

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

Факультет електроенерготехніки та автоматики

Кафедра електричних мереж та систем

«На правах рукопису»
УДК 621.311

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

Теймураз КАЦАДЗЕ

2025 р.

МАГІСТЕРСЬКА ДИСЕРТАЦІЯ

на здобуття ступеня магістра

за освітньо-професійною програмою «Електричні системи і мережі»

зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

на тему: «Ефективність роботи розподільних електричних мереж з використанням електроус-тановок секціонування»

Виконав:

студент II курсу групи ЕС-41мп
Барабаш Антон Володимирович

Науковий керівник:

Професор кафедри ЕМС, д-р техн. наук,
Кирик Валерій Валентинович

Рецензент:

доцент кафедри ВДЕ, канд. техн. наук, доцент,
Бардик Євгеній Іванович

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

Студент

Київ – 2025

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

Кафедра електричних мереж та систем

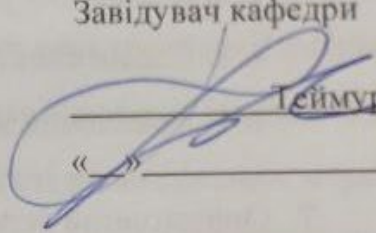
Рівень вищої освіти – другий (магістерський)

Спеціальність – 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Овітня програма – «Електричні системи і мережі»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри


Теймураз КАЦАДЗЕ

« » 2025 р.

**ЗАВДАННЯ
на магістерську дисертацію студенту
Барабашу Антону Володимировичу**

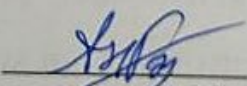
1. Тема проекту «Ефективність роботи розподільних електричних мереж з використанням електроустановок секціонування», науковий керівник дисертації Кирик Валерій Валентинович, професор, затверджені наказом п університету від «03» листопада 2025 р. № 4778-с.
2. Строк подання студентом проекту «09» грудня 2025 р.
3. Об'єкт дослідження районна електрична мережа номінальною напругою 10 кВ
4. Предмет дослідження: оптимізація роботи електричної мережі шляхом встановлення електроустановок секціонування
5. Перелік завдань які необхідно розробити:
 - 5.1. Визначення оптимальної конфігурації мережі.
 - 5.2. Вибір обладнання на ЛЕП-10.

- 5.3. Розрахунок режимів роботи електричної мережі у разі виникнення аварійних ситуацій.
- 5.4. Обґрунтування місць встановлення пунктів секціонування.
6. Орієнтовний перелік графічного матеріалу:
- 6.1. Вихідна схема районної мережі 10 кВ.
- 6.2. Встановлення пунктів секціонування в даній схемі.
- 6.3. Моделювання короткого замикання в обраній мережі.
- 6.4. Креслення реклоузера.
- 6.5. Схема електричних з'єднань реклоузера.
- 6.6. Креслення запобіжника-роз'єднувача вихлопного типу.
7. Орієнтовний перелік публікацій: стаття за матеріалами досліджень магістерської дисертації, назва – «Дослідження ефективності спільного встановлення реклоузерів та запобіжників-роз'єднувачів у розподільних мережах».
8. Дата видачі завдання «3» листопада 2025 року.

Календарний план

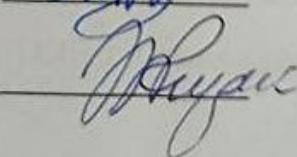
№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проекту	Строк виконання етапів проекту	Примітка
1	Вибір місць встановлення пунктів секціонування	25.09.25 – 10.10.25	
2	Моделювання короткого замикання в обраній мережі	10.10.25 – 25.11.25	
3	Підготовка креслень	25.11.25 – 2.12.25	
4	Оформлення магістерської дисертації	2.12.25 – 7.12.25	

Студент



Антон БАРАБАШ

Керівник проекту



Валерій КИРИК

РЕФЕРАТ

Магістерська дисертація містить пояснювальну записку та графічну частину. Пояснювальна записка розроблена на 87 аркушах формату А4, яка включає 17 рисунків, 38 таблиць та 21 джерел використаної літератури. Графічна частина представлена на 7 аркушах технічних креслень формату А1.

Актуальність теми. Забезпечення надійного та безперебійного електропостачання споживачів є одним із ключових завдань сучасних розподільних електричних мереж. Зношеність обладнання, зростання електричних навантажень, а також збільшення вимог до показників якості та безпеки електроенергії потребують впровадження нових технічних рішень для оптимізації роботи мереж. Одним із найбільш ефективних напрямів підвищення надійності розподільних мереж є застосування електроустановок секціонування — автоматичних повторних включень (реклоузерів) та запобіжників роз'єднувачів вихлопного типу.

Встановлення таких пристроїв дозволяє локалізувати аварійні ділянки, скоротити тривалість та обсяг відключень, зменшити витрати на експлуатацію мереж та підвищити їх загальну працездатність. Таким чином, дослідження ефективності використання секціонуючих пристроїв у мережах 10 кВ є актуальним з огляду на потреби модернізації електричних мереж України.

Мета і завдання дослідження. Підвищення ефективності та надійності роботи розподільних електричних мереж 10 кВ шляхом обґрунтування доцільності та визначення впливу встановлення реклоузера і запобіжника роз'єднувача вихлопного типу.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити такі завдання:

- проаналізувати технічний стан, особливості роботи та проблемні аспекти експлуатації розподільних мереж 10 кВ;
- дослідити принципи роботи та характеристики реклоузерів і запобіжників роз'єднувачів вихлопного типу;
- розробити або обрати модель ділянки мережі для аналізу впливу встановлення секціонуючих пристроїв;

- обрати оптимальні точки встановлення реклоузерів та запобіжників-роз'єднувачів вихлопного типу;
- порівняти результати роботи мережі до і після впровадження секціонування;
- надати рекомендації щодо оптимального застосування зазначених пристроїв у мережах 10 кВ;

Об'єкт дослідження. Розподільні електричні мережі напругою 10 кВ.

Предмет дослідження. Режими функціонування розподільних мереж з реклоузерами 10 кВ та запобіжниками роз'єднувачами вихлопного типу.

Методи дослідження. Вирішення поставлених у дисертаційній роботі завдань здійснюється на основі теорії усталених режимів та із застосуванням програмних комплексів для моделювання усталених режимів роботи електричних мереж.

Практичне значення одержаних результатів. Одержані в дисертації результати можуть бути використані в задачах проектування електричних мереж, та їх впровадження в існуючі ЛЕП.

Публікації за темою дослідження.

Барабаш А. В., Кирик В. В. Дослідження ефективності спільного використання реклоузерів та запобіжників-роз'єднувачів у розподільних мережах. *Міжнародний науково-технічний журнал "Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики"*. 2025. № 2025.

Барабаш А. В., Кирик В. В. Застосування реклоузерів та запобіжників-роз'єднувачів у розподільних мережах. *Modern engineering and innovative technologies*.

РАЙОННА ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, РЕКЛОУЗЕР, ПОВІТРЯНА ЛІНІЯ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ, РЕЖИМ РОБОТИ, СТРУМ, НАПРУГА, ОПІР, ЗАПОБІЖНИК-РОЗ'ЄДНУВАЧ ВИХЛОПНОГО ТИПУ.

ABSTRACT

The master's thesis contains an explanatory note and a graphic part. The explanatory note is developed on 87 sheets of A4 format, which includes 17 figures, 38 tables and 21 sources of literature used. The graphic part is presented on 7 sheets of technical drawings of A1 format.

Relevance of the topic. Ensuring reliable and uninterrupted power supply to consumers is one of the key tasks of modern distribution electricity networks. Equipment wear and tear, increasing electrical loads, and increasing requirements for electricity quality and safety indicators require the implementation of new technical solutions to optimize network operation. One of the most effective ways to increase the reliability of distribution networks is to use electrical sectioning devices - automatic reclosers (reclosers) and exhaust-type fuse disconnectors.

Installing such devices allows you to localize emergency areas, reduce the duration and volume of outages, reduce network operating costs, and increase their overall performance. Thus, the study of the effectiveness of the use of sectioning devices in 10 kV networks is relevant in view of the needs of modernization of the electrical networks of Ukraine.

Purpose and objectives of the study. Increasing the efficiency and reliability of 10 kV distribution electrical networks by substantiating the feasibility and determining the impact of installing a recloser and a fuse-disconnector of the exhaust type on the network performance indicators.

To achieve the set goal, it is necessary to solve the following tasks:

- analyze the technical condition, features of operation and problematic aspects of the operation of 10 kV distribution networks;
- investigate the principles of operation and characteristics of reclosers and fuse-disconnectors of the exhaust type;
- develop or select a model of a network section for analyzing the impact of installing sectioning devices;

- select the optimal installation points for reclosers and fuse-disconnectors of the exhaust type;
- compare the results of network operation before and after the introduction of sectioning;
- provide recommendations on the optimal use of these devices in 10 kV networks;

Object of research. Distribution electrical networks with a voltage of 10 kV.

Subject of research. Operating modes of distribution networks with 10 kV reclosers and exhaust-type disconnector fuses.

Research methods. The solution of the tasks set in the dissertation work is carried out on the basis of the theory of steady-state modes and with the use of software complexes for modeling steady-state modes of operation of electrical networks.

Practical significance of the results obtained. The results obtained in the dissertation can be used in the design of electrical networks and their implementation in existing power lines..

Publications on the topic of the study.

Barabash A. V., Kyryk V. V. Study of the efficiency of joint use of reclosers and fuse disconnectors in distribution networks. *International Scientific and Technical Journal “Modern Problems of Power Engineering and Automation”*. 2025. No. 2025.

Barabash A. V., Kyryk V. V. Use of reclosers and fuse disconnectors in distribution networks. *Modern engineering and innovative technologies*.

DISTRICT ELECTRICAL NETWORK, RECLOSER, OVERHEAD POWER TRANSMISSION LINE, OPERATION MODE, CURRENT, ON-LINE, RESISTANCE, EXHAUST TYPE FUSE-DISCONNECTOR.

ЗМІСТ

Перелік умовних скорочень	10
Вступ.....	11
1 Методи секціонування електричних мереж	13
1.1 Загальні принципи та призначення секціонування розподільних мереж.....	13
1.2 Реклоузери як засіб автоматичного секціонування розподільних електричних мереж	15
1.3 Запобіжники-роз'єднувачі вихлопного типу як елемент секціонування та захисту розподільних мереж	19
Висновки до розділу 1.....	22
2 Вибір конфігурації та обладнання мережі	23
2.1 Конфігурація мережі та вибір місць встановлення пунктів секціонування	23
2.2 Перевірка РЕМ при виведенні трансформатора в ремонт	26
2.3 Вибір місць встановлення реклоузера та ЗРВТ і вибір їх параметрів.....	31
Висновки до розділу 2.....	35
3 Електричний розрахунок режиму роботи при КЗ.....	36
3.1 Техніко-економічні порівняння.....	36
3.2 Моделювання КЗ на ділянці 30-37.....	37
3.2.1 Встановлення пунктів секціонування.....	38
3.2.2 Функціонування пунктів після секціонування	40
3.2.3 Техніко-економічні порівняння, у разі короткочасного КЗ.....	41
3.2.4 Техніко-економічні порівняння, у разі довготривалого КЗ.....	43
3.3 Моделювання КЗ на ділянці 110-118	44
3.3.1 Встановлення пунктів секціонування.....	44
3.3.2 Функціонування пунктів після секціонування	46
3.3.3 Техніко-економічні порівняння, у разі короткочасного КЗ.....	47
3.3.4 Техніко-економічні порівняння, у разі довготривалого КЗ.....	49
3.4 Моделювання КЗ на ділянці 138/8-138/23	49
3.4.1 Встановлення пунктів секціонування.....	50

3.4.2 Функціонування пунктів після секціонування	52
3.4.3 Техніко-економічні порівняння, у разі короткочасного КЗ.....	53
3.4.4 Техніко-економічні порівняння, у разі довготривалого КЗ.....	55
3.5 Моделювання КЗ на ділянці від опори №129 до ТП яка захищена ЗРВТ.....	56
3.5.1 Функціонування пунктів після секціонування	56
3.5.2 Техніко-економічні порівняння, у разі короткочасного КЗ.....	57
3.5.3 Техніко-економічні порівняння, у разі довготривалого КЗ.....	59
Висновки до розділу 3.....	60
4 СТАРТАП-ПРОЄКТ ВПРОВАДЖЕННЯ СИСТЕМИ СЕКЦІОНУ-ВАННЯ МЕ-	
РЕЖІ 10 кВ.....	61
4.1 Мета проєкту та передумови формування концепції	61
4.2 Огляд ринку секціонування та потенційних замовників	62
4.2.1 Основні світові виробники реклоузерів.....	63
4.3 Технічна концепція та архітектура запропонованої системи секціонування...	65
4.4 Фінансова модель стартап-проєкту.....	67
4.5 Бізнес-модель та комерційна пропозиція стартапу.....	70
4.6 План впровадження (дорожня карта) стартап-проєкту.....	73
4.7 Оцінка ризиків та шляхи їх мінімізації.....	75
4.8 Соціальний, енергетичний, економічний та екологічний ефект від впрова-	
дження системи автоматичного секціонування.....	78
Висновки до розділу 4.....	80
ВИСНОВКИ.....	82
Список використаних джерел.....	84
Додаток А Результат перевірки дипломного проєкту на плагіат.....	87

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ

ЕС	– енергосистема;
ЗРВТ	– запобіжник роз'єднувач вихлопного типу;
КЗ	– коротке замикання
ЛЕП	– лінія електропередавання;
НН	– низька напруга;
ПЛ	– повітряна лінія електропередавання;
ОЕС	– об'єднана енергосистема;
ОПН	– обмеження перенапруги;
РЕМ	– районна електрична мережа;
РЗА	– релейний захист та автоматика;
СН	– середня напруга;
Т	– трансформатор.

ВСТУП

Сучасний розвиток електроенергетики в Україні характеризується стрімким зростанням вимог до якості, надійності та безперебійності електропостачання. Зі збільшенням електричних навантажень, інтеграцією нових технологій, децентралізацією генерації та необхідністю забезпечення стійкої роботи електричних мереж в умовах частих аварійних ситуацій зростає потреба у впровадженні технічних рішень, здатних підвищити рівень оперативності та керованості розподільних систем. Розподільні електричні мережі 10 кВ є ключовою ланкою електропостачання, оскільки забезпечують передачу електричної енергії від підстанцій до кінцевого споживача. Саме на їхній надійності, здатності швидко реагувати на пошкодження та гнучкості роботи безпосередньо ґрунтується стабільність енергетичної системи.

Однак значна частина таких мереж має застаріле обладнання, фізичний і моральний знос якого досягає критичних величин. Це призводить до збільшення кількості аварійних вимкнень, подовження часу ліквідації пошкоджень та зниження якості електропостачання для населення і промисловості. Особливої актуальності ці проблеми набувають в умовах сучасних викликів, зокрема підвищеної аварійності, необхідності адаптації мереж до змінних режимів навантаження, а також потреби у зменшенні витрат, пов'язаних із ненадійністю електропостачання.

Ефективним інструментом модернізації розподільних мереж є застосування електроустановок секціонування — пристроїв, що дозволяють оперативно локалізувати аварійну ділянку та зменшити зону знеструмлення. Серед таких пристроїв найбільш поширеними та технологічно ефективними є реклоузери (автоматичні вимикачі повторного включення) та запобіжники роз'єднувачів вихлопного типу, що забезпечують селективність, швидкість реагування та мінімізацію негативних наслідків аварійних режимів. Встановлення реклоузерів дозволяє автоматично відновлювати електропостачання після короточасних пошкоджень, які становлять переважну більшість аварій у повітряних мережах. Запобіжники вихлопного типу, у свою чергу, забезпечують ефективний захист від струмів короткого замикання та запобігають більш масштабним пошкодженням мережевого обладнання.

Застосування таких засобів секціонування дає можливість оптимізувати режими роботи мережі, скоротити втрати електричної енергії, зменшити витрати на експлуатацію, підвищити показники SAIDI, SAIFI та CAIDI, що є ключовими індикаторами якості електропостачання. Своєчасна локалізація пошкодженої ділянки та відновлення живлення споживачів значно підвищують ефективність роботи мережі та знижують економічні збитки, пов'язані з відключеннями.

У цьому контексті постає необхідність проведення комплексного дослідження доцільності та ефективності впровадження реклоузера 10 кВ та запобіжника роз'єднувача вихлопного типу у конкретну ділянку розподільної електричної мережі. Такий аналіз дозволить оцінити технічні та економічні переваги секціонування, визначити можливі ризики, а також розробити рекомендації щодо оптимальної конфігурації мережі для підвищення її надійності.

Магістерська робота присвячена вивченню впливу застосування сучасних засобів секціонування на ефективність функціонування мережі 10 кВ, оцінці їх ролі в обмеженні аварійних наслідків, а також визначенню економічної доцільності їх використання. Результати дослідження можуть бути корисними для підприємств електричних мереж при плануванні реконструкції та модернізації систем розподілу електричної енергії..

1 МЕТОДИ СЕКЦІОНУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

1.1 Загальні принципи та призначення секціонування розподільних мереж

Секціонування розподільних електричних мереж є одним із найважливіших інженерних рішень, спрямованих на підвищення їхньої надійності, гнучкості та стійкості до аварійних режимів. Його основна мета полягає у поділі мережі на окремі електричні ділянки з можливістю автоматичного або дистанційного від'єднання пошкодженого фрагмента. Завдяки цьому локалізується місце аварії, зменшується кількість знеструмлених споживачів, скорочується тривалість перерв у електропостачанні та знижується економічний збиток від відключень.

У мережах 6–10 кВ більшість аварій має короткочасний характер (наприклад, пробой ізоляції через гілки дерев, птахів, атмосферні явища). Статистика міжнародних операторів мереж показує, що до 70% таких пошкоджень є непостійними і зникають самі після короткого відключення лінії [1]. Тому застосування технологій автоматичного секціонування (зокрема реклоузерів) дозволяє не лише зменшити час відновлення, а й взагалі уникнути виїзду оперативної бригади на місце. В умовах України однією з характерних проблем є значна протяжність повітряних ліній, що призводить до зниження надійності роботи мережі [17].

Крім того, секціонування є важливим інструментом для забезпечення стійкої роботи мереж із розосередженою генерацією, де збільшується ймовірність зворотного живлення та нестандартних перехідних процесів. У таких умовах традиційні схеми з вручним керуванням часто втрачають ефективність, тоді як автоматизовані пристрої здатні швидко реагувати на зміну режимів і підвищувати загальну гнучкість мережі.

Існуючі засоби секціонування можна поділити на ручні та автоматичні:

- ручне секціонування (роз'єднувач, відокремлювач, перемичка);
- автоматичне секціонування (реклоузери, АПВ);

Розглянемо кожен вид окремо:

Ручне секціонування є традиційним способом поділу лінії на ділянки, який широко використовується у мережах 6–10 кВ. Попри розвиток автоматизації, ці засоби залишаються актуальними через простоту конструкції, високу надійність та невелику вартість.

Основна особливість полягає в тому, що перемикання виконує оперативний персонал, що потребує виїзду до місця встановлення обладнання.

Перевагами ручного секціонування є низька вартість обладнання, низькі вимоги до обслуговування, проста конструкція та її висока надійність також їх можна встановити у будь якій точні ЛЕП.

Однак їхній ключовий недолік — потреба фізичного доступу, що в умовах сільської місцевості, бездоріжжя, складних погодних умов призводить до значних затримок.

Час відновлення живлення при використанні тільки ручного секціонування зазвичай становить від 30 хв до кількох годин, залежно від розташування лінії та оперативності персоналу. Для сучасних вимог показників SAIDI/SAIFI це часто неприйнятно.

Автоматичне секціонування — це сучасний і найбільш ефективний спосіб поділу мережі. Його головна мета — миттєво локалізувати аварійну ділянку ЛЕП та мінімізувати час вимкнення споживачів.

Завдяки впровадженню сучасних технологій, вдається зменшити час відключення мережі до 30 хв (час виїзду бригади та відновлення електропостачання у разі ручного секціонування), що в свою чергу дозволяє економити на втратах електроенергії в мережі та забезпечує довговічну роботу даного обладнання.

Все обладнання автоматичного секціонування має працювати без участі оперативного персоналу, здійснювати відключення за сигналами автоматичного захисту, інтегруються у програмні комплекси SCADA та АСК ТП. Основними перевагами є можливість моніторингу роботи ЛЕП у режимі реального часу, висока швидкодія у разі КЗ, що в свою чергу знижує показник SAIDI - середню тривалість відключення для кожного клієнта.

У мережах 6–10 кВ частота аварійних вимкнень порівняно висока через специфіку повітряних ліній: вплив погодних явищ, зношення ізоляції, короточасні замикання на землю через дерева, гілки, грозові перенапруги. Статистика операторів систем розподілу свідчить, що до 70–90 % пошкоджень у ПЛ 10 кВ мають короточасний характер і не призводять до тривалого обриву або суттєвих пошкоджень проводу. Це робить автоматизоване секціонування особливо важливим.

Правильно впроваджене секціонування забезпечує значне підвищення надійності. Наприклад, встановлення реклоузера в середині лінії може зменшити середню зону відключення у 2–5 разів, а використання селективних запобіжників дозволяє автоматично відокремити кінцеву ділянку без відключення магістралі. Таким чином, секціонування є базовим інженерним рішенням при модернізації електричних мереж середньої напруги.

У провідних країнах ЄС за останнє десятиліття частка автоматизованих пристроїв секціонування в мережах 10–20 кВ досягла 50–75%, і ця цифра щороку зростає [2].

1.2 Реклоузери як засіб автоматичного секціонування розподільних електричних мереж

Реклоузери, або автоматичні вимикачі повторного включення, посідають центральне місце в сучасних розподільних мережах середньої напруги, оскільки вони поєднують у собі функції комутаційного апарата, пристрою релейного захисту та елемента системи автоматизації. Їх впровадження є одним із ключових напрямів підвищення надійності електропостачання, оскільки саме реклоузери дозволяють максимально ефективно обмежувати наслідки короточасних і довготривалих пошкоджень у мережі.

Реклоузер — це інтелектуальний комутаційний апарат, який поєднує в собі вимикач навантаження, систему релейного захисту та багатоступеневе АПВ. Сучасні реклоузери провідних виробників (ABB OVR, NOJA Power OSM, Tavrida

Electric OSM, Schneider Easergy, Siemens Fusesaver, Sicame, ENEXT тощо) дозволяють здійснювати повноцінний аналіз аварійної ситуації та приймати рішення за частки секунди [3][4].

У типовій повітряній лінії 6–10 кВ значну частину аварій становлять короткочасні замикання, викликані атмосферними явищами, тваринами, рослинністю тощо. У більшості таких випадків пошкодження не є стійким і зникає через доли секунди. Традиційні вимикачі у таких умовах часто повністю відключають лінію, що призводить до знеструмлення великої кількості споживачів і потребує втручання оперативного персоналу. Реклоузер же працює за принципом багаторазових спроб включення, що дозволяє відновити роботу лінії без залучення персоналу та без порушення безперервності енергопостачання.

Основним призначенням реклоузера є автоматичне локальне відключення пошкоджень та виконання циклів повторного включення з подальшим відновленням напруги на споживачів, якщо пошкодження є короткочасним. Його встановлюють у ключових точках мережі, де необхідна висока швидкодія та відсутність людського фактору.

Як правило їх встановлюють на початку ЛЕП-10 кВ, в середині довгих магістралей, в місцях переходу між магістралю та відгалуженням понад 1 км та в зонах з високою імовірністю короткочасних аварій.

Важливою особливістю реклоузера є можливість його встановлення без будівництва додаткових споруд, що значно спрощує модернізацію мережі. Завдяки можливості роботи на опорі повітряної лінії реклоузер дозволяє швидко автоматизувати навіть ті ділянки мережі, які раніше не піддавалися жодній формі дистанційного контролю.

Конструктивно реклоузер складається з шести ключових елементів, кожен з цих елементів має свою функцію та призначення розглянемо їх:

- вимикач силовий — зазвичай вакуумний або елегазовий він забезпечує гасіння дуги при комутації струмів КЗ;

- мікропроцесорний контролер — голова реклоузера, саме він визначає параметри аварії, вибирає алгоритм АПВ, збирає телеметрію та забезпечує зв'язок з диспетчерськими системами;
- трансформатори струму та напруги — елементи вимірювання, що дозволяють конт-ролеру визначати режим роботи мережі;
- комунікаційний модуль (модем) — GSM/3G/4G, радіоканал, оптичний канал або інші засоби зв'язку, що забезпечують швидку передачу даних та можливість інтеграції реклоузера в SCADA;
- живлення та резервування — трансформатори власних потреб в сукупності з акумуляторними батареями, які дозволяють реклоузеру працювати навіть при повній відсутності напруги;
- механічний блок керування — який дає можливість ручного керування у випадках технічного обслуговування або будівництва додаткових відгалужень;

Завдяки цій складній структурі він може працювати автономно протягом тривалого часу, при цьому забезпечує аварійні та нормальні комутації в РЕМ.

Основною функцією реклоузера є АПВ. Робота АПВ базується на статистичному факті, що більшість коротких замикань короткочасні, в свою чергу контролер реклоузера дає можливість встановити кількість відключень та витримку часу між ними. У системах з високими вимогами до надійності допускається застосування «м'яких» алгоритмів, коли перший цикл АПВ має мінімальний час витримки, а наступні — збільшені. Це дозволяє враховувати реальні фізичні процеси у лінії та уникати зайвих повторних ударів по мережі.

Переваги встановлення реклоузерів навіть через їхню дороговизну є настільки вагомими, що їх використання в ЕМ стало фактично стандартом.

До переваг відноситься:

- значне зменшення тривалості перерв електропостачання;
- автоматична локалізація пошкоджень без участі людського фактору;
- висока селективність;

– можливість дистанційного керування через SCADA, що в свою чергу дає можливість диспетчеру оперативно реагувати на будь-які зміни в роботі мережі;

З економічної точки зору важливою є й та особливість, що реклоузер дозволяють зменшити втрати електроенергії та скоротити кількість недовідпущеної енергії у випадку аварій, що має безпосередні фінансові наслідки для оператора системи розподілу.

Реклоузери можливо встановлювати як на одній опорі так і на двох опорах, що дозволяє виконувати монтаж в складнодоступних місцях, дані приклади зображено на рис.1.1 та рис.1.2.



Рисунок 1.1 – Реклоузер на двох опорах [5]

Таким чином, реклоузер стає не лише комутаційним апаратом, а й інтелектуальною одиницею, яка бере участь у формуванні оптимального режиму електропостачання.

Проте попри значні переваги вони мають і певні недоліки, серед яких дороговизна обладнання, необхідність технічного обслуговування, потреба стабільного

каналу зв'язку, однак у більшості випадків ці недоліки є не критичними й повністю компенсуються високими експлуатаційними перевагами.

Як висновок реклоузер є одним з найефективніших засобів автоматизації розподільних мереж середньої напруги. Вони дозволяють підвищити надійність електропостачання, зменшити тривалість відключень споживачів та оптимізувати роботу оперативних бригад. Їх застосування є виправданим як у міських, так і в сільських мережах, де їх можливість працювати автономно та швидко реагувати на аварійні режими забезпечує значні техніко-економічні переваги.



Рисунок 1.2 – Реклоузер на одній опорі [6]

1.3 Запобіжники-роз'єднувачі вихлопного типу як елемент секціонування та захисту розподільних мереж

Запобіжники-роз'єднувачі вихлопного типу (часто відомі як «вихлопні запобіжники», «cut-out fuse» або «FCO») є одним із найбільш поширених та ефективних апаратів у повітряних лініях 6–10 кВ. Попри відносно просту конструкцію, ці пристрої виконують важливу роль у захисті та секціонуванні розподільних мереж, забезпечуючи селективне відключення окремих відгалужень або трансформаторних підстанцій у разі виникнення аварії.

Їх популярність зумовлена низкою переваг, серед яких простота монтажу, висока надійність, відсутність необхідності у власному живленні та невисока вартість. Все це робить запобіжники-роз'єднувачі незамінними у сільських та міських розподільних мережах, а також там, де встановлення складніших апаратів, таких як реклоузери або автоматичні секціонатори, є економічно невиправданим.

Основне призначення запобіжника-роз'єднувача полягає у захисті відгалужень, трансформаторів та окремих споживачів від струмів короткого замикання та перевантаження. У разі виникнення аварійного струму плавка вставка розплавляється, а тримач запобіжника випадає вниз, тим самим створюючи видимий розрив — важливу ознаку для оперативного персоналу.

Принцип роботи запобіжника є доволі простим, але високоефективним. У нормальному режимі патрон утримується в контактній групі за допомогою засувки, а всередині нього проходить струм через плавку вставку. При виникненні струму короткого замикання або значного перевантаження:

Струм різко зростає в наслідок чого плавка вставка розігрівається та розплавляється, що в свою чергу порушує контакт між тримачем і нерухомою частиною. Патрон «випадає» вниз під власною вагою, усередині вихлопної камери гаситься електрична дуга та у схемі створюється видимий розрив, що сигналізує персоналу про спрацювання.

Перевагою такого способу є його абсолютна автономність: запобіжник не потребує електроживлення, спеціальних налаштувань або технічного обслуговування, окрім періодичної заміни плавких вставок.

Запобіжники-роз'єднувачі вихлопного типу є простими, дешевими та надійними апаратами, що відіграють важливу роль у системі захисту та секціонування розподільних електричних мереж. Вони забезпечують високу селективність, дозволяють локалізувати пошкодження та зменшують масштаб аварій, роблячи роботу мережі більш стабільною та прогнозованою.

Попри певні обмеження, їх застосування є виправданим і ефективним у більшості практичних ситуацій, особливо в комплексі з реклоузерами та автоматичними секціонаторами.

RHDN встановлювати як на одну так і на дві опори, це в свою чергу дозволяє виконувати монтаж на будь якій ділянці електричної мережі, приклад зображено на рис.1.3.

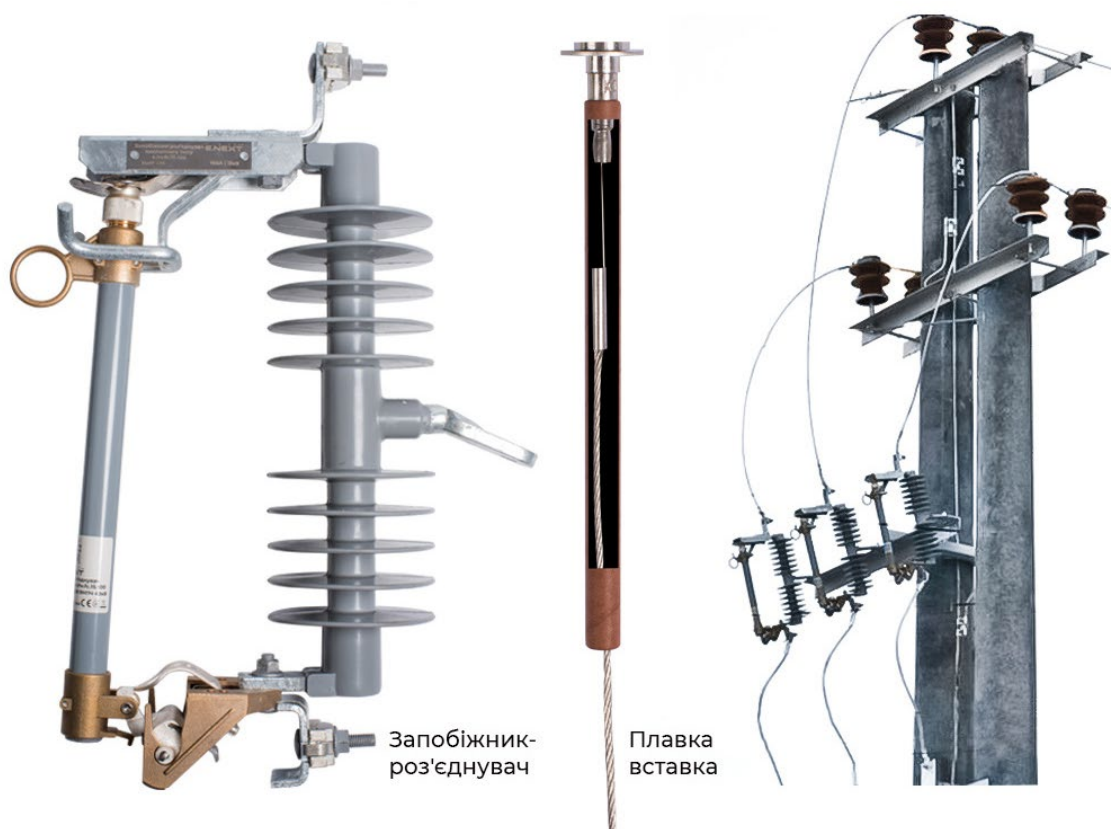


Рисунок 1.3 – Запобіжник-роз'єднувач вихлопного типу від компанії E.NEXT [7]

Крім того, важливо зазначити, що сучасні модифікації запобіжників-роз'єднувачів вихлопного типу поступово вдосконалюються виробниками, що ще більше підвищує їхню ефективність у реальних умовах експлуатації. Нові конструкції мають підвищену стійкість до атмосферних впливів, поліпшені дугогасильні камери, антиобледенювальні покриття та можливість встановлення індикаторів спрацювання, які значно полегшують огляд ліній після аварії. У деяких моделях передбачено навіть можливість дистанційного моніторингу стану патрона через прості телеметричні модулі, що дозволяє оперативно визначати місце пошкодження без тривалого огляду довгих ділянок ЛЕП. Запобіжник-роз'єднувач вихлопного типу може застосовуватися як у складі комплексних систем секціонування, так і як самостійний елемент управління ділянкою лінії [16].

Висновки до розділу 1

1) На основі розглянутих принципів та способів секціонування розподільних електричних мереж 6–10 кВ показано, що секціонування є важливим інструментом підвищення надійності, безпеки та ефективності роботи мережі. Проаналізовано ручні, автоматичні та захисні методи секціонування. Особливу увагу приділено двом ключовим пристроям:

- реклоузерам, що дозволяють автоматично усувати короточасні аварії та мінімізувати тривалість відключень;
- запобіжникам-роз'єднувачам вихлопного типу, які забезпечують ефективний селективний захист кінцевих ділянок мереж.

2) Установлено, що необхідно провести технічний аналіз роботи зазначених пристроїв у конкретній лінії 10 кВ, визначено їх вплив на показники надійності та обґрунтовано економічну доцільність їхнього застосування.

2 ВИБІР КОНФІГУРАЦІЇ ТА ОБЛАДНАННЯ МЕРЕЖІ

2.1 Конфігурація мережі розрахунок усталеного режиму

Для забезпечення швидкодіючого та ефективного секціонування необхідно вибрати місця встановлення цих пунктів в існуючій ЛЕП-10 кВ, враховуючи економічність, надійність та технічні умови, зумовлені споживаною потужністю в пунктах схеми РЕМ. Головним критерієм вибору є мінімізація функції дисконтованих витрат.

Щоб вирішити це питання необхідно провести моделювання КЗ в різних пунктах мережі, розрахунки проводимо в програмному комплексі PowerFactory:

Створимо схему РЕМ в програмному комплексі PowerFactory рисунок 2.1.

Вихідні дані мережі зобразимо у вигляді таблиць (табл. 2.1, 2.2, 2.3, 2.4).

Таблиця 2.1 – Трансформатори на підстанціях

Тип	Повна потужність S , MVA	Номін. напруга ВН/НН, кВ	Втрати в міді, кВт	Напруга КЗ, %	Реактивний опір	Активний опір
ТДН-10000/110	10	110/10	120	1,2	0,1043	0,012
ТДН-10000/110	10	110/10	120	1,2	0,1043	0,012

Таблиця 2.2 – Тип проводу ЛЕП-10 кВ

Тип проводу	Номінальна напруга, кВ	Номінальний допустимий струм, А	Опір проводу, Ом/км
3хСПП-1х120	10	430	0,558
3хСПП-1х70	10	240	0,422

Таблиця 2.3 – Довжини ділянок ЛЕП-10 кВ

Назва ділянки Початок/кінець	Магістраль/відгалуження	Тип проводу	Довжина ділянки, км	Кількість опор на ділянці
1-30	Магістраль	3хСПП-1х120	1,5	30
30-37	Магістраль	3хСПП-1х120	0,35	7
37-40	Магістраль	3хСПП-1х120	0,2	4
40-48	Магістраль	3хСПП-1х120	0,4	8
48-71	Магістраль	3хСПП-1х120	1,15	23
71-100	Магістраль	3хСПП-1х120	1,45	29
100-110	Магістраль	3хСПП-1х120	0,45	9
110-118	Магістраль	3хСПП-1х120	0,44	9
118-122	Магістраль	3хСПП-1х120	0,2	4
122-129	Магістраль	3хСПП-1х120	0,35	7
129-138	Магістраль	3хСПП-1х120	0,45	9

Продовження таблиці 2.3

Назва ділянки Початок/кінець	Магістраль/відгалуження	Тип проводу	Довжина ділянки, км	Кількість опор на ділянці
138-139	Магістраль	3хСПП-1х120	0,5	1
48-48/7	Відгалуження	3хСПП-1х70	0,35	7
48/7-48/11	Відгалуження	3хСПП-1х70	0,2	4
48/11-48/17	Відгалуження	3хСПП-1х70	0,3	6
48/7-48/24	Відгалуження	3хСПП-1х70	0,4	8
100-100/5	Відгалуження	3хСПП-1х70	0,25	5
100/5-100/11	Відгалуження	3хСПП-1х70	0,3	6
100/5-100/28	Відгалуження	3хСПП-1х70	0,4	8
100/11-100/15	Відгалуження	3хСПП-1х70	0,2	4
100/11-100/21	Відгалуження	3хСПП-1х70	0,35	7
122-123/3	Відгалуження	3хСПП-1х70	0,15	3
122/3-122/8	Відгалуження	3хСПП-1х70	0,25	5
122/8-122/11	Відгалуження	3хСПП-1х70	0,15	3
122/11-122/13	Відгалуження	3хСПП-1х70	0,1	2
122/13-122/18	Відгалуження	3хСПП-1х70	0,25	5

Таблиця 2.4 – Навантаження на опори

Номер опори	Активна потужність, МВт	Реактивна потужність, МВАр	Повна потужність, МВА	Розрахунковий струм, кА	Коефіцієнт потужності
30	0,63	0,127927	0,642857	0,037115	0,98
37	0,4	-0,08122	0,408163	0,023565	0,98
40	0,16	-0,06816	0,173913	0,010041	0,92
48/11	0,063	-0,02684	0,068478	0,003954	0,92
48/17	0,25	-0,05076	0,255102	0,014728	0,98
48/24	0,4	-0,08122	0,408163	0,023565	0,98
71	0,16	-0,06816	0,173913	0,010041	0,92
100/15	0,4	-0,08122	0,408163	0,023565	0,98
100/21	0,16	-0,06816	0,173913	0,010041	0,92
100/28	0,25	-0,05076	0,255102	0,014728	0,98
107	0,25	-0,05076	0,255102	0,014728	0,98
118	0,4	0,081223	0,408163	0,023565	0,98
122/3	0,16	-0,06816	0,173913	0,010041	0,92
122/8	1	-0,20306	1,020408	0,058913	0,98
122/11	0,063	-0,02684	0,068478	0,003954	0,92
122/13	0,16	-0,06816	0,173913	0,010041	0,92
122/18	0,1	-0,0426	0,108696	0,006276	0,92
122/22	0,25	-0,05076	0,255102	0,014728	0,98
129	0,4	0,081223	0,408163	0,023565	0,98
138/8	0,4	-0,08122	0,408163	0,023565	0,98
138/11	0,25	-0,05076	0,255102	0,014728	0,98
138/14	0,25	-0,05076	0,255102	0,014728	0,98
138/23	0,16	-0,06816	0,173913	0,010041	0,92
138/25	0,16	-0,06816	0,173913	0,010041	0,92

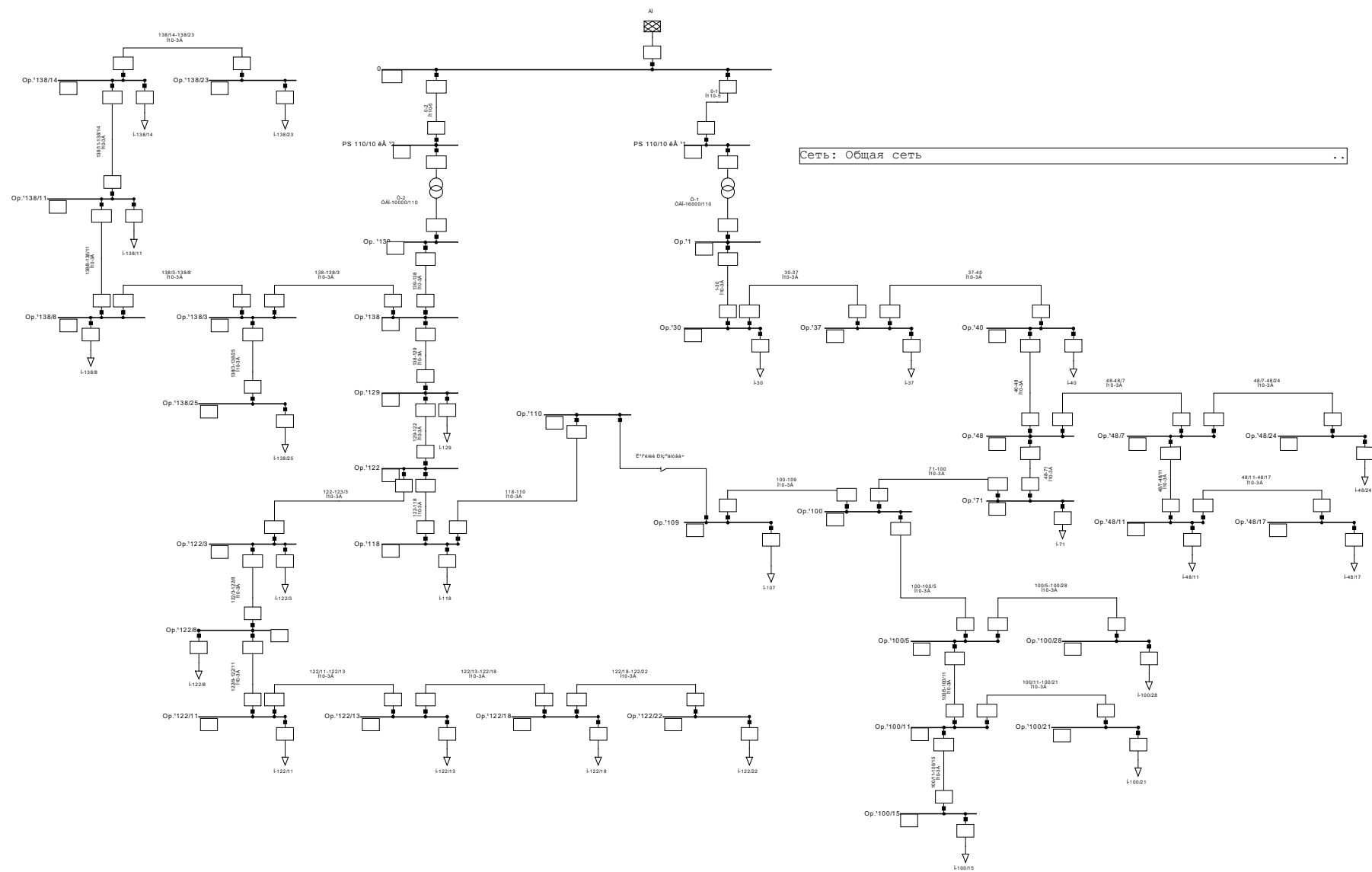


Рисунок 2.1 – Схема нормального режима РЕМ

Проводимо розрахунок усталеного режиму за умови температури повітря 20 С, рисунок 2.2 в нашому випадку лінія розключена завдяки лінійному роз'єднувачу між опорами №109-№110. Розрахункові падіння напруги, завантаженості ліній та трансформаторів РЕМ зобразимо у вигляді таблиць (табл. 2.5, 2.6, 2.7).

Таблиця 2.5 – Завантаженість трансформаторів

Тип	Повна потужність S , MBm	Номінальна напруга ВН, кВ	Номінальна напруга НН, кВ	Завантаженість %
T2	10	111	10,1	22,79
T1	10	111	10,1	38,15

Таблиця 2.6 – Падіння напруги по магістралі

Номер опори	Номінальна лінійна напруга, кВ	Номер опори	Номінальна лінійна напруга, кВ
1	10,08	139	10,1
30	9,84	138	10,09
37	9,79	129	10,03
40	9,77	122	9,99
48	9,73	118	9,98
71	9,67	110	9,98
100	9,59		
109	9,58		

Таблиця 2.7 – Завантаженість відрізків РЕМ по магістралі

Назва ділянки Початок/кінець	Довжина ділянки, км	Завантаженість %	Назва ділянки Початок/кінець	Довжина ділянки, км	Завантаженість %
1-30	1,5	43,8	110-118	0,44	0,001
30-37	0,35	35,67	118-122	0,2	5,45
37-40	0,2	30,08	122-129	0,35	29,16
40-48	0,4	27,73	129-138	0,45	34,31
48-71	1,15	17,64	138-139	0,05	51,00
71-100	1,45	15,26			
100-110	0,45	3,57			

Відповідно до усталеного режиму, РЕМ працює в нормі, ЛЕП та трансформатори працюють в нормі, без значних завантажень.

2.2 Перевірка РЕМ при виведенні трансформатора в ремонт

Проведемо моделювання, що в плановий ремонт вивели Т1 таке ж моделювання проведемо для Т2, розрахунок аварійного режиму зображено на рисунку 2.3.

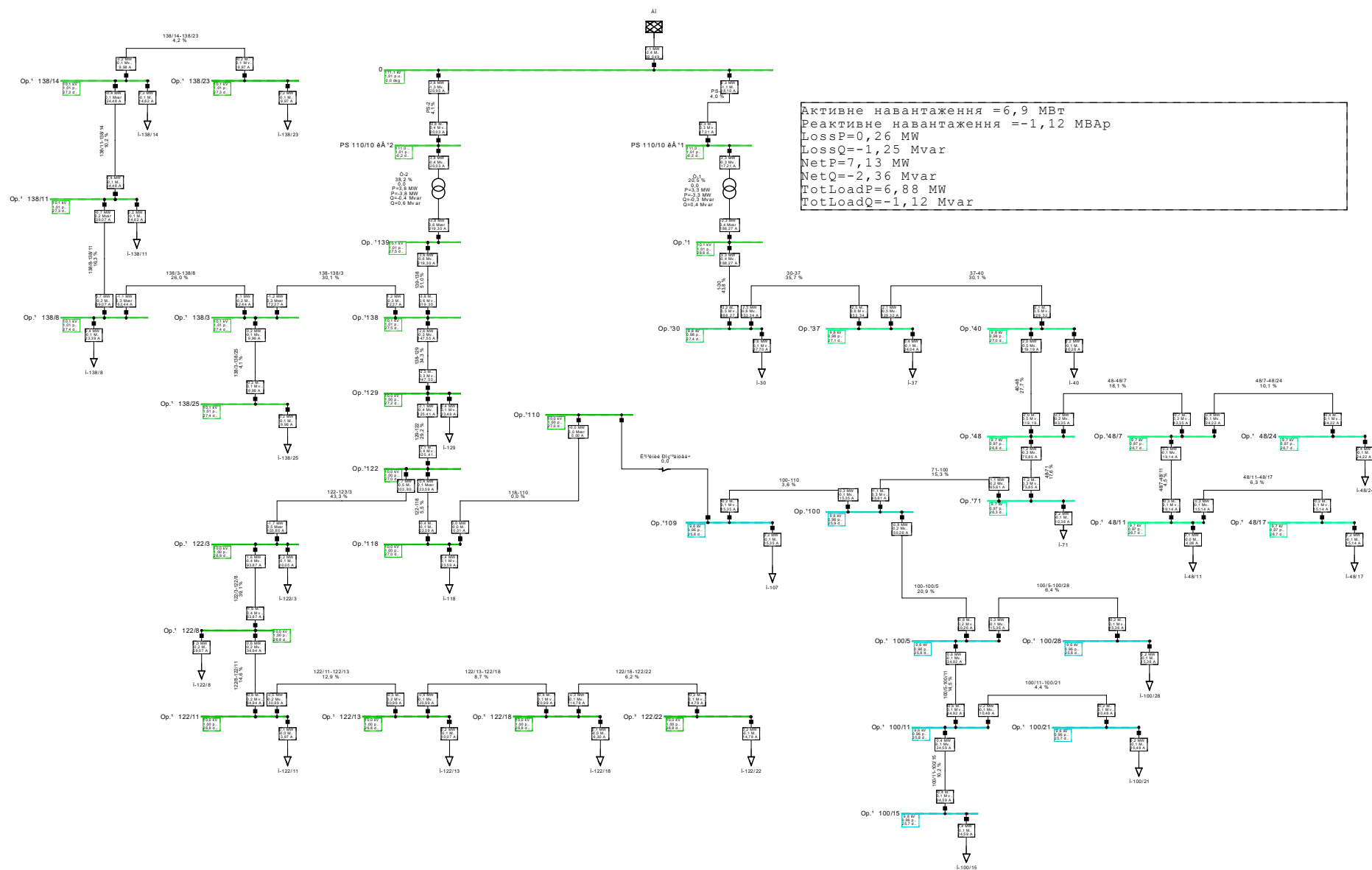


Рисунок 2.2 –Розрахунок усталеного режиму РЕМ

Розрахункові падіння напруги, завантаженості ліній та трансформаторів РЕМ зобразимо у вигляді таблиць (табл. 2.8, 2.9, 2.10).

Таблиця 2.8 – Завантаженість трансформаторів

Тип	Повна потужність S , MVA	Номінальна напруга ВН, кВ	Номінальна напруга НН, кВ	Завантаженість %
T1	10	-	-	-
T2	10	111	10,1	72,2

Таблиця 2.9 – Падіння напруги по магістралі

Номер опори	Номінальна лінійна напруга, кВ	Номер опори	Номінальна лінійна напруга, кВ
1	9,27	139	10,06
30	9,27	138	10,04
37	9,28	129	9,9
40	9,3	122	9,8
48	9,32	118	9,76
71	9,45	110	9,69
100	9,62		
109	9,69		

Таблиця 2.10 – Завантаженість відрізків РЕМ по магістралі

Назва ділянки Початок/кінець	Довжина ділянки, км	Завантаженість %	Назва ділянки Початок/кінець	Довжина ділянки, км	Завантаженість %
1-30	1,5	0,005	110-118	0,44	45,26
30-37	0,35	9,30	118-122	0,2	50,4
37-40	0,2	14,91	122-129	0,35	74,78
40-48	0,4	17,21	129-138	0,45	80,02
48-71	1,15	27,61	138-139	0,05	96,75
71-100	1,45	29,96			
100-110	0,45	41,53			

Відповідно до усталеного режиму при плановому ремонті T1, РЕМ працює в нормальному режимі, магістраль не перезавантажена лише ділянка яка відходить від підстанції критично завантажена, трансформатор працює в нормі, без значних завантажень.

Проводимо аналогічне моделювання, що тепер в плановий ремонт вивели T2 розрахунок зображено на рисунку 2.4.

Розрахункові падіння напруги, завантаженості ліній та трансформаторів РЕМ при виведеному T2 зобразимо у вигляді таблиць (табл. 2.11, 2.12, 2.13).

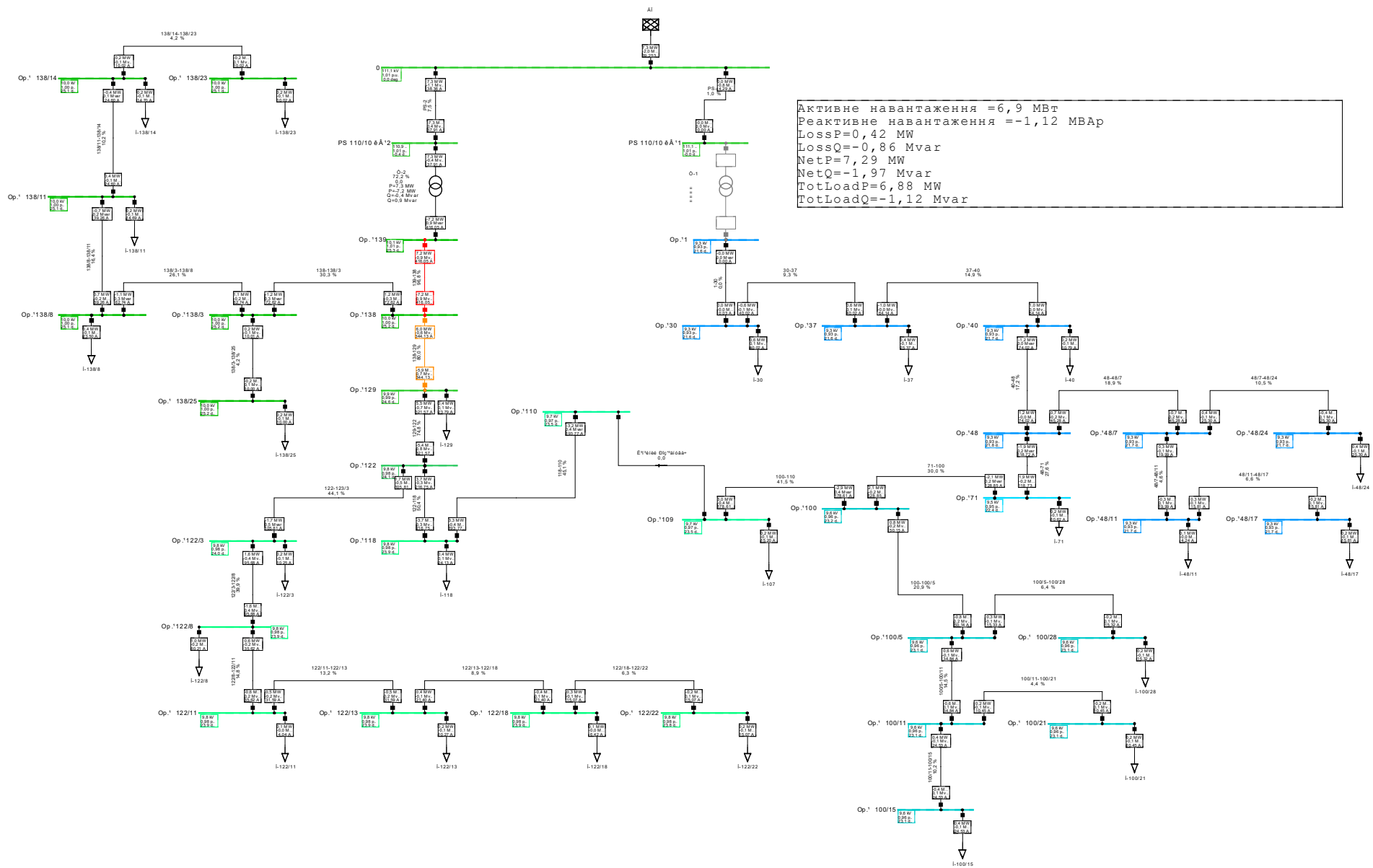


Рисунок 2.3 –Розрахунок усталеного режиму РЕМ при виведеному Т1

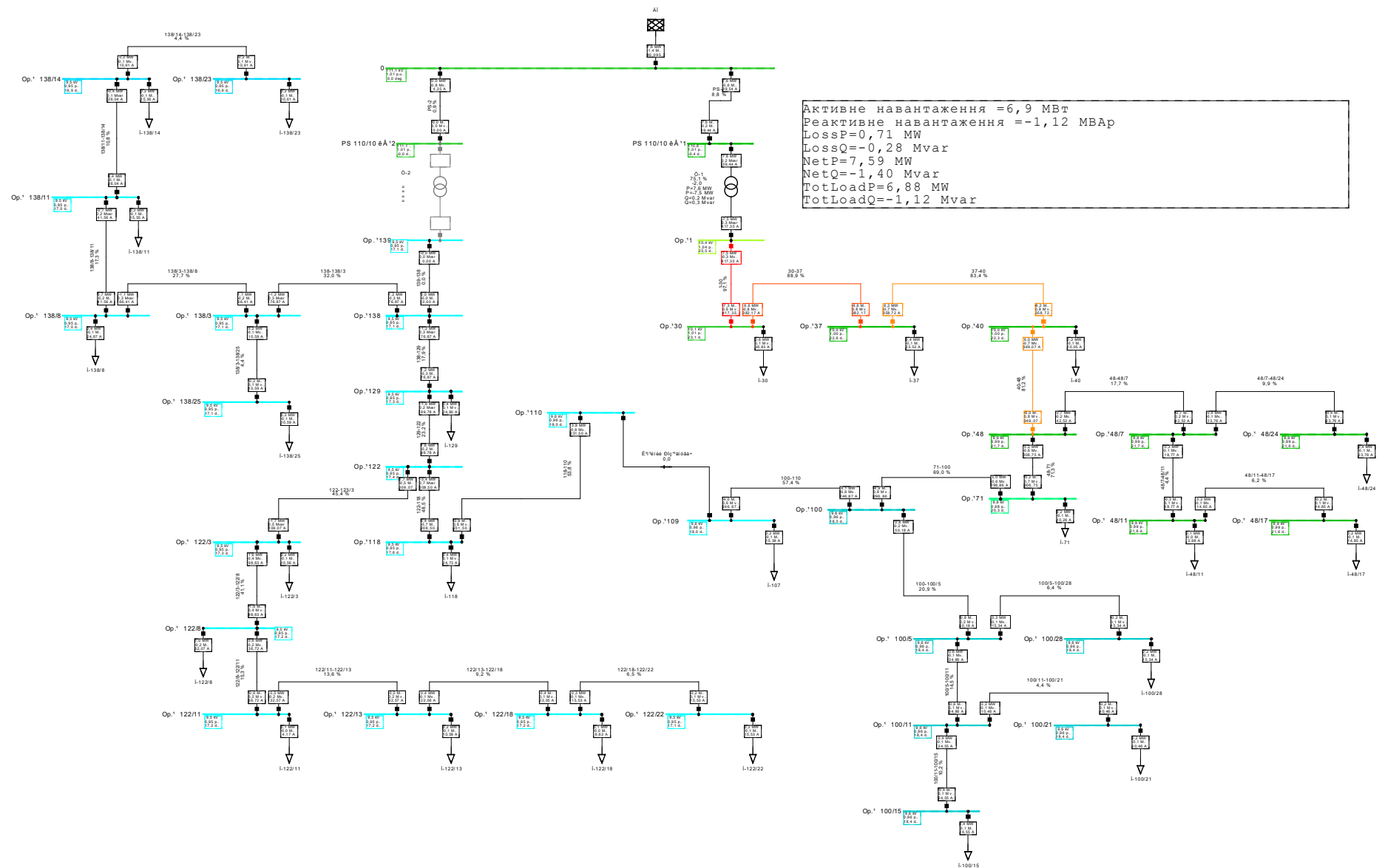


Рисунок 2.4 –Розрахунок усталеного режиму РЕМ при виведеному Т2

Таблиця 2.11 – Завантаженість трансформаторів

Тип	Повна потужність S , MVA	Номінальна напруга ВН, кВ	Номінальна напруга НН, кВ	Завантаженість %
T1	10	110,8	10,4	75,1
T2	10	-	-	-

Таблиця 2.12 – Падіння напруги по магістралі

Номер опори	Номінальна лінійна напруга, кВ	Номер опори	Номінальна лінійна напруга, кВ
1	10,36	139	9,48
30	10,07	138	9,48
37	10,02	129	9,5
40	9,99	122	9,51
48	9,93	118	9,53
71	9,78	110	9,57
100	9,61		
109	9,57		

Таблиця 2.13 – Завантаженість відрізків РЕМ по магістралі

Назва ділянки Початок/кінець	Довжина ділянки, км	Завантаженість %	Назва ділянки Початок/кінець	Довжина ділянки, км	Завантаженість %
1-30	1,5	97,05	110-118	0,44	53,83
30-37	0,35	88,87	118-122	0,2	48,48
37-40	0,2	83,42	122-129	0,35	23,2
40-48	0,4	81,17	129-138	0,45	17,87
48-71	1,15	71,33	138-139	0,05	0,0
71-100	1,45	69,03			
100-110	0,45	57,41			

Відповідно до усталеного режиму при плановому ремонті T2, РЕМ працює в нормальному режимі, магістраль не перезавантажена лише ділянка яка відходить від підстанції критично завантажена, трансформатор працює в нормі, без значних завантажень падіння напруги у найвіддаленіших точках в допустимих межах.

2.3 Вибір місць встановлення реклоузера та ЗРВТ і вибір їх параметрів

Реклоузери встановлюються на початку і кінці лінії та в місцях великих відгалужень, в свою чергу ЗРВТ встановлюються на маленьких відгалуженнях та в вводах до ТП-10/0,4 кВ.

Для глибшого розуміння роботи реклоузера розглянемо однолінійну електричну схему керування реклоузером, зображена на технічному плакаті №6.

Передача даних відбувається за допомогою GPRS зв'язку зображена на рисунку 2.5 та рисунку 2.6.

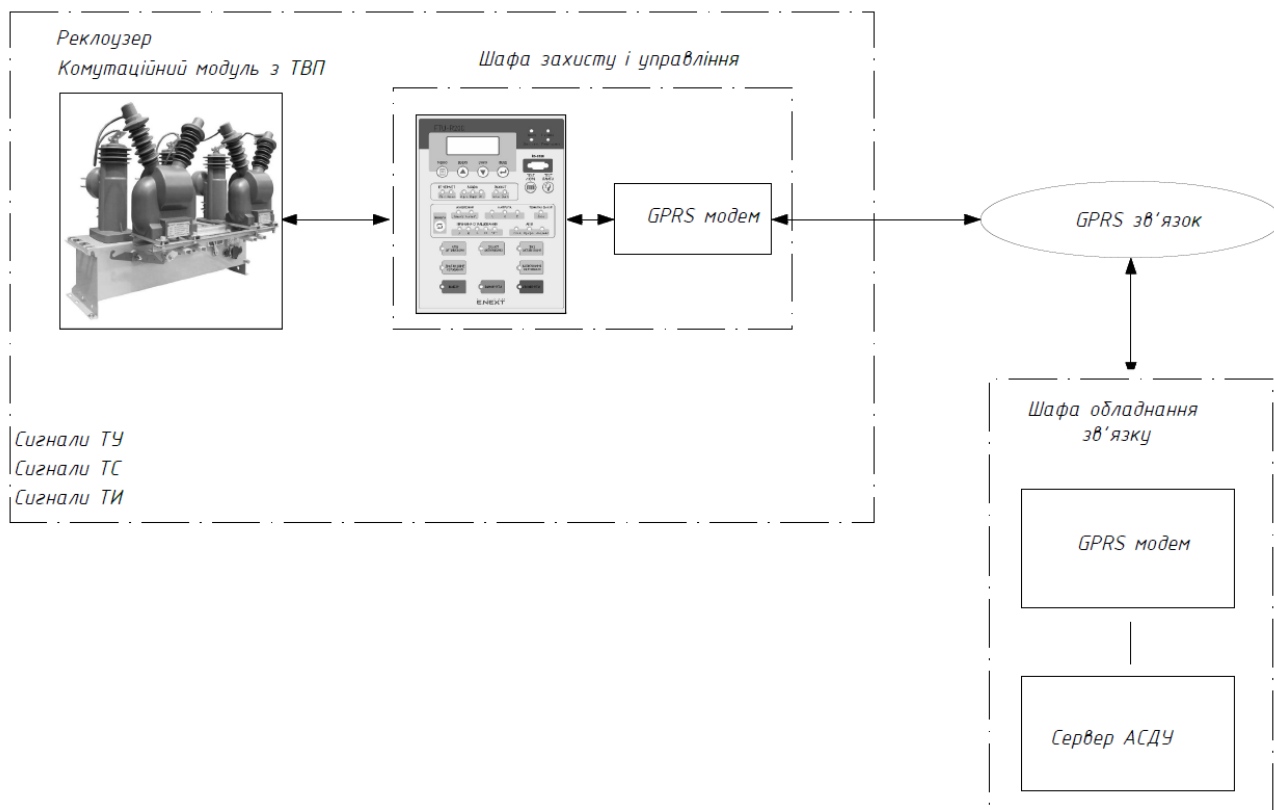


Рисунок 2.5 – Схема функціональна автоматизації з використанням GPRS зв'язку

Для реклоузера необхідно вибрати номінальний струм, виходячи з попередніх розрахунків та вихідної схеми РЕМ. Максимально можливий робочий струм при виведених в ремонт трансформаторах буде перевищувати 400 А, тому на початку та кінці необхідно встановити реклоузери з номінальним струмом 630А.

Вибір ЗРВТ в свою чергу робимо аналогічно, зведений вибір приведено в таблиці 2.14

Таблиця 2.14 – Вибір місця встановлення та номінальних струмів обладнання

Номер опори	Тип обладнання	Номінальний струм уставки, А	Номер опори	Тип обладнання	Номінальний струм уставки, А
2	Реклоузер	630	30	ЗРВТ	50
48	Реклоузер	400	37	ЗРВТ	31,5
100	Реклоузер	400	118	ЗРВТ	31,5
122	Реклоузер	400	129	ЗРВТ	31,5
138	Реклоузер	630			

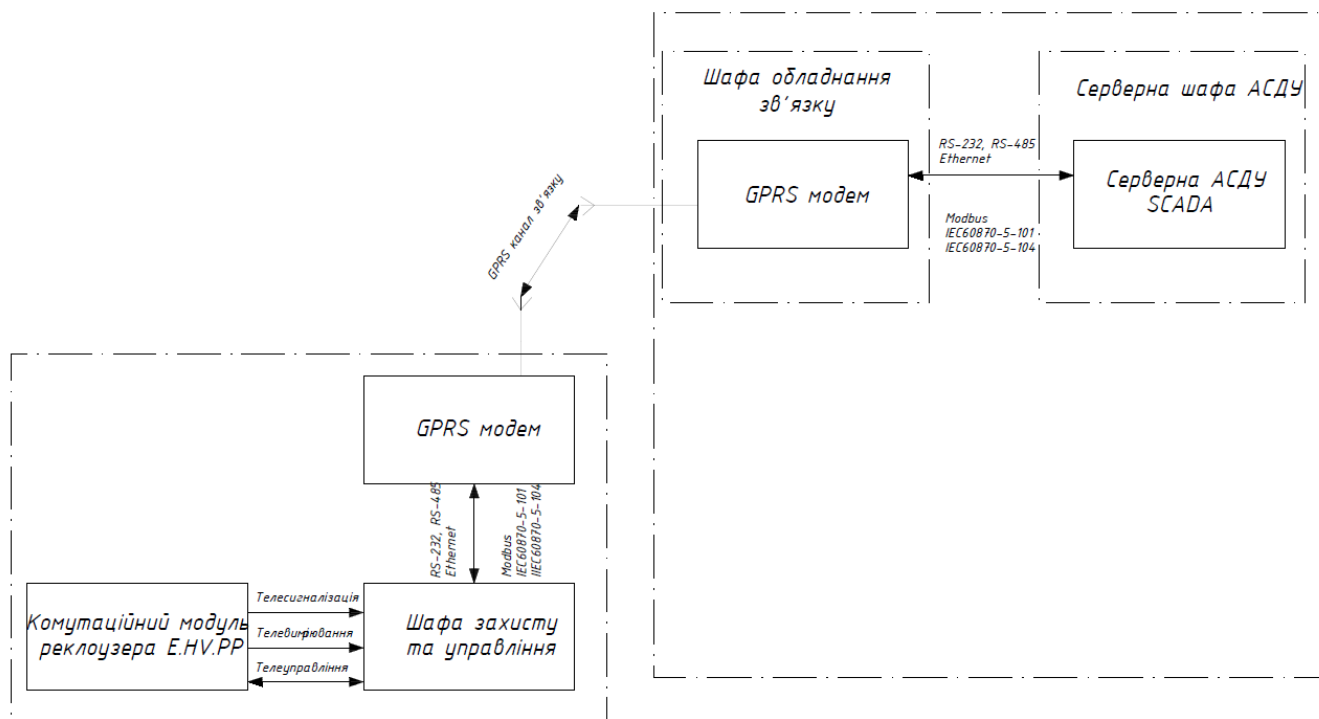


Рисунок 2.6 – Схема структурна комплексу технічних засобів з використанням GPRS зв'язку

Обґрунтування встановлення таких дороговартісних пристроїв обґрунтовується багатьма факторами, від кількості персоналу який обслуговує РЕМ до часу відключення споживачів електроенергії, тому реклоузер є дороговартісним вкладенням в дешевше майбутнє обслуговування і витрати електроенергії.

Зобразимо схему головних кіл реклоузера на рисунку 2.7.

Додатково варто враховувати, що правильне розміщення реклоузерів і ЗРВТ у мережі напряму впливає на її селективність та швидкість локалізації аварій. Реклоузери, встановлені на довгих відрізках лінії або після великих груп відгалужень, здатні розділити мережу на логічно обґрунтовані секції й суттєво зменшити обсяг споживачів, які потрапляють у зону знеструмлення під час короткого замикання. У свою чергу ЗРВТ застосовуються на менш відповідальних або коротких ділянках, де немає економічної потреби встановлювати автоматичний вимикач, але необхідно забезпечити селективний захист та видимий розрив. Така комбінація пристроїв дозволяє побудувати гнучку архітектуру захисту, у якій кожна ділянка мережі реагує на пошкодження відповідно до свого призначення й рівня навантаження.

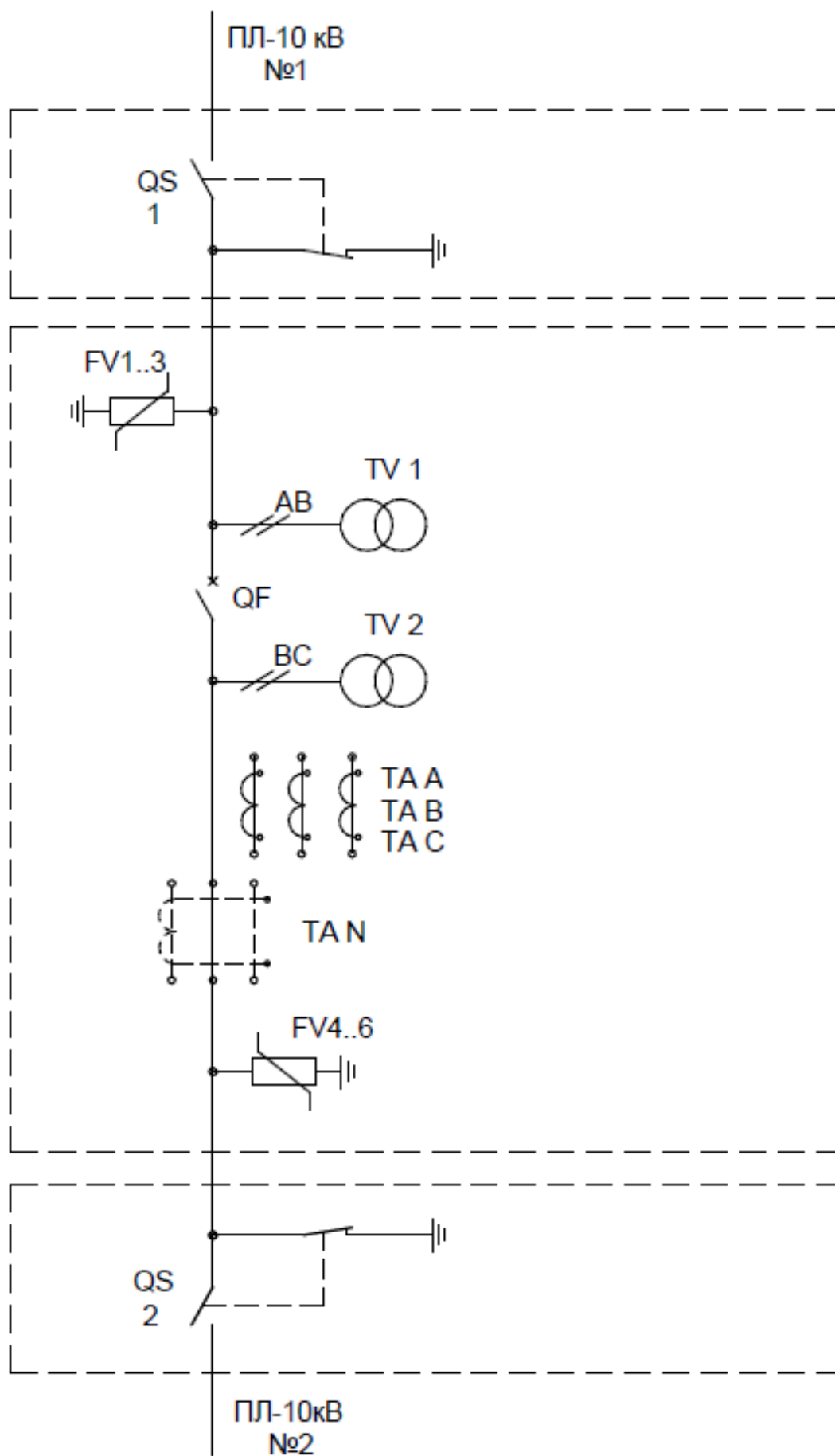


Рисунок 2.7 – Схема головних кіл реклоузера

пошкодження та робить експлуатацію лінії більш передбачуваною й стабільною в будь-яких режимах.

Висновки до розділу 2

1) В результаті аналізу конфігурації мережі 10 кВ, визначено її основні особливості та виконано вибір обладнання для секціонування. Проведений аналіз показав, що мережа загалом працює стабільно, але окремі її ділянки мають підвищену завантаженість та помітне падіння напруги. Найбільш критичні значення спостерігаються ближче до підстанції та на окремих віддалених відгалуженнях. Це підтверджує необхідність впровадження сучасних засобів секціонування для покращення керованості та зменшення часу аварійних відключень.

2) Під час вибору місць встановлення реклоузерів та ЗРВТ враховувалась не лише топологія мережі, а й реальне навантаження на кожен ділянку. У результаті зроблено висновок, що реклоузери варто встановлювати у вузлових точках — там, де їх робота забезпечить максимальний ефект при аваріях. Натомість ЗРВТ найбільш доцільно розташовувати на невеликих відгалуженнях та на вводах до трансформаторних підстанцій, де потрібний простий, надійний та недорогий захист.

3) Підбір номінальних струмів здійснено з урахуванням розрахованих режимів. Оскільки при виведенні трансформатора в ремонт робочий струм може перевищувати 400 А, для головних точок обґрунтовано вибір реклоузерів на 630 А. У місцях з меншим навантаженням застосовано реклоузери на 400 А. Щодо ЗРВТ, то їх номінали підібрано за фактичними струмами відгалужень, що забезпечує нормальну селективність та стійку роботу в аварійних режимах.

4) Окремо варто зазначити, що хоча реклоузери є більш дорогими пристроями, їх встановлення дає відчутний ефект: зменшується кількість ручних перемикачів, скорочується час відновлення електроживлення і загалом підвищується надійність роботи мережі. У той же час ЗРВТ залишаються оптимальним та економічним варіантом для захисту малих ділянок.

5) Визначені точки секціонування та підібране обладнання утворюють технічно обґрунтовану схему, яка дозволяє зменшити наслідки аварій, покращити керованість мережі та забезпечити більш стабільну роботу всієї лінії 10 кВ. Це створює хорошу основу для подальших розрахунків у наступних розділах.

3 ЕЛЕКТРИЧНИЙ РОЗРАХУНОК РЕЖИМУ РОБОТИ ПРИ КЗ

3.1 Техніко-економічні порівняння

Головний критерій встановлення є мінімізація витрат на обслуговування РЕМ, швидкість відновлення електропостачання споживачів без втручання обслуговуючого персоналу.

Для визначення вигоди встановлення реклоузера та ЗРВТ необхідно провести аналіз ручного відновлення електропостачання та автоматичного.

Для визначення економії часу порахуємо різницю витраченого часу на відновлення електропостачання:

$$\Delta T = T_{\text{ручн}} - T_{\text{рекл.}} \quad (3.1)$$

де $T_{\text{ручн}}$ — середній орієнтовний час відновлення живлення при виїзді аварійної бригади (хвилини)

$T_{\text{ручн}}$ — 90 хв

$T_{\text{рекл}}$ — середній час відновлення при наявності реклