average Reconstruction Investment Efficiency):

$$ARIE = \frac{INV}{RNRE},$$

де INV – обрана одиниця під рахунку інвестицій.

НУБІП України

ARAE

Показник, що характеризує середню ефективність застосування

реклоузерів (ARAE – Average Recloser Application Efficiency):

НУБІП України

де F – кількість фідерів, входящих в реконструйовану сеть;

R – кількість реклоузерів, установлених у процесі реалізації.

Цей показник показує середню ефективність застосування повторного

вмикання, тобто наскільки можна покращити значення показника.

НУБІП України

$SAIFI$ кожної фідерної мережі реконструюється порівняно з положенням до реконструкції на основі повторного включення показує середню ефективність

застосування реклоузерів, а саме на скільки вдалося поліпшити величину

показника.

НУБІП України

$SAIFI$ кожного фідера реконструюється мережі в порівнянні з положенням до реконструкції розраховуючи на один реклоузер.

Розглянемо інші показники, представлені в стандарті IEEE [26].

НУБІП України

ASAI

Індекс середньої тривалості живлення споживачів (ASAI – Average Service Availability Index):

$$ASAI = \frac{\sum N_t * T - \sum T_i N_i}{\sum N_t * T},$$

НУБІП України

де T – період часу, звичайно рік (8760 годин або 525600

хвилин). Даний індекс може бути виражений через індекс SAIDI:

$$ASAI = 1 - \frac{SAIDI}{8760},$$

НУБІП України

ASIDI

Середній індекс тривалості переривань у роботі енергосистеми

(ASIDI – Average System Interruption Duration Index):

де L_i – потужність споживачів, у тому числі споживачів електричної енергії, що обслуговуються мережевими організаціями (гарантованими

постачальниками), енергоприймальні вузли яких безпосередньо підключені

до об'єктів електричного мережевого господарства, для яких ця перерва передачі виникла електроенергія, частина технологічної перерви, кВ·А,

L_t – загальна потужність споживачів послуг, у тому числі споживачів електричної енергії, що надаються мережевими організаціями,

енергоприймальні пристрої яких безпосередньо підключені до об'єктів електромережевого господарства, у кВ·А.

ASIFI

Індекс середньої частоти перерв електропостачання системи (ASIFI – Average System Interruption Frequency Index):

$$ASIFI = \frac{\sum L_i}{L_t}$$

ASUI

Індекс середньої тривалості відсутності живлення споживачів (ASAI – Average Service Availability Index):

$$ASUI = \frac{\sum T_i N_i}{\sum N_i * T'}$$

Даний індекс може бути виражений через індекс SAIDI:

$$ASUI = \frac{SAIDI}{8760}$$

CAIFI

Індекс середньої частоти переривань енергопостачання споживачів (CAIFI – Customer Average Interruption Frequency Index):

$$CAIFI = \frac{\sum N_i}{CN}$$

де CN – кількість споживачів електричної енергії, що обслуговуються мережевими організаціями (гарантовано постачальниками), енергоприймальні вузли яких безпосередньо приєднані до об'єктів електромережевого господарства, що зазнають тривалих перебоїв у електропостачанні.

СТАІДІ
Індекс середньої загальної тривалості переривань енергопостачання споживачів (СТАІДІ – Customer Total Average Interruption Duration Index):

$$СТАІДІ = \frac{\sum T_i * N_i}{CN}$$

СЕМІ_n
Показник надійності електропостачання споживачів, що мають багаторазові перебої в електропостачанні, визначається співвідношенням між кількістю n або більше перерв у електропостачанні та загальною кількістю підключених споживачів (Семі_n – Customers experiencing multiple interruptions):

$$СЕМІ_n = \frac{CN_{(k \geq n)}}{N_t}$$

Де CN_(k≥n) число споживачів електричної енергії, які зазнають n або більш раз перебоїв в електропостачанні протягом розрахункового періоду.

СЕЛІД
Індекс тривалості перерв у клієнтів (СЕЛІД - The Customers Experiencing Long Interruption Durations Index) визначається кількістю споживачів, у яких перерви перевищують або дорівнюють заданому часу. Цей час є або тривалістю однієї перерви (перерв), або загальним часом (T), протягом якого споживач відчував переривання електропостачання.

Тривалість одного перебою:

$$СЕЛІД_s = \frac{CN_{(k \geq s)}}{N_t}$$

де CN_(k≥s) число споживачів електричної енергії, які піддаються s або більше

годин перебоїв в електропостачанні.

Тривалість усіх перебоїв:

$$CALID - t = \frac{CN_{(k \geq T)}}{N_t},$$

де $CN_{(k \geq T)}$ – число споживачів електричної енергії, які піддаються T або більше годин перебоїв в електропостачанні.

RDCO

RDCO – відносне зниження вартості володіння мережею [30], яке розраховується по формулі:

$$RDCO = \left(1 - \frac{CO}{CO(0)}\right) * 100\%,$$

де $CO(0)$ – вартість володіння (витрати) мережі до та після реструктуризації.

Вартість володіння розраховується як сума амортизаційних відрахувань, операційних витрат.

CEMSMI_n

Індекс надійності електропостачання споживачів, які зазнають багаторазових постійних і короточасних перебоїв у електропостачанні (Cemsmi_n – The Customers Experiencing Multiple Sustained Interruption and Momentary Interruption Events Index). Цей показник визначається кількістю споживачів, які мають n або більше постійних і короточасних відключень.

Його мета – допомогти виявити проблеми споживачів, які неможливо пояснити за допомогою показників середньої частоти відключень.

$$CEMSMI_n = \frac{CNT_{(k \geq n)}}{N_t},$$

де $CNT_{(k \geq n)}$ – кількість споживачів електроенергії, у яких n або більше відключень електроенергії.

3.3 Приклади впливу установки реклоузерів на показники

надійності

Розглянемо розрахунки показника надійності SAIFI і впливу на нього установки реклоузера на прикладі, аналогічному прикладу найпростішої електричної мережі [31]. Вихідна схема представлено на малюнку 3.1.

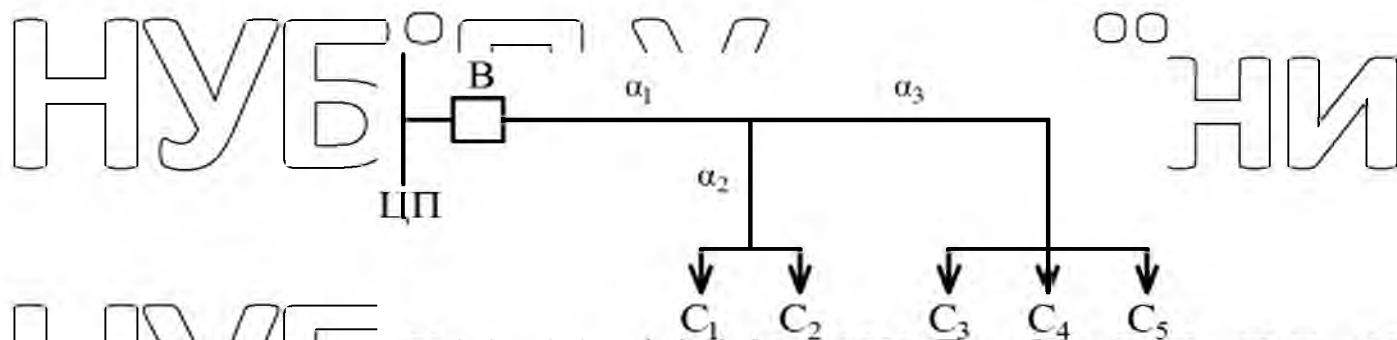


Рис. 3.1. Найпростіша електрична схема розподільної мережі.

Для простоти будемо вважати, що аварійність визначається лише подіями в лініях електропередачі. Ланцюжок складається з одного району з центральним процесором і п'ятьма споживачами ($C = 5$). Перемикач $В$ працює через те, що є коротке замикання на кожній із трьох ($У_1, У_2, У_3$) ділянок ланцюга, тому робоча частота перемикача визначається сумою частоти змінних подій на всіх ділянки кола. Для простоти вважаємо, що частота аварійних інцидентів на кожному з ділянок однакової рівна γ .

Тоді частота аварійних інцидентів у всій мережі визначиться як добуток інцидентів на ділянці на число ділянок і буде рівна:

$$\gamma = 3\gamma.$$

Частота перерв електропостачання за розглянутий період однакова у всіх споживачів і складе:

$$\lambda = \gamma = 3\gamma.$$

Суммарное число переривань енергопостачання в споживачів цієї мережі:

$$\lambda_{total} = C\lambda = 15\gamma_0$$

Формула для розрахунку індексу SAIFI була описана раніше. У нашому випадку

він розраховується шляхом ділення загальної кількості переривань у всіх споживачів на загальну кількість обслуговуваних споживачів:

$$SAIFI = \frac{\lambda_{total}}{C} = \frac{15\gamma_0}{5} = 3\gamma_0,$$

Розглянемо вплив установки реклоузера на характеристики мережі.

Нехай реклоузер Р установлений на третій ділянці мережі (мал. 3.2).

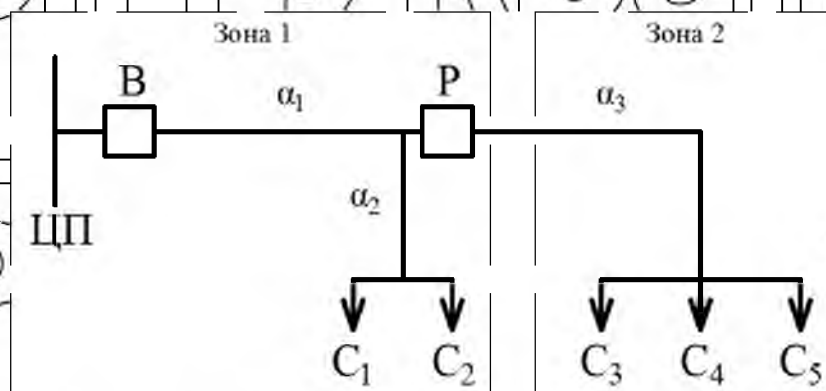


Рис. 3.2. Найпростіша електрична схема розподільної мережі з реклоузером.

Мережа ділить об'єкт повторного включення на два підграфи, тобто області потужності. Перша зона складається з ділянок під номером 1,2, де розташована кількість споживачів $C(1)=2$. Другу зону містить ділянка 3 із числом споживачів $C(2)=3$.

Повторне включення, встановлене в мережі, ізольовує аварійні ситуації на третьому місці від решти мережі. Вимикач U тепер спрацьовуватиме лише на події в першій зоні. Частота запалювання:

$$\gamma(1) = \gamma_1 + \gamma_2 = 2\gamma_0.$$

Частота переривань електропостачання споживачів зони 1:

$$\lambda(1) = \gamma(1) = 2\gamma_0.$$

Сумарне число переривань електропостачання споживачів даної зони:

$$\lambda_{totalC(1)} * \lambda(1) = 4C.$$

Повторне вмикання буде активовано при виникненні подій тільки в районі 2 зони. Загальна кількість відключень електропостачання споживачів 2 зони відповідатиме сумі аварійних подій у 1 та 2 зонах 1 і 2:

$$\lambda(2) = \gamma(1) + \gamma(2) = 3\gamma.$$

Сумарне число переривань електропостачання споживачів зони 2:

$$\lambda_{totalC(2)} * \lambda(2) = 9C.$$

Перерахуємо показник SAIFI для мережі з реклоузером:

$$SAIFI = \frac{4\gamma_0 + 9\gamma_0}{3 + 2} = 2,6\gamma_0.$$

Таким чином, використання реклозера дозволило знизити середньостатистичну частоту перебоїв у електропостачанні споживачів мережі з 3 γ до 2,6 γ .

Тепер давайте оцінимо вплив розміщення реклоузерів за індексом *RMRE*. У таблиці 3.1 наведено значення цього показника в залежності від типу мережі та кількості АПВ з урахуванням наявності в щитку подвійного АПВ.

Таблиця 3.1. Значення індексу *RMRE* для радіальних і кільцевих фідерів.

Тип мережі	Кількість реклоузерів					
	1	2	3	4	5	6
Радіальний фідер	0,2 5	0,3 3	0,3 8	0,4 0	0,4 2	0,4 3
Кільцевий фідер	0,0 0	0,3 3	0,5 0	0,6 0	0,6 7	0,7 1

Індекс *ARAE* дозволяє вибирати найкращі з погляду повернення інвестицій (витрат на реконструкцію) варіанти установки пристрою. Значення цього показника в залежності від типу мережі та кількості реклоузерів наведено в таблиці 3.2. Показники отримані під час розрахунків за умови, що щит має подвійні АРВ:

Таблиця 3.2 Значення індексу ARAE для радіальних і кільцевих фідерів.

Тип мережі	Кількість реклоузур					
	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

3.4 Взаємозв'язок інтегральних показників надійності електропостачання

Виходячи з визначень і пояснень попередніх індексів, їх можна в основному розділити на три групи: показники, виражені через кількість відключених споживачів (SAIFI, SAIDI, CAIDI, CTAIDI, ASAI, ASUI, CAIFI), показники, що враховують потужність споживачів, що відключаються (ASIFI, ASIDI, ENS, EENS), і економічні показники (RNRE, ARAE, ARIE, RDCO).

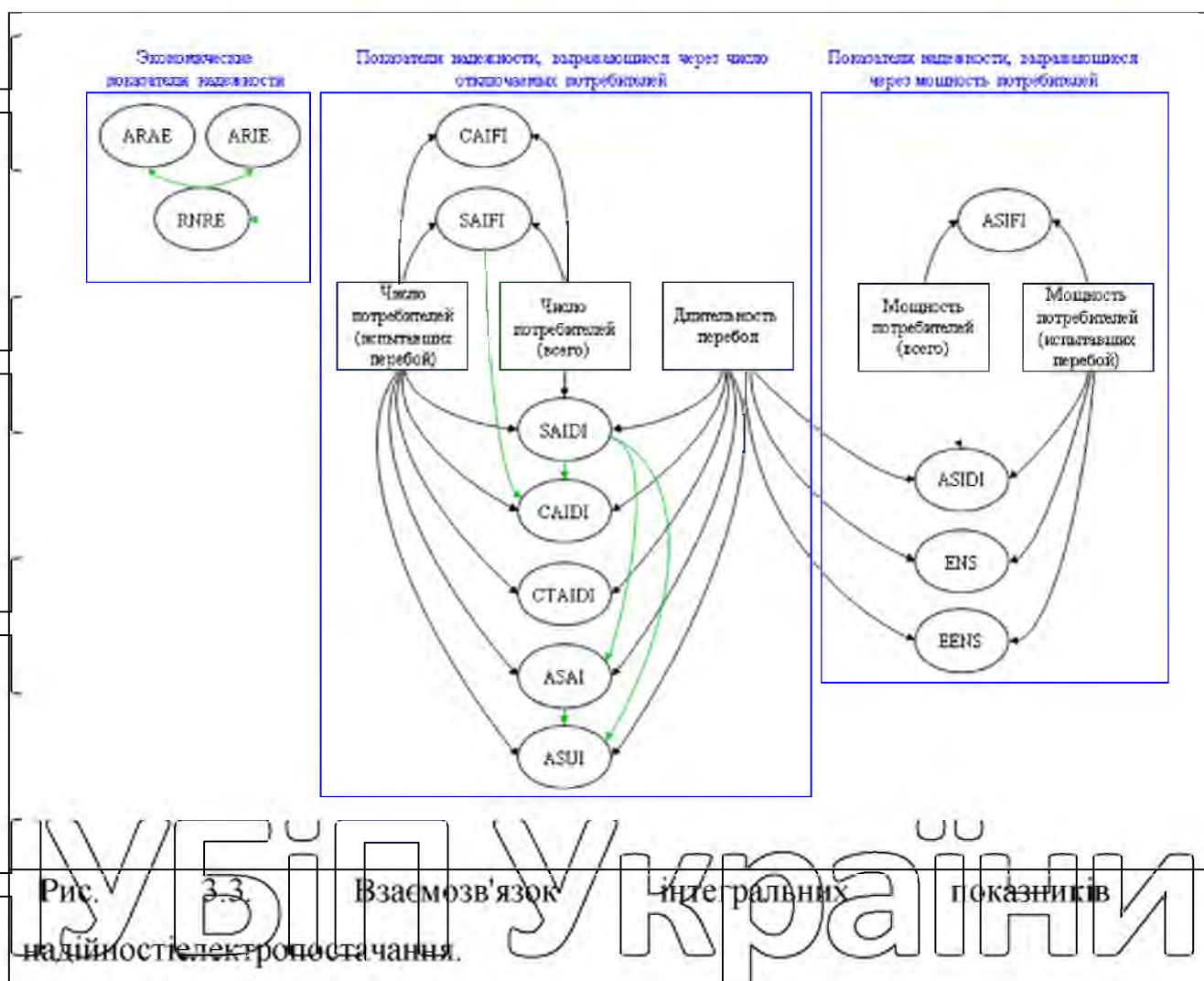


Рис. 3.3 Взаємозв'язок інтегральних показників надійності електропостачання.

Критерії з першої групи базуються на кількості споживачів електроенергії та тривалості перерв в електропостачанні. Економічні показники відображають відносне підвищення надійності електропостачання з урахуванням ресурсів, вкладених у реконструкцію мережі. Наочно цей поділ, а також зв'язок між окремими показниками представлено на рисунку 3.3.

4. Підвищення інтегральних показників надійності

4.1 Актуальність поставленого завдання

У рамках технологічної ініціативи розроблено план дій («дорожня карта») [32], згідно з яким планується розробка та внесення змін до законодавства у сфері регулювання та надійності електропостачання. Дана обставина у вже недалекому майбутньому зажадає від мережних компаній не тільки стежити за параметрами надійності, але й підвищити їх, якщо вони не будуть відповідати нормативним документам. Крім того, висуваються та розробляються пропозиції щодо заохочення підприємств, які володіють розподільними мережами, до фінансового підвищення надійності, наприклад, шляхом регулювання тарифів, запровадження штрафів чи заохочень [33]. Такий досвід можна знайти в зарубіжних розвинених країнах [34]. Тому перед організаціями постає завдання покращити задані експлуатаційні характеристики мереж.

Як зазначалося раніше, розділення розподільних мереж значно підвищує надійність постачання. Використання реклоузерів в даному випадку є унікальним завдяки їх властивості покращувати параметри передачі електричної енергії споживачам. Під час комплексної реконструкції мережі перед організаціями постає необхідність вирішення завдання оптимального розміщення цих пристроїв.

4.2 Світовий досвід

У вітчизняних статтях питання про розташування реклоузерів практично не розглядалося. В одній із публікацій [31] автори використовують евристичний алгоритм мурашиної колонії, за допомогою якого досягається значно більша швидкість збіжності до оптимального розміщення одиниць у мережі порівняно з повним пошуком альтернатив. У цій публікації, однак, розглядаються схеми з радіальною структурою і з одним джерелом живлення.

Методи вибору місця розташування реклоузерів розглядалися в багатьох роботах ([35], [36], [37], [38], [39], [40]). При використанні реклоузерів в мережі з більшою кількістю вузлів і пристроїв обчислення даних може займати багато часу, наприклад, у статті [31] зазначено, що обчислення в мережі, граф якої має 42 вершини, займає більше, ніж годину для 9 пристроїв, через 10 - майже 4 години, через 12 - більше 29 годин. В порівнянні, використання алгоритму мурашиної колонії дозволило знайти оптимальне розташування для 12 реклоузерів менш чому за 47 мс із точністю до 0,13%. Тому ефективним розв'язком описуваного завдання є перебір місць установки апаратів швидкі евристичні алгоритми, які обговорювалися в статтях багатьох авторів ([41], [42], [43], [44]). При цьому варто розглядати схеми з наявністю кількох джерел живлення, що є необхідною умовою постановки задачі в загальному випадку.

4.3 Методика розміщення реклоузерів

Для найбільш ефективного використання реклоузерів для підвищення надійності електропостачання споживачів необхідно визначити оптимальні місця установки цих пристроїв, що, як правило, є завданням Np-Complete.

Оптимізацію виконано на прикладі зі списку тестових схем розподільних мереж (Distribution Test Feeders) IEEE [45]. Алгоритм вибору місць установки АПВ розглянуто в даній роботі на прикладі 37-вузлової тестової схеми (рисунок 4.1). Вирішується завдання оптимального розміщення певної кількості агрегатів. Додаткове джерело було додано до вузла 741 у цій тестовій схемі для оцінки мережі з подвійним живленням. Алгоритм реалізовано в

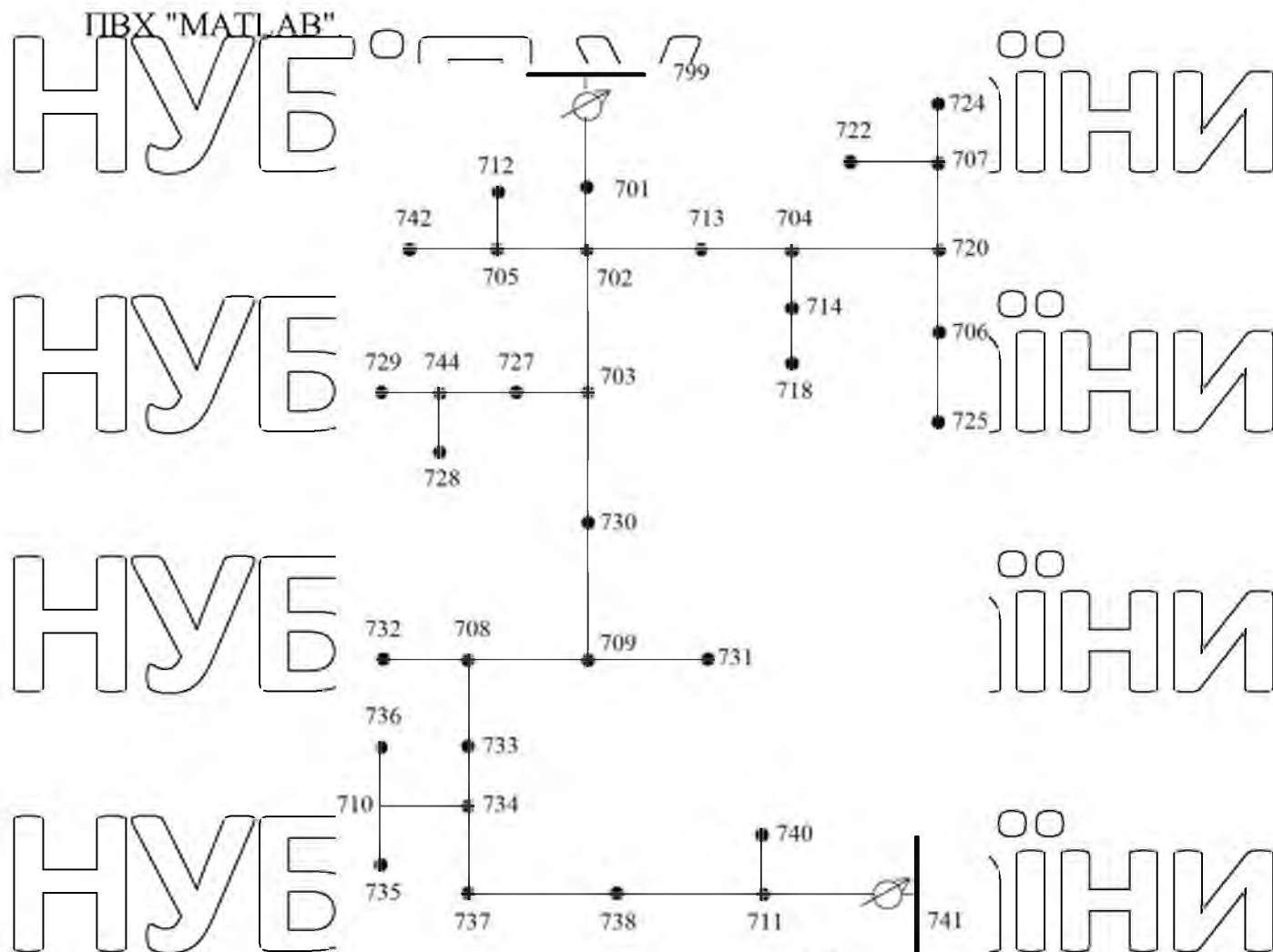


Рис. 4.1. Іспитова схема розподільної мережі IEEE для 37 вузлів

(Distribution Test Feeder) з доданим джерелом живлення.

Схема в алгоритмі задається за допомогою:

1. матриці галузей;
2. матриці вузлів.

У матриці галузей задається:

1. вузол початку галузі;
2. вузол кінця галузі;
3. число, що характеризує пошкоджуваність галузей за

розрахунковий період, наприклад, число коротких замикань у рік;

4. якщо є перемикач на певних розширеннях, то вказується вузол,

на якому встановлений цей пристрій (на одному розширенні

вказується тільки один пристрій, для ідентифікації ліній з

можливістю встановлення кількох пристроїв лінію можна розділити

на декілька послідовних частин).

У матриці вузлів задається:

1. номер вузла;
2. вказівка властивостей вузла: або наявність джерела електроенергії, або наявність споживачів, або тільки як зв'язок з

галуззям;

3. число, що характеризує пошкоджуваність вузла за розрахунковий період, наприклад, число коротких замикань у рік.

4.4 Методика розрахунків SAIFI

На першому етапі розрахунків показника SAIFI алгоритм ділить схему на зони, обмежені модельованими вимикачами або реклоузерами (малюнок 4.2).

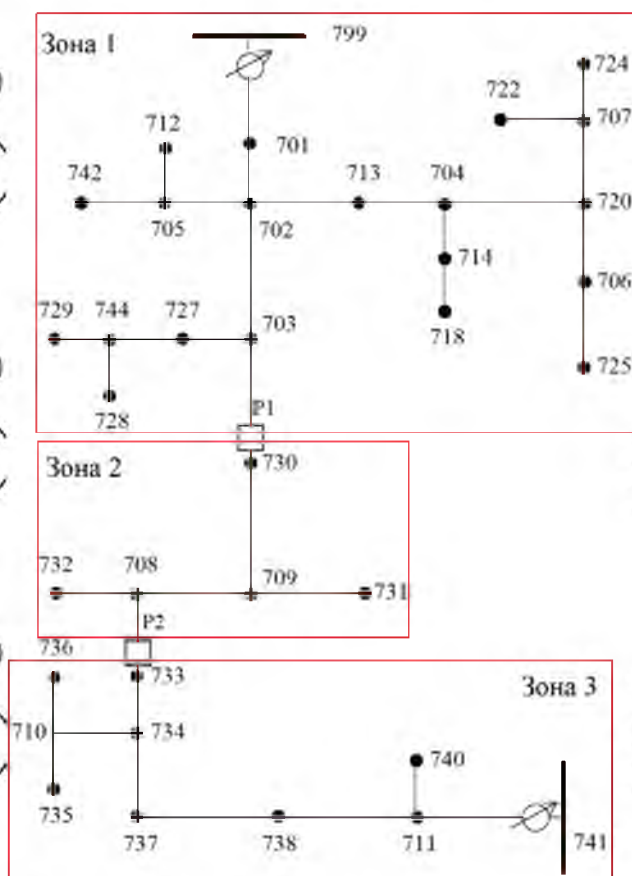


Рис.4.2. Приклад розбивки на зони.

Кожна зона має своїх «сусідів», розділених перемикачем/переміщувачем.

Методика розрахунку показника враховує використання резервування мережі після локалізації аварії найближчим АВР. Тому коротке замикання в зоні 2 не

приведе до відключення споживачів

зони 3, які споконвічно харчувалися від джерела у вузлі 799.

Алгоритм розрахунку SAIFI враховує кількість коротких замикань у кожній зоні, споживачів у вузлі та зоні, а також перевіряє всі інші споживачі схеми на доступ до джерел енергії після роз'єднання мережі та локалізації аварії.

4.5 Методика оптимального розміщення реклоузерів

Як зазначалося раніше, безпосередній вибір місць встановлення реклозера у великих схемах займає багато часу. Тому пропонується використовувати генетичний алгоритм для оптимізації розміщення реклоузерів. Варто зазначити, що евристичні алгоритми не можуть гарантовано знайти найкраще рішення, але мають вищу швидкість збіжності до нього, що для деяких завдань забезпечує базову технічну можливість досягнення результату.

Підрозділ — це набір галузей, де встановлено підрозділи. Gene – це номер галузі, де знаходиться пристрій. Кількість можливих генів дорівнює кількості гілок, вільних для встановлення реклоузерів. Обрана функція навчання є показником надійності дистрибуторської мережі SAIFI.

Першу популяцію особин формують випадковим чином, потім для кожної особини вибирають номери гілок – гени та обчислюють SAIFI. Через вартість завдання знаходження мінімального значення індикатора всі набори відсортовані за SAIFI. Відбираються особини з найкращим значенням функції пристосованості з наступним схрещуванням генів найсильніших представників і появою потомства, яке замінює слабших особин.

Потім сортування повторюється, і цикл продовжує свою роботу до тих пір, поки в процесі пошуку кращих наборів генів не перестануть з'являтися більш адаптовані особини.

Якщо всі найздоровіші особини мають однаковий SAIFI, відбувається мутація: при подальшому сортуванні та схрещуванні ген змінюється у всіх особин (крім однієї).

Наприкінці алгоритму результат відображається як найкращий знайдений показник надійності SAIFI та кількість вузлів і гілок, де рекомендовано встановити реклоузери.

4.6 Розміщення реклоузерів на прикладі пошуку оптимального значення SAIFI

Проведемо розрахунок для обраної вище схеми (рис. 4.3, 4.4, 4.5). Його детальні властивості описані в [26]. Пошкодження гілок вважається пропорційним довжині проводів. $SAIFI(0) = 9,0050$ – значення індексу до встановлення приладів. Споживачі в мережі позначені стрілками.

Складемо таблицю результатів роботи алгоритму, де вкажемо залежність знайденого SAIFI від кількості встановлених пристроїв (таблиця 4.1). Ми порівнюємо ці дані зі значеннями, отриманими при запуску «жадібного» алгоритму. Його суть полягає в тому, що ідеальне місце установки першого вимикача повторного вмикання знаходиться шляхом пошуку всіх розгалужень. Після фіксації положення першого АПВ нове положення другого розміщується подібним чином, але між іншими гілками. Цей цикл виконується стільки разів, скільки необхідно для підключення всіх пристроїв.

Таблиця 4.1. Залежність SAIFI від кількості встановлених реклоузерів у розрахунковій схемі.

№ реклоузерів	0	1	2	3	4	5	6
SAIF Генетичний алгоритм	9,0050	4,4154	3,1721	2,5219	2,1927	1,7602	1,5069
«Жадібний» алгоритм	9,0050	4,4154	3,2521	2,5744	2,2410	1,9619	1,7094

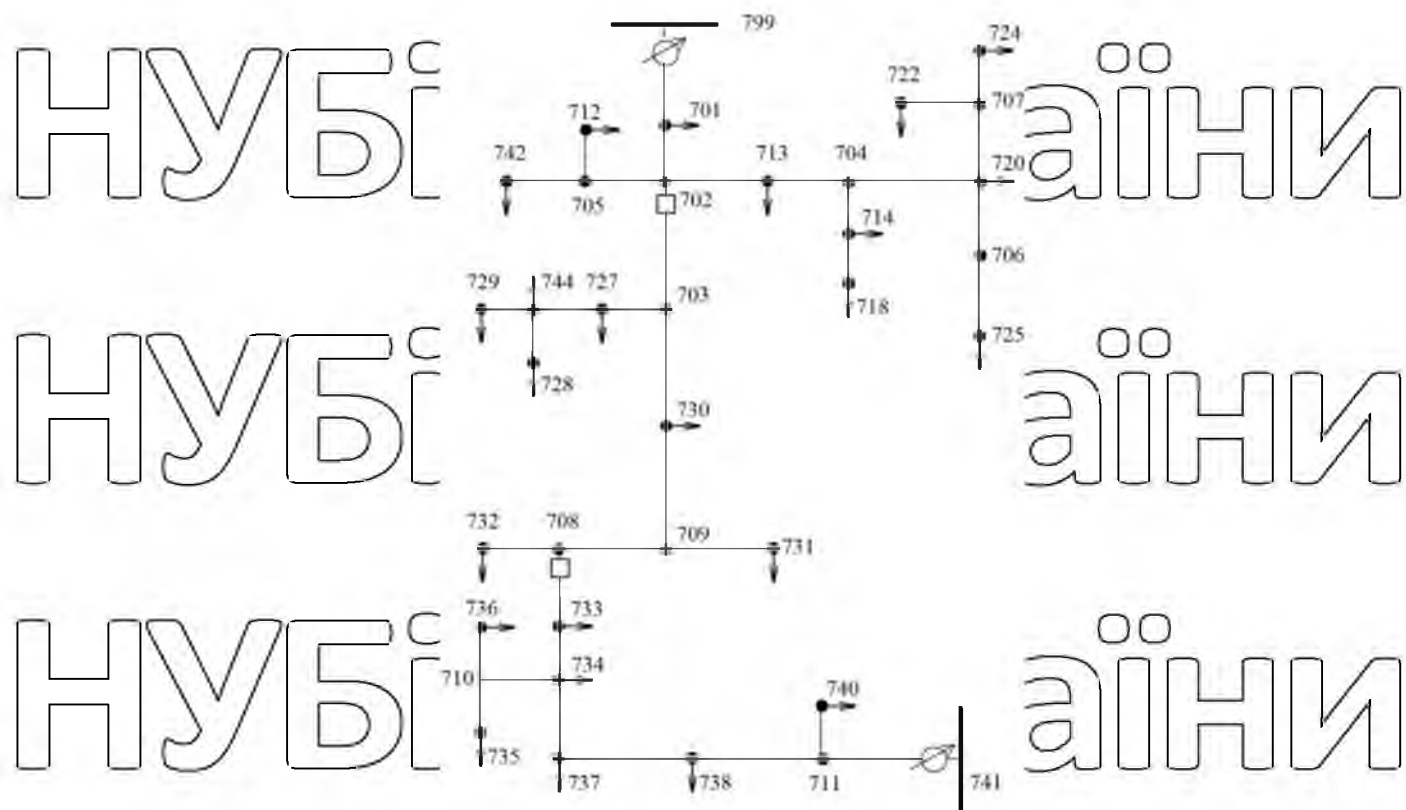


Рис. 4.3. Результати розміщення двох реклоузерів, SAIFI(2)=3,1721.

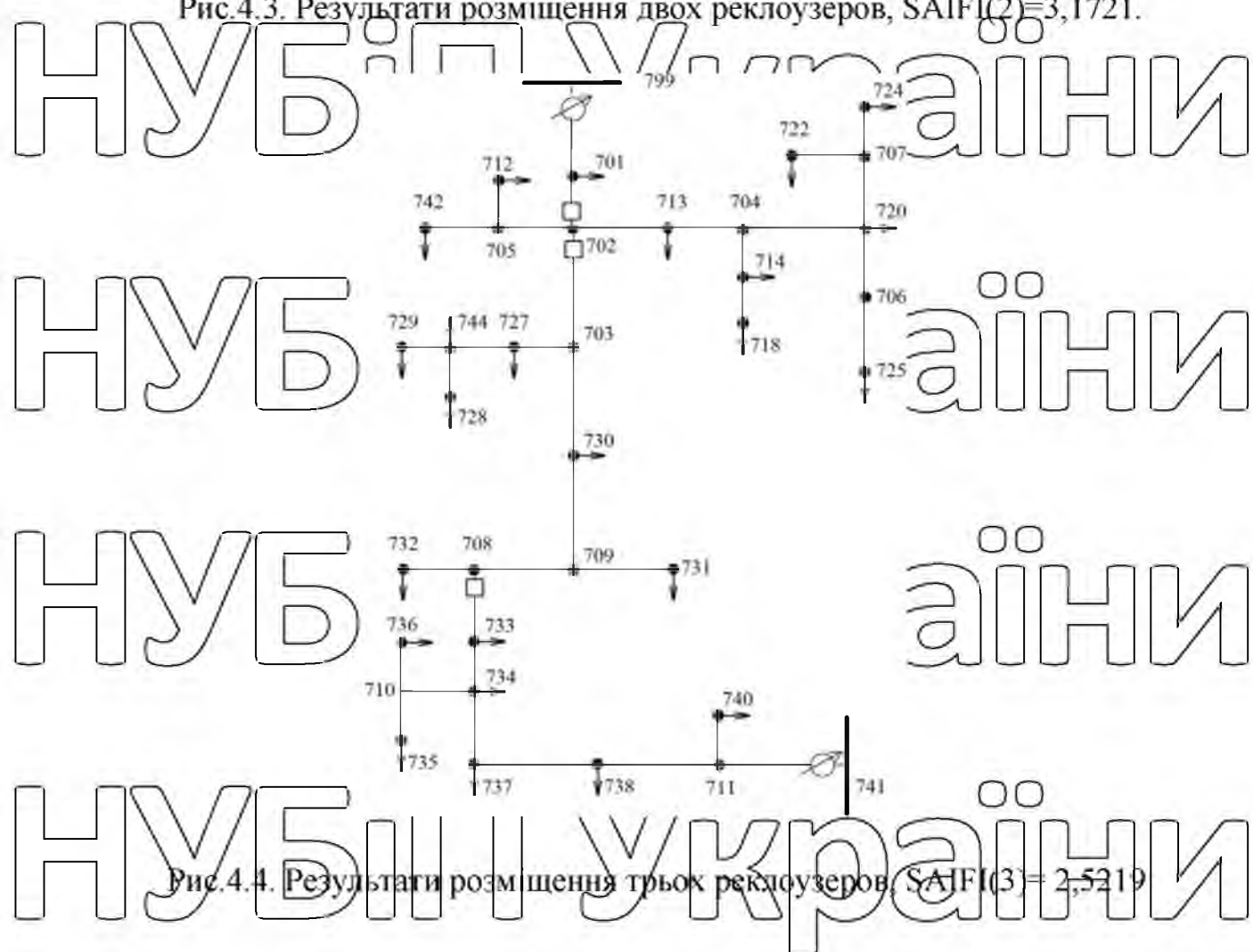


Рис. 4.4. Результати розміщення трьох реклоузерів, SAIFI(3)= 2,5219

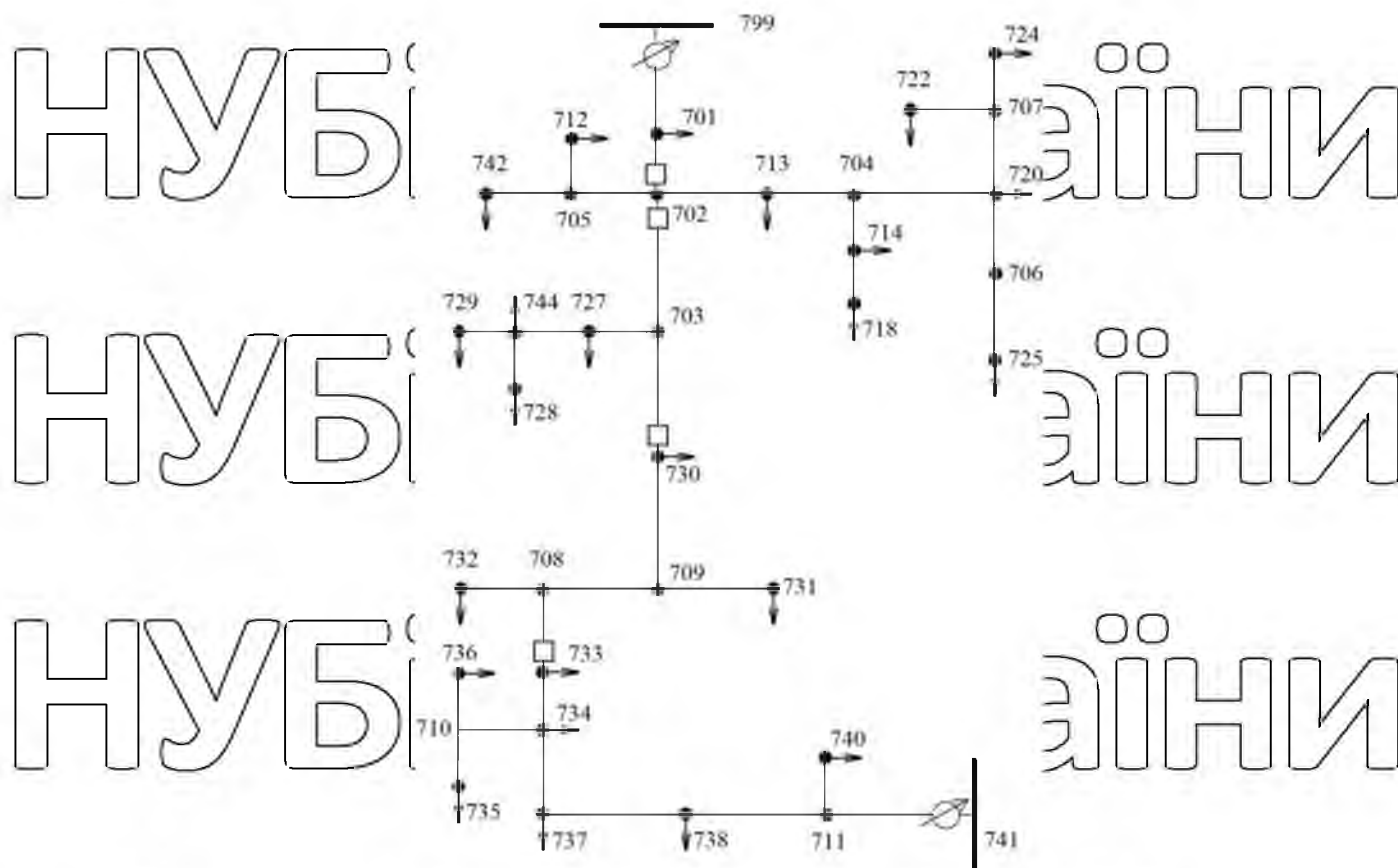


Рис. 4.5. Результати розміщення чотирьох реклоузерів, SAIFI(4) = 2,1927.

Розраховане генетичним алгоритмом для випадку двох реклоузерів у вказаному розташуванні SAIFI(2) = 3,1721 є найкращим, що підтверджується повним перерахуванням усіх варіантів розміщення. Але за допомогою описаного алгоритму цей результат був отриманий після 15 ітерацій, що характеризувалося загальною кількістю обчислень SAIFI, рівною 129. Це в кілька разів швидше, ніж у випадку повного пошуку, де кількість обчислень дорівнює 7568. При збільшенні числа реклоузерів і вузлів у схемі різниця в продуктивності зазначених методів розміщення буде швидко збільшуватися. А локація, отримана за допомогою «жадібного» алгоритму, незважаючи на значно менші обчислювальні витрати на підготовку, помітно менш оптимальна.

Розглянемо схему, розташовану в Київській області (рис. 4.6). Розрахункова модель складається з 161 галузі та 162 вузлів. Ця мережа була модернізована компанією «Таврида Електрик» із встановленням двох реклоузерів.

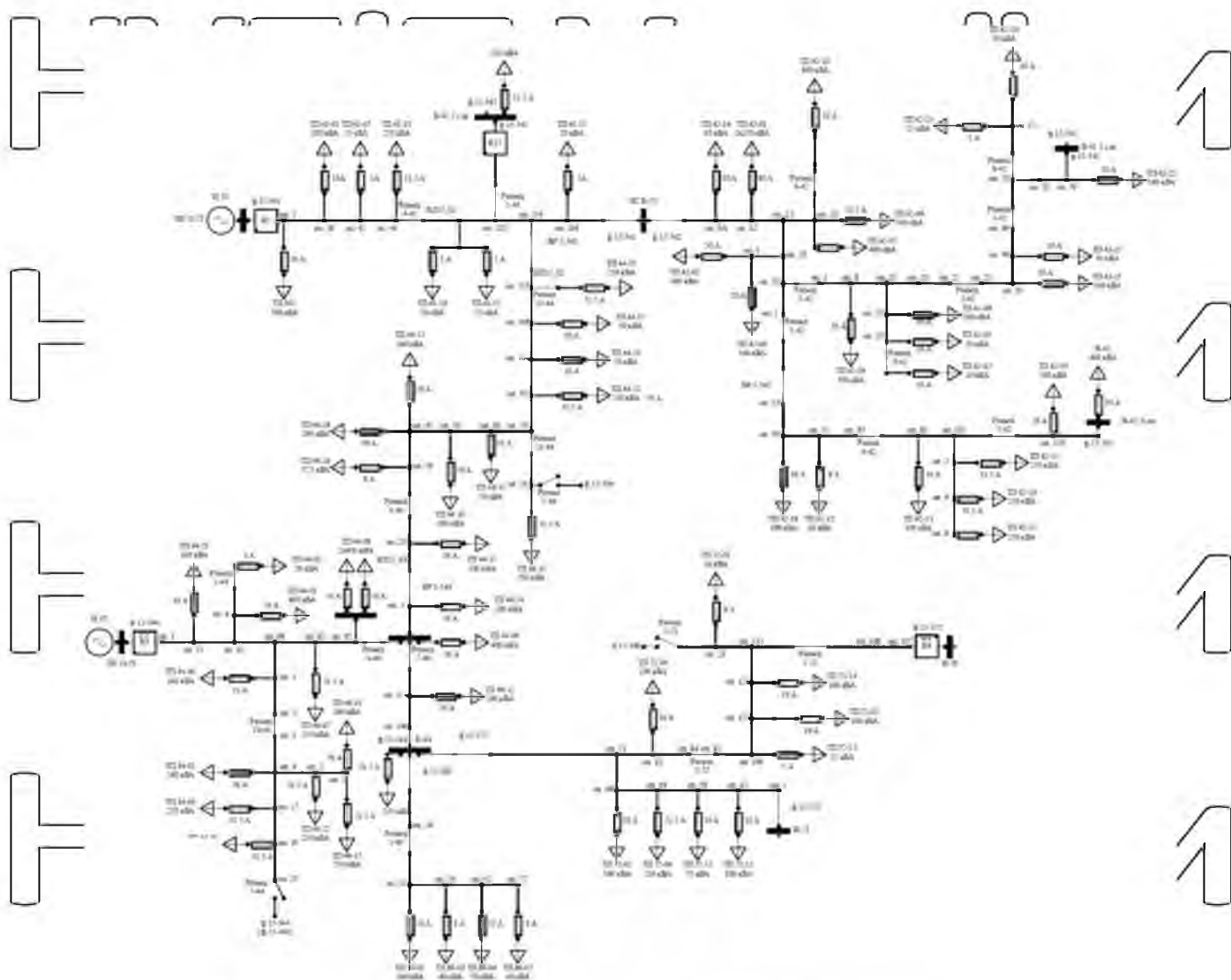


Рис.4.6. Схема електричних з'єднань.

Ми порівнюємо розташування реклоузерів, встановлених у фідері з розташуванням, отриманим за допомогою наведеного вище алгоритму.

Питоме пошкодження дроту приймається $K=0,00992$ одиниць/рік/км.

Розрахунки проводяться в середовищі MATLAB за допомогою вбудованої функції оптимізації з використанням генетичного алгоритму. Результати представлені на рисунку 4.7.

НУБІП України

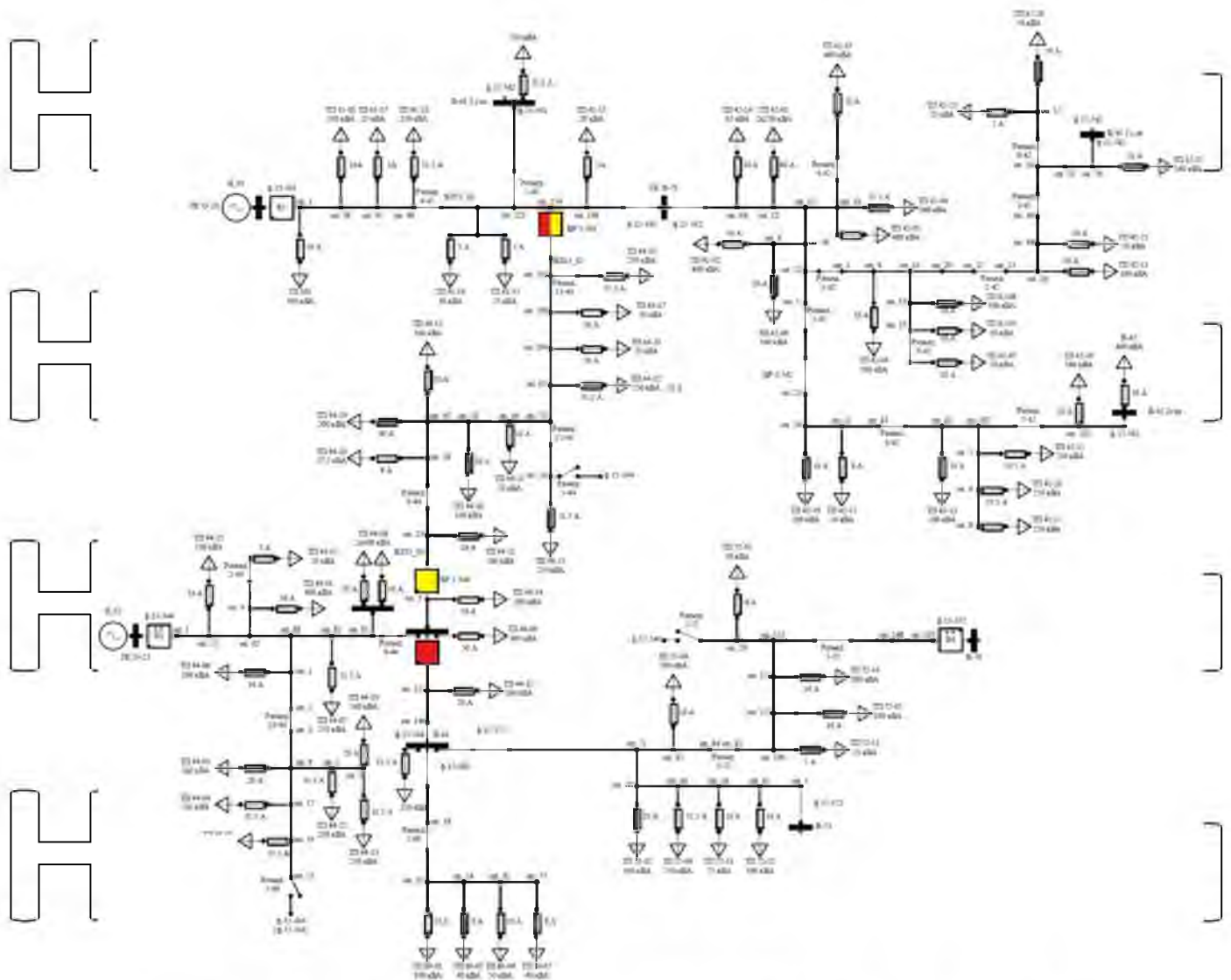


Рис. 4.7. Установлено 2 реклоузера. Жовтий колір: місця, обрані компанією «Таврида Електрик». Червоний колір: місця, отримані при використанні вищевказаного алгоритму.

Інженери компанії «Таврида Електрик» встановили реклоузери в місцях розташування роз'єднувачів 2-41 і 3-44. Розрахункове значення індексу надійності SAIFI після реконструкції склало 0,762.

За допомогою генетичного алгоритму значення SAIFI склало 0,708, що більш ніж на 7% нижче, ніж у завершеному проекті. Варто відзначити, що місце установки першого АПВ в обох випадках збігалось.

Незважаючи на те, що географічне розташування другого реклоузера відрізняється менш ніж на 300 м, з точки зору топології мережі різниця суттєва, оскільки при такій зміні розташування пристрою всі гілки та вузли

ПРО-23 попадають в іншу зону розрахунків.

4.7 Аналіз застосування індексів надійності, що враховують потужність споживачів

Раніше в розділі про надійність електропостачання було виділено класифікацію показників на три категорії: економічні (PHPE, APAE, APIE, PDKO); показники, виражені через кількість споживачів, що відключаються (SAIFI, SAIDI, CAIDI, STAIDI, ASAI, ASUI, CAIFI) показники, виражені через потужність споживачів, що відключаються (ASIFI, ASIDI, ENS, EENS).

Індикатори з однієї групи пов'язані один з одним через константи, тому результати розміщення реклоузерів і оцінки для них ідентичні.

Найбільш використовуваними на практиці показниками надійності є SAIFI, що характеризує середню частоту відключень споживачів, і SAIDI, що характеризує середню тривалість відключень споживачів.

Проте при пошуку ідеальних місць для встановлення ДБЖ з урахуванням потужності споживачів більшого економічного ефекту можна досягти за рахунок зменшення вартості ненаданої електроенергії.

Докладніше розглянемо застосування показника надійності, що використовує потужність споживачів, на прикладі ASIFI, нагадаємо його формулу:

$$ASIFI = \frac{\sum L_i}{L_t}$$

Де L_i – потужність споживачів, енергоприймаючу пристрої яких безпосередньо приєднані до об'єктів електромережевого господарства, щодо яких відбулося і є припинення передачі електричної енергії, кВ·А.

L_t – сумарна потужність споживачів, енергоприймаючі пристрої які безпосередньо приєднані до об'єктів електромережевого господарства, кВ·А.

Для розрахунків використовуємо схему, розташовану в Калінінградській області. За допомогою генетичного алгоритму знайдемо місця оптимальної установки реклоузерів у схемі, відповідні до найменших значень індексів

надійності SAIFI і ASIFI. Передбачається, що пошкодження рук пропорційні довжині ліній. Для більшої наочності значення показників надійності електропостачання споживачів до встановлення реклоузерів округлимо до значень: SAIFI = 2, ASIFI = 2. Створимо таблицю, в якій покажемо залежність значень показника від кількості встановлених АПС і кількості знайдених алгоритмом оптимізації відгалужень (таблиця 4.2). Уточнимо, що номери опор у реальній мережі відрізняються від номерів вузлів і галузей розрахункової моделі.

Таблиця 4.2. Залежність SAIFI і ASIFI від кількості встановлених у схему реклоузерів.

N_p ек	SAIFI	ASIFI	№ віток (оптимум SAIFI)	№ віток (оптимум ASIFI)
0	2,00	2,00	-	-
1	1,00	1,00	26	26
2	0,71	0,70	18,44	18,44
3	0,55	0,56	14,18,44	14,18,44
4	0,45	0,44	14,18,43,57	14,18,43,57
5	0,37	0,34	14,18,43,57,141	14,18,43,57,141
6	0,34	0,30	14,18,27,57,85,148	14,18,30,46,85,121

Продемонструємо місця установки апаратів у схемі, від одного до п'яти, малюнки 4.8 – 4.12.

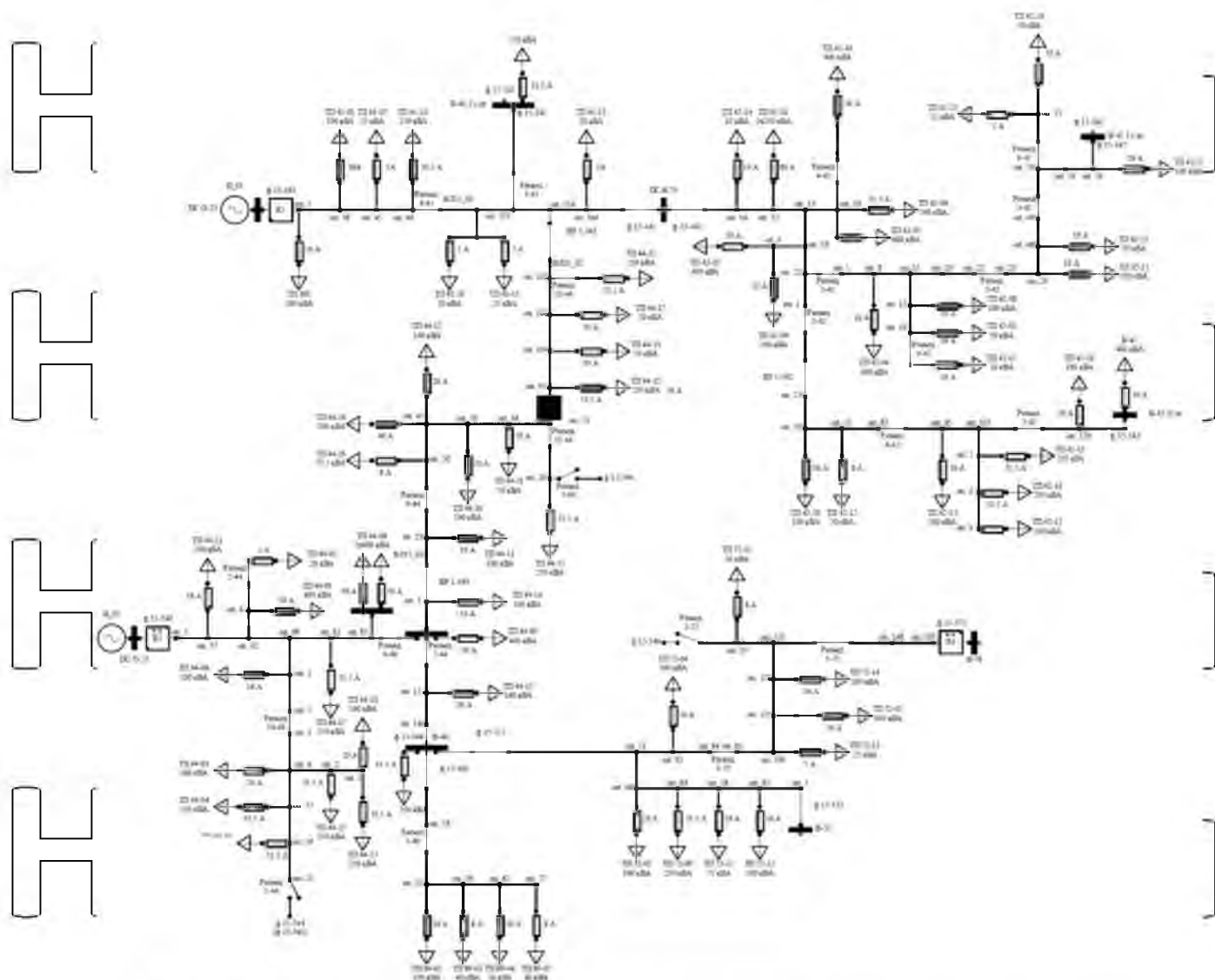


Рис. 4.8. Схема досліджуваної мережі, виділене місце установки одного реклоузера, установленого за критерієм оптимального SAIFI і ASIFI.

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

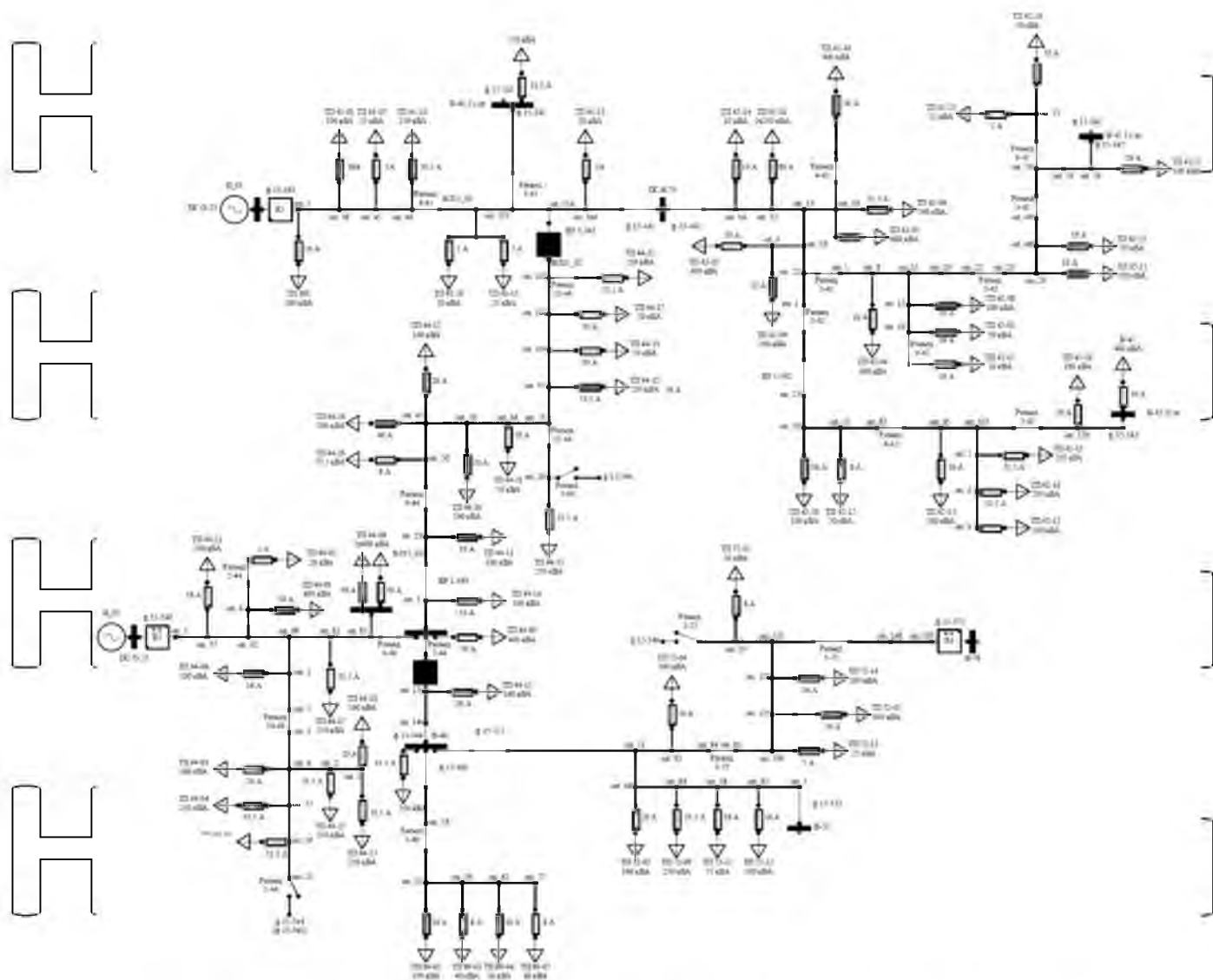


Рис. 4.9. Схема досліджуваної мережі, виділені місця установки двох реклоузерів, установлених за критерієм оптимального SAIFI і ASIFI.

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

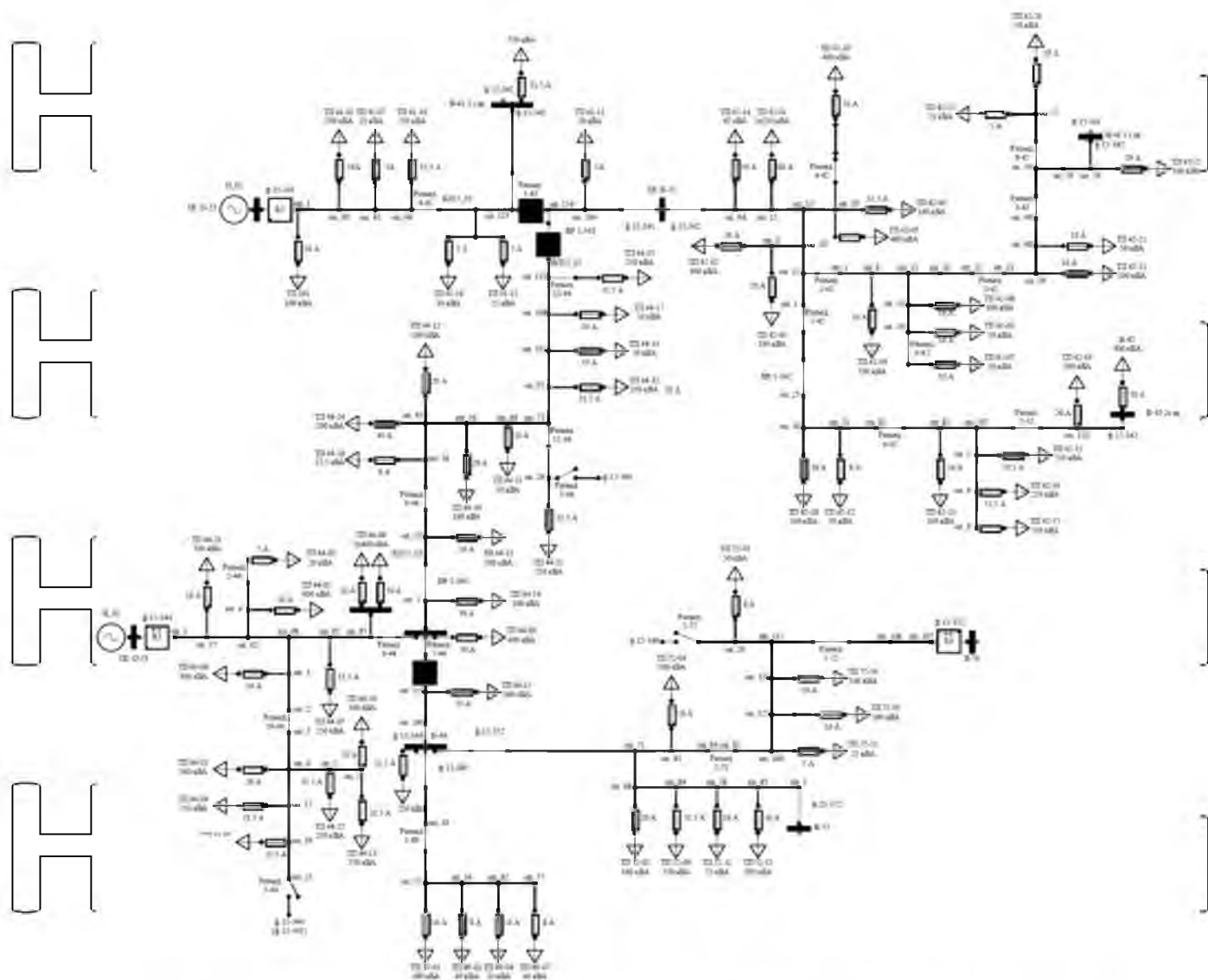


Рис. 4.10. Схема досліджуваної мережі, виділені місця установки трьох реклоузерів, установлені за критерієм оптимального SAIFI і ASIFI.

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

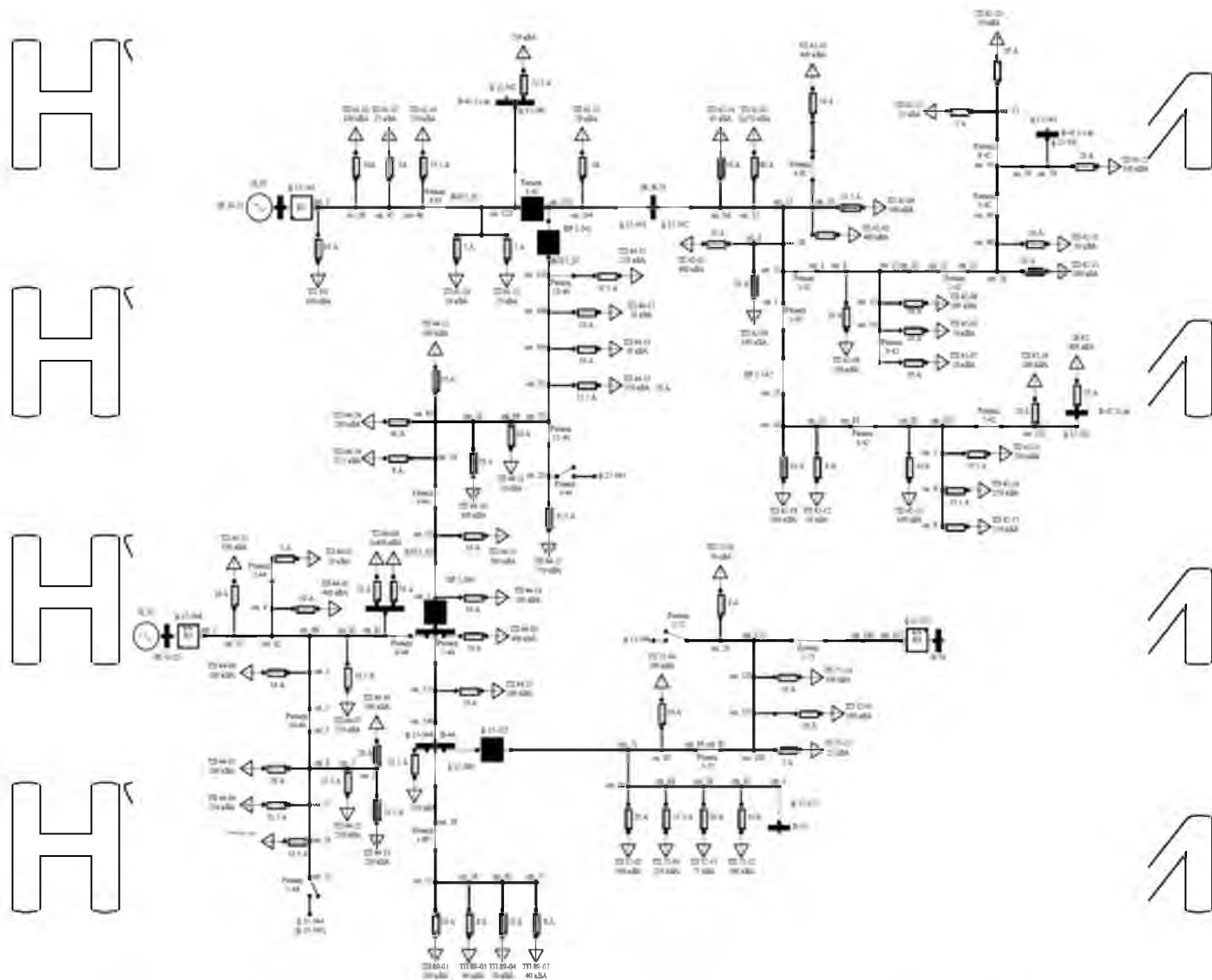


Рис. 4/11. Схема досліджуваної мережі, виділені місця установки чотирьох реклоузерів, установлених за критерієм оптимального SAIFI і ASIFI.

НУБІП України

НУБІП України

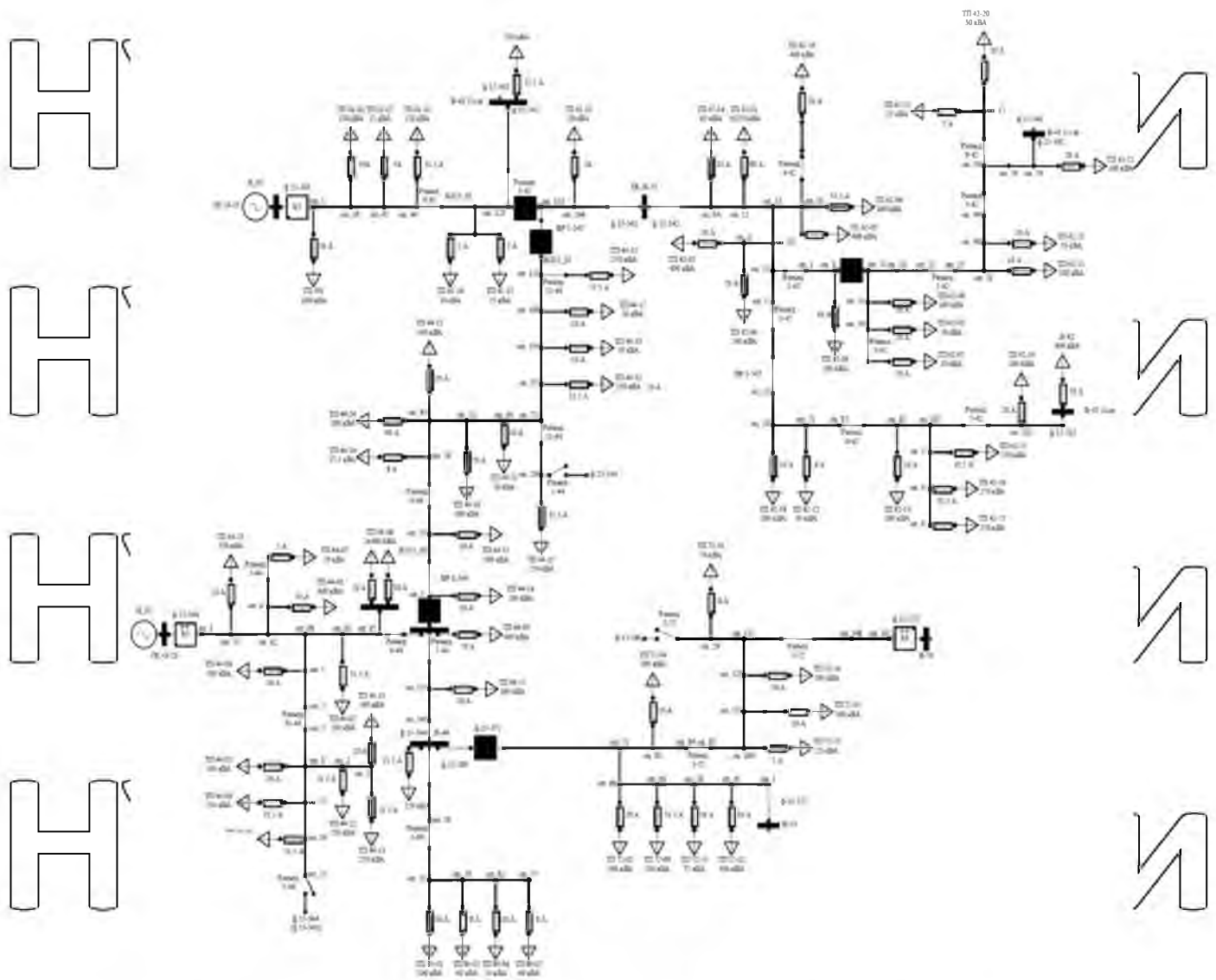


Рис. 4.12. Схема досліджуваної мережі, виділені місця установки п'яти реклоузерів, установлених за критерієм оптимального SAIFI і ASIFI.

Згідно з результатами алгоритму, з кількістю реклоузерів від одного до п'яти в минулому, під час пошуку були отримані однакові набори гілок, враховуючи як оптимальне значення ASIFI, так і оптимальне значення SAIFI. Але при встановленні 6 приладів є різниця в розміщенні, що пояснюється зменшенням середньої кількості споживачів у зоні (рисунок 4.1.3).

НУБІП України

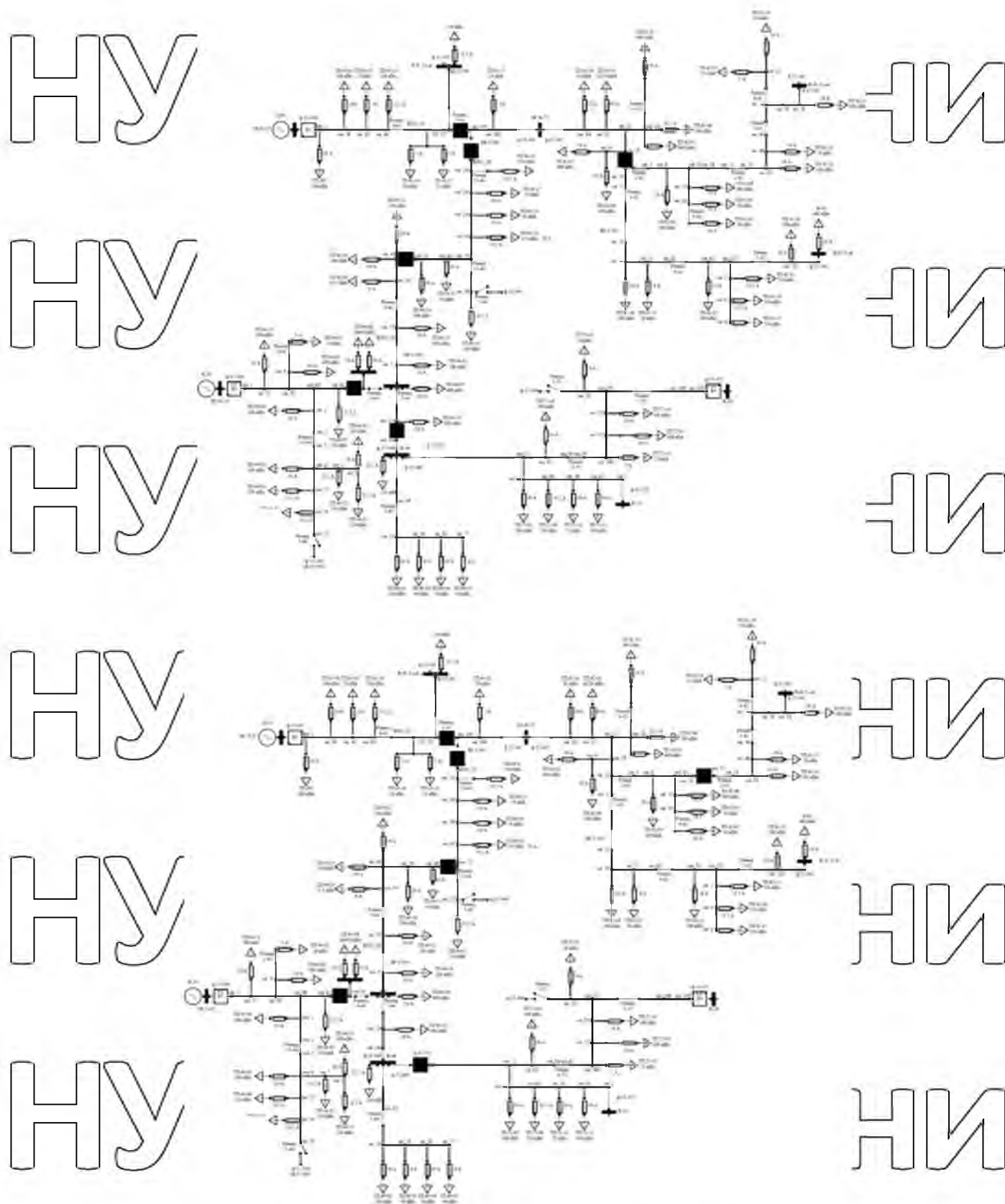


Рис. 4.13. Схема досліджуваної мережі, виділені місця установки шести реклоузерів, установлених за критерієм оптимального SAIFI (схема знизу) і ASIFI (схема зверху).

Для відбиття різниці в розміщеннях за критеріями SAIFI і ASIFI розглянемо

схему зі збільшеним навантаженням у вузлах, що примикають до галузей від 121 до 161. Очевидно, що підвищене значення навантажень у вузлах схеми враховується при розрахунках індексу ASIFI і не враховується по SAIFI. Результати розрахунків відображено в таблиці 4.3.

Таблиця 4.3. Режим збільшення потужності частини навантажень.

Режим	Число реклоузерів	ASIFI	№ віток
До збільшення потужності	4	0,46	14,18,30,57
Після збільшення потужності	4	0,43	14,18,44,141

Укажемо отримані місця установки чотирьох реклоузерів для режиму збільшення частини навантажень на схемі (малюнок 4.14).

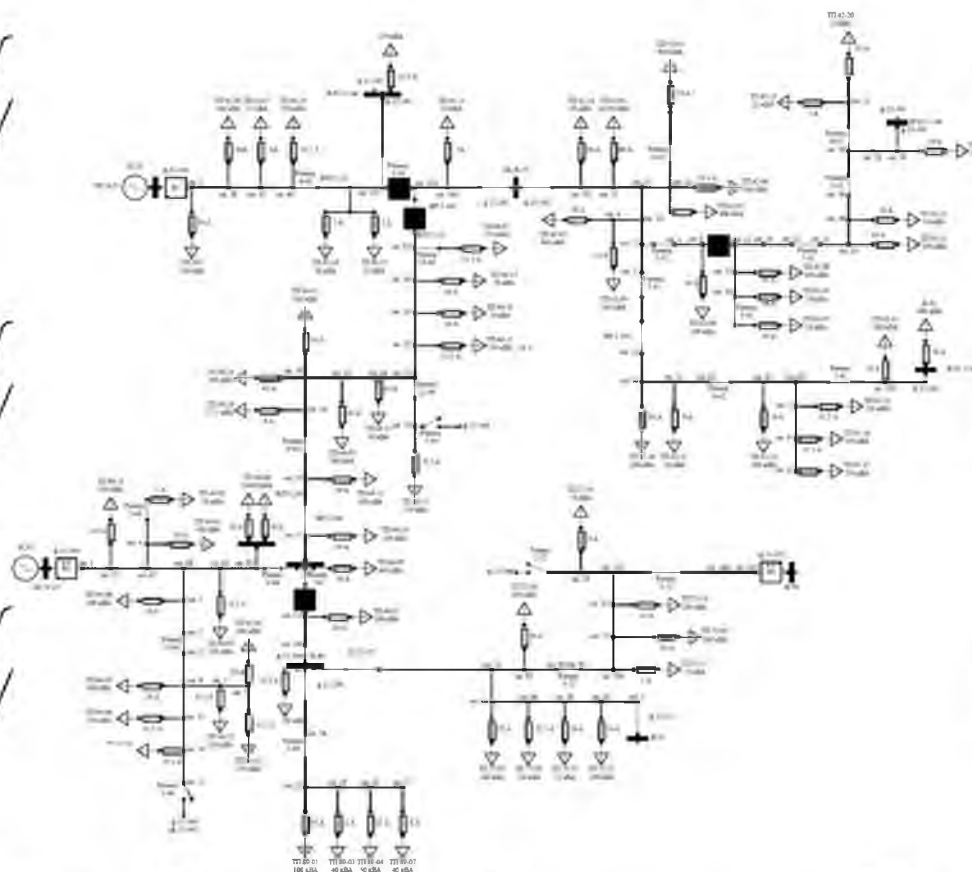


Рис 4.14. Схема досліджуваної мережі, виділені місця установки чотирьох реклоузерів, установлених за критерієм оптимального ASIFI у режимі збільшення потужності частини навантажень.

При збільшенні потужності частини навантажень значення індексу SAIFI не змінювалося. Позиція, отримана під час пошуку оптимального значення показника ASIFI, змінилася, що відобразилося на різниці кількості відгалужень для двох із чотирьох реклоузерів.

5. Використання програмного продукту TELARM для розрахунку показників надійності.

Керівництво описує процес установки програми, її основні можливості, а також інструменти, використовувані для виконання тих чи інших функціональних операцій.

Даний посібник з експлуатації призначений для експлуатаційного персоналу електромережних організацій і пуско-наладжувальних організацій.

Процедура установки TELARM на ПК.

Запустіть файл інсталятора дистрибутива telarm_lite_X.XX.XX.X.setup.exe.

З'явиться вікно вибору мови установки (див. Рис.5.1). У випадку чомусь списку необхідно вибрати «Русский» натиснути кнопку «Ок»

Ви побачите перше вікно вітання Майстера установки (див. Рис.5.2). Натисніть кнопку «Далі».

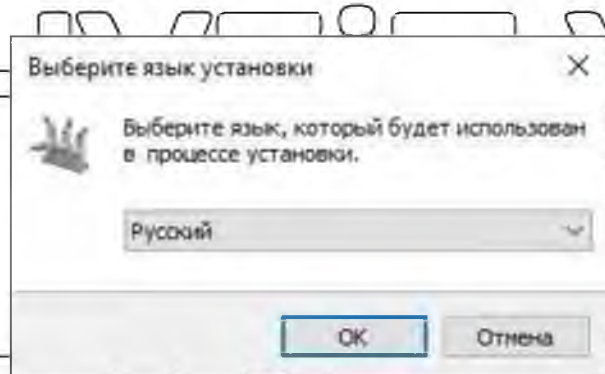


Рис.5.1. Вікно вибору мови

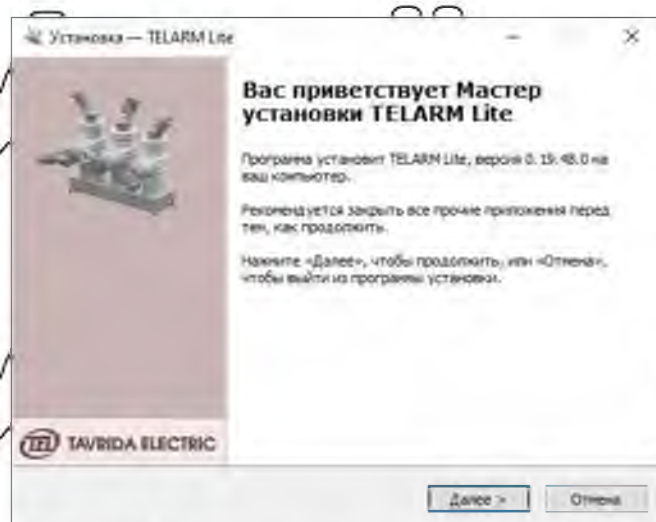


Рис.5.2. Перше вікно Майстера установки TELARM Lite

Виберіть папку на жорсткому диску ПК для установки ПО (див. Рис. 5.3).

Натисніть кнопку «Далі».

У наступному вікні (див. Рис. 5.4) виберіть папку в меню «Пуск» для створення ярлика програми і натисніть кнопку «Далі»

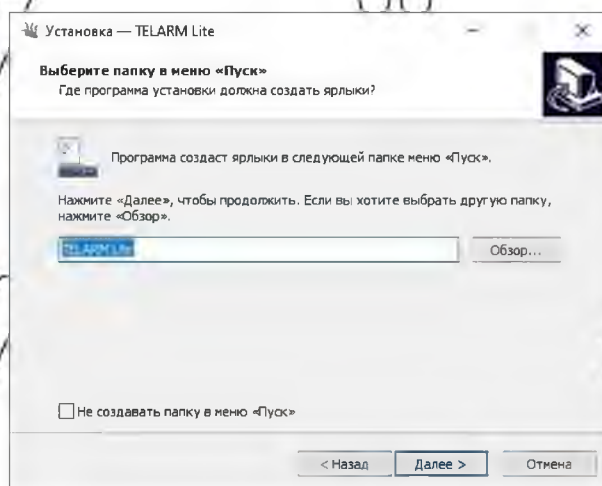
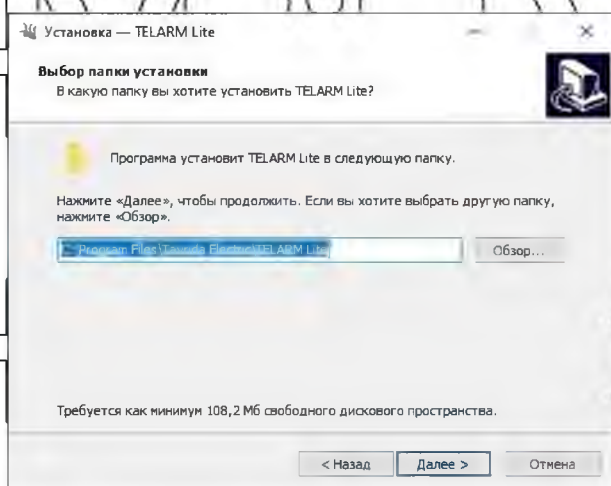


Рис.5.3. Вікно вибору місця установки

Рис.5.4. Вибір папки в меню «Пуск»

Виберете додаткові завдання Майстра установки: якщо необхідно створити значок на робочому столі, то встановить галочку у відповідному полі та натисніть кнопку «Далі», див.Рис.5.5.

У вікні готовності Майстри установки (див.Рис.5.6) перевірте вибрані параметри установки і натисніть кнопку «Встановити».

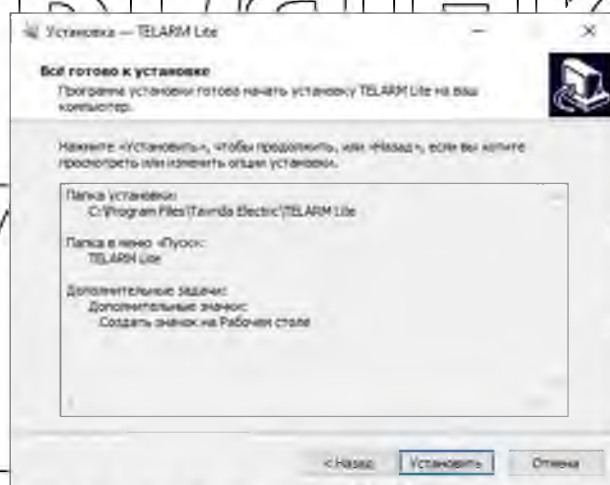
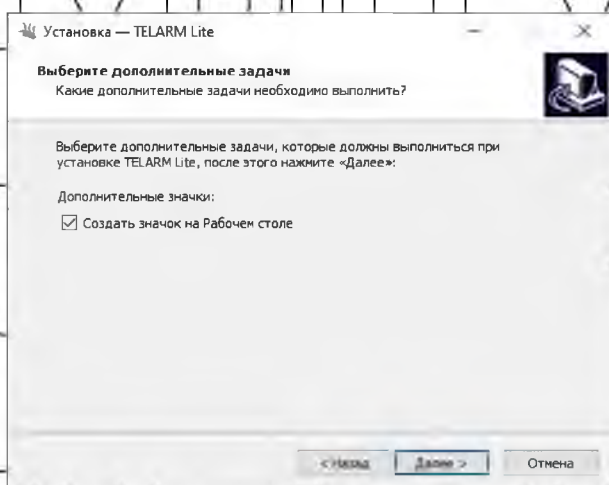


Рис.5.5. Вікно додаткових завдань

Рис.5.6. Вікно готовності

В процесі установки відкриється вікно Майстра установки драйверів пристроїв.

Натисніть кнопку "Далі".

Успішне завершення установки драйверів пристроїв буде відображено в останньому вікні Майстра установки драйверів (див.Рис.5.7) у вигляді зеленої галочки поруч з ім'ям встановленого драйвера.

Процес установки TELARM Lite є повністю автоматичним. Ви будете бачити прогрес процесу установки у вікні Майстра установки TELARM Lite.

Після завершення процесу установки з'явиться останнє вікно програми установки (див.Рис.5.8). Натисніть кнопку «Завершити».

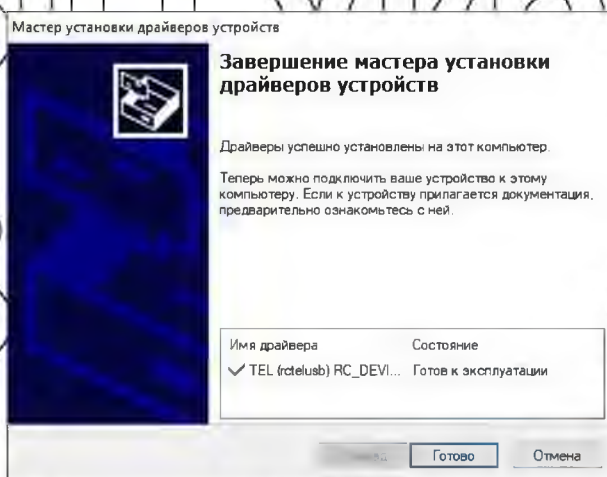


Рис.5.7. Останнє вікно Майстра установки драйверів пристроїв



Рис.5.8. Останнє вікно Майстра установки

Після установки програми буде створена в меню Пуск ОС «Windows» папка програми TELARM Lite і іконка на робочому столі ПК.

Процедура установки TELARM на ПК з уже встановленою програмою.

Запустіть файл інсталятора дистрибутива telarm_lite_X.XX.XX.X.setup.exe.

З'явиться вікно вибору мови установки (див.Рис.5.1). У випадаючому списку необхідно вибрати «Русский» і натиснути кнопку «Ок»

Відкриється вікно (див.Рис.5.9). Натисніть кнопку «Ок».

Відкриється вікно підтвердження дії видалення існуючої на ПК версії програми (див.Рис.5.10). Натисніть кнопку «Так».

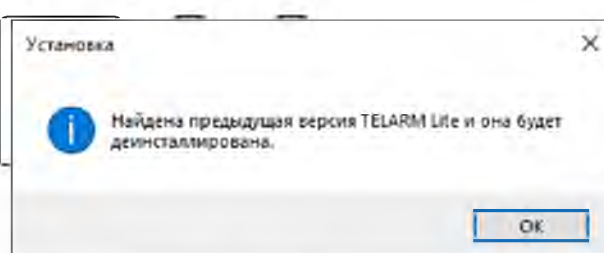


Рис.5.9. Вікно попередження про наявність на ПК програми TELARM Lite

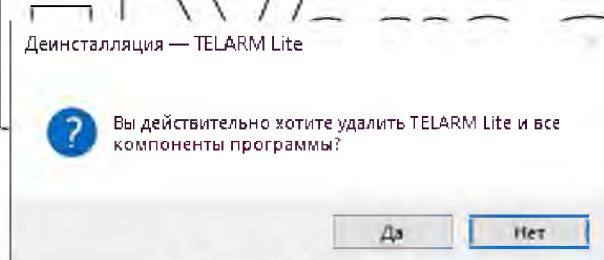


Рис.5.10. Вікно підтвердження деінсталяції з ПК програми TELARM Lite

Існуюча на ПК програма TELARM Lite буде автоматично видалена і з'явиться вікно про успішне завершення процесу деінсталяції (див.Рис.5.11). Натисніть кнопку «Ок»

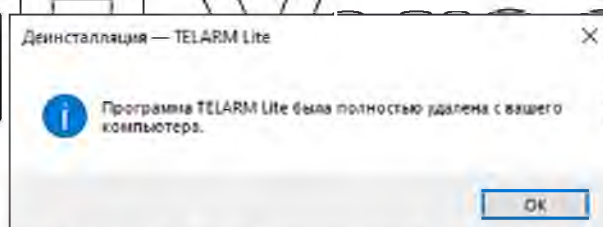


Рис.5.11. Вікно підтвердження деінсталяції з ПК програми TELARM Lite

Запуск програми, послідовність роботи

Для запуску програми TELARM Lite виберіть відповідну іконку меню Все програми / TELARM Lite / TELARM Lite в меню Пуск Windows.

Интерфейс TELARM Lite

Головне вікно

Після запуску програми TELARM Lite відкриється головне вікно програми (див. Рис.5.12). При першому запуску буде запропоновано створити нову або додати існуючу файлову БД.

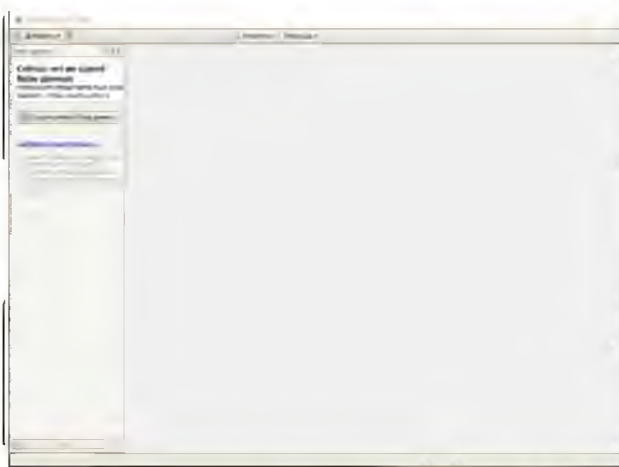


Рис.5.12. Головне вікно програми TELARM Lite

Головне вікно складається з наступних робочих областей:

1. Панель інструментів
2. Вікно оглядача баз
3. Область властивостей об'єкта БД (див. Рис.5.13)

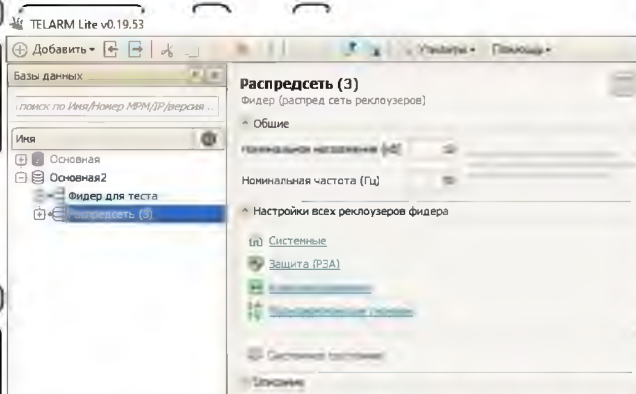


Рис.5.13. Главное окно программы TELARM Lite

НУБІП України



Рис. 5.14. Панель інструментов

Таблиця 5.1. Список команд панелі інструментів

Команда	Краткое описание
Добавить ►	Відкриває підменю, що складаються з команд дії додати
База даних	Створює нову Базу даних
Существующую базу даних	Додає існуючу на жорсткому диску ПК базу даних
Фідер	Створює об'єкт БД Фідер
Реклоузер	Створює об'єкт БД реклоузера
Папка	Створює в обраній гілці БД папку
Документ	Створює в обраній гілці БД файл документа MS Word
Существующий документ	Додає в обрану гілку БД існуючий на жорсткому диску ПК файл
Импорт	Викликає Майстри імпорту даних з файлу
Экспорт	Викликає Майстри експорту даних в файл
Вырезать	Скопіювати в буфер обміну вибраний об'єкт гілки БД і видалити
Копировать	Скопіювати в буфер обміну вибраний об'єкт гілки БД
Вставить	Вставити з буфера обміну скопійований раніше об'єкт БД
Удалить	Видалити з гілки БД виділений об'єкт
Переименовать	Переіменувати виділений в галузі об'єкт БД
Добавить в сравнение	Додавання реклоузера для порівняння налаштувань
Убрать из сравнения	Видалення реклоузера з порівняння налаштувань
Сравнить	Порівняння параметрів в обраних реклоузерах
Поднять выше	Переміщення виділеного об'єкта гілки БД на один рівень вище.
Опустить ниже	Переміщення виділеного об'єкта гілки БД на один рівень нижче
Утилиты ►	відкриває підменю
Редактор библиотек ВТХ	Викликає редактор бібліотек ВТХ
Библиотека схем пользователейских сигналов	Викликає бібліотеку користувальницьких сигналів

НУБІП України

Команда	Краткое описание
Пресети статус монітора	Викликає редактор налаштувань статус монітора
Генератор тестових послідовностей	Відкриває вбудовану утиліту Генератор тестових послідовностей (BCTSG)
Опції	Дополнительные настройки ПО TELARM Lite
Допомога ►	Відкриває підменю
Довідка	Вызывает файл справки
Про програму	Інформація про версію ПЗ TELARM Lite

НУБІП України

Панель управління реклоузера

При виборі в дереві БД об'єкта пілки з типом «реклоузера» в правій частині головного вікна програми буде відображена «Панель управління реклоузера» (див.Рис.5.15). Вміст цієї панелі і активність її компонентів залежить від наступних факторів:

- Чи було вже хоча б одне вдале підключення до реклоузера
- Чи знаходиться підключення до реклоузера в активному стані

(online)Панель управління реклоузера складається з наступних

основних областей:

1. Область властивостей реклоузера
2. Область налаштувань підключення;
3. Область управління ПО модуля управління
4. Область налаштувань реклоузера;
5. Область журналів;

НУБІП України

НУБІП України

6. Область управління реклоузера³

Рис.5.15. Панель управління реклоузера

Властивості реклоузера

Область властивостей реклоузера показує загальну інформацію про створеному об'єкті БД реклоузера.

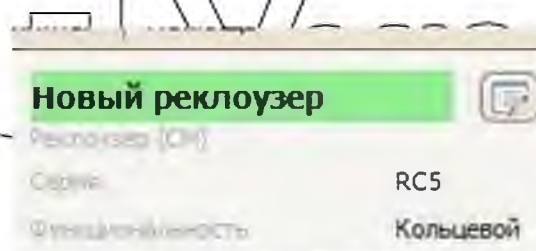


Рис.5.16. Область властивостей реклоузера

При натисканні кнопки «Редагувати властивості реклоузера» відкривається додаткове вікно редагування реклоузера. У вікні редагування властивостей реклоузера представлених в Таблиця 5.2

Таблиця 5.2. Властивості реклоузера

Тип	Кратков. описание
Серия	
Функциональность	У списку дозволяє вибрати необхідну функціональність реклоузера: Радіальний - реклоузер радіальної лінії, з одностороннім набором захистів; Кільцевий - реклоузер кільцевої лінії, з набором спрямованих захистів

Ім'я	Ім'я реклоузера. Повинно бути унікальним в рамках поточного фідер
Номер МРМ	Номер модуля мікропроцесора. Дане поле можна залишити порожнім, встановивши галочку в відповідному полі. Буде визначено автоматично, при першому успішному підключенні до апарату.
Опис	Описание реклоузера (заполняется на усмотрение пользователя)

У разі якщо раніше було встановлено успішне з'єднання з реклоузера редагування функціональності і Номери МРМ буде заблоковано

Редактирование реклоузера

Серия: RCS

Функциональность: Коллектор
Реклоузер коллекторный с выключателем (защитой)

Имя: Новый реклоузер

Номер МРМ: 17742

Прошивка v.: 502.06.01MPM/TEL_04 v02.72.033

Описание:

Унаследованные от фидера

Номинальное напряжение (кВ): 10

Номинальная частота (Гц): 50

OK Отмена

Рис.5.17. Вікно редагування реклоузера

Висновок

У ході роботи були описані основні властивості існуючих розподільних мереж 6-35 кВ, показана доцільність секціонування повітряних ліній даних класів напруг і актуальність проведення даного заходу в мережах.

Наведено детальний опис універсального пункту автоматичного відключення - АПВ, а також основні алгоритми його роботи та приклади встановлення цих пристроїв в існуючих мережах. Наведено техніко-економічні переваги використання цих пристроїв.

Подано огляд інтегральних показників надійності електропостачання споживачів з розподільних мереж, що містяться в українських та зарубіжних нормативних документах. Для оцінки надійності обрано індекс SAIFI, який відображає середню частоту відключень споживачів.

Подано огляд українських та зарубіжних видань за темою дослідження. За допомогою генетичного алгоритму знайдено положення установки АПВ, що відповідають оптимальному значенню індексу SAIFI. Алгоритм реалізовано в комп'ютерному програмному комплексі MATLAB.

Розроблено алгоритм вибору місць для встановлення реклоузерів у розподільних мережах, що відповідають оптимальному значенню індексу SAIFI.

Запропонований алгоритм дозволяє врахувати наявність ділянок мережі як радіальної, так і кільцевої топології, а також живлення схеми різними джерелами живлення.

При розв'язанні задачі розміщення АПС показано перевагу використання евристичного (генетичного) алгоритму над «жадібним», а також алгоритму, що виконує точний вибір варіантів.

Облік показників, що використовують потужність споживачів, а не тільки їхня кількість, дає більший економічний ефект при реконструкції мереж. Однак на

прикладі реальної схеми отримані результати розміщень по індексах SAIFI і ASIFI, які показують, що застосування показників за критеріями потужності й числа споживачів для переважної більшості дають однаковий розв'язок. Різницю між результатами розміщень варто ухвалювати тільки при наявності окремих великих споживачів.

Тому використання реклоузерів є ефективним способом підвищення надійності електропостачання споживачів. Розроблена методика дозволяє визначити місце установки реклоузерів в електричній мережі, що призводить до більшого зниження частоти відключень споживачів. Використання отриманого в дослідженні алгоритму можливе як при проектуванні нових енергосистем, так і при реконструкції існуючих. Встановлення реклоузерів за розробленим алгоритмом значно підвищить рівень надійності електропостачання споживачів.

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

Список використаної літератури

1. Хасанзянов Б.Ф. О реклоузерах / Б.Ф. Хасанзянов // Молодой учёный, №7, 2014. – с. 188–190.
2. Воротницкий В. Реклоузер – новый уровень автоматизации и управления ВЛ 6(10) кВ / В. Воротницкий, С. Бузин // Новости электротехники, №3, 2005. Режим доступа: <http://www.news.eltech.ru/ant/2005/33/11.php>.
3. Современная релейная защита и автоматика для целей автоматизации воздушных распределительных сетей 6-10 кВ / С.А. Бузин, В.В. Воротницкий. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://masters.donntu.org/2007/elf/strelnikova/library/3.pdf>.
4. Евминов Л.И. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения : учеб.-метод. пособие / Л.И. Евминов, Г.И. Селиверстов ; М-во образования Респ. Беларусь, Гомель гос. техн. ун-т им. П.О. Сухого. Гомель : ГГТУ им. П.О. Сухого, 2016. – 531 с.
5. Попов В.А. Современные технические решения для повышения надежности функционирования воздушных линий номинальным напряжением 6, 10 кВ / В.А. Попов, В.В. Траченко, Ю.Д. Манойло // Промелектро №6, 2010. – с. 28–36.
6. Goodin R.E. Distribution reliability using reclosers and sectionalisers / R.E. Goodin, T.S. Fahey, A. Hanson. [Электронный ресурс]. Режим доступа: goo.gl/0C3FQR.
7. Симонов А. Новый уровень управления аварийными режимами распределительных сетей с помощью реклоузеров / А. Симонов // Электрик №11, 2012. – с. 8–11.

8. Пункты секционирования. Реклоузеры. / Группа компаний "Мосэлектросеть". [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://docplayer.ru/35034791-Punktuy-sekcionirovaniya-reklouzery-skachat-prezentaciyu.html>.

9. Кваша Е. Что такое реклоузер? Остерегайтесь подделок! / Е. Кваша, Б. Махаров // Энергетика, №4, 2010. Режим доступа: <http://kazenergy.kz/archiv/35/61.htm>.

10. Воротницкий В. Будущее сетей в американском контексте / В. Воротницкий // Новости электротехники №3, 2012. Режим доступа: <http://www.news.rtech.ru/arch/2012/75/08.php>.

11. Реклоузер вакуумный серии РВА/TEL. ТЦПАГ 674153.101 ТИ. Техническая информация. – Изменение №6. – 82 с.

12. Автоматизация воздушных распределительных сетей на базе вакуумных реклоузеров / В.В. Воротницкий. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://refdb.ru/look/1117035.html>.

13. Воротницкий В.В. Распределительные сети 6(10) кВ - модернизация или автоматизация? / В.В. Воротницкий, Е.М. Кваша, Д.А. Луковкин, И.Н. Чернега (Компания "Таврида Электрик") // Автоматизация IT в энергетике № 4, 2012. – с. 4-9.

14. В ОАО «Ленэнерго» установили первый в России реклоузер 35 кВ / [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.lenenergo.ru/press/lenenergo/43054.html>.

15. «Ленэнерго» начинает массовое применение реклоузеров 35 кВ / [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://lenenergo.ru/press/lenenergo/50085.html>.

16. Реестр инновационных решений ПАО «Россети». ПАО «Россети», 2017. Режим доступа: http://www.rosseti.ru/investment/introduction_solutions/doc/Reestr_IR-170117.pdf.

17. Цифровой РЭС – это реальность / [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.rosseti.ru/press/news/*ELEMENT_ID=28960.

18. Попов В.А. Особенности анализа надежности воздушных распределительных сетей с источниками распределенной генерации / В.А. Попов, В.В. Ткаченко, Саид Банузاده Сахрагард, А.А. Журавлев // Восточно-Европейский журнал передовых технологий №3/8, 2015. – с. 26–32.

19. Сахарова И.В. Об учете качества услуг в тарифном регулировании распределительных электросетевых компаний в российской и зарубежной практике / И.В. Сахарова // Современная экономика: проблемы и решения №5, 2013. – с. 43–51.

20. 1366-2012 - IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices - Redline [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://ieeexplore.ieee.org/document/6329910/>.

21. Об утверждении методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью территориальных сетевых организаций / Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 29 ноября 2016 г. N 1256.

22. Овсянников А.А. Методика управления затратами на повышение надежности функционирования межрегиональных распределительных электросетевых компаний / А.А. Овсянников // Современные наукоемкие технологии. Региональное приложение №1, 2012. – с. 49–54.

23. Реклоузер вакуумный TER_Rec15_A11_L5. Техническая информация.

— редакция 1: 07.2014. — 89 с.

24. СТО 34.01-2.2-033-2017 Линейное коммутационное оборудование 6-35

кВ

25. — секционирующие пункты (реклоузеры). Том 1.2 «Секционирующие пункты (реклоузеры)» [Электронный ресурс]. Режим доступа:

http://www.rosseti.ru/investment/standart/corp_atandart/doc/СТО.

26. План мероприятий "Энерджинет" Национальной технологической инициативы [Электронный ресурс]. Режим доступа:

http://fasie.ru/upload/docs/DK_energynet.pdf.

27. Сетям посчитают некачественную энергию // Бачманова К.

[Электронный ресурс]. Режим доступа:

<http://peretok.ru/articles/nets/13783/>.

28. Мониторинг показателей надежности распределительных сетей /

Ю.Я. Галицкий. [Электронный ресурс]. Режим доступа: goo.gl/443fDc

29. Amir Hisham Hashim. Determination of Auto-Recloser Location Using Cost

Analysis in the Sabah Electricity Distribution Network / Amir Hisham

Hashim, Abdul Malik Mohamad, Izham Zainal Abidin, Mohd. Zafri

Baharuddin, Eng Chin Yeoh // First International Power and Energy

Conference PECon 2006. — p. 586-589.

30. Jamali S. Optimal Application of Reclosers and Sectionalizers to Reduce

Non-Distributed Energy in Distribution Networks / S. Jamali, H. Shateri //

18th International Conference on Electricity Distribution, Turin, 6-9 June

2005.

31. Jamali S. Optimal Siting of Recloser and Sectionalizers to Reduce Non-

Distributed Energy / S. Jamali, H. Shateri // 2005 IEEE/PES Transmission

and Distribution Conference & Exhibition: Asia and Pacific, Dalian, China.

32. Nosaki S. Optimization in the Application of Reclosers / S. Nosaki, F.A. Fernandes, R. Torrezan // CIGRE 97, 2-5 June 1997, Conference Publication No. 438, IEE, 1997.

33. Qiu Qin. Recloser Allocation and Placement for Rural Distribution Systems / Qiu Qin, N. Eva Wu // Power & Energy Society General Meeting, 2015 IEEE.

34. Armando M. Leite da Silva. Reliability Evaluation of Distribution Systems

35. Considering Automatic Reclosers / Armando M. Leite da Silva, Agnelo M. Cassula, Leonidas C. Resende, Ronaldo M. Almeida, Mario T. Yamasaki, Gustavo M.F. Paula // 8-th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Iowa State University, Ames, Iowa, September 12- 16, 2004. – p. 100-105.

36. Alzate A. Optimal location of reclosers in distribution systems considering reliability in communication channels / A. Alzate, O. D. Montoya, R. A. Hincapié, M. Granada // Circuits & Systems (LASCAS), 2015 IEEE 6th Latin American Symposium.

37. Pregelj A. Recloser Allocation for Improved Reliability of PDG-Enhanced Distribution Networks / A. Pregelj, M. Begovic, A. Rohatgi // IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 21, No. 3, August 2006. – p. 1442-1449.

38. Farshid Darabi. Reliability Cost Allocation of Protective devices / Farshid Darabi, Alireza Tavakoli Shooshtari, Ehsan Babaei, Saeed Darabi // 2011 IEEE Symposium on Business, Engineering and Industrial Applications (ISBEIA), Langkawi, Malaysia. – p. 469-474.

НУБІП УКРАЇНИ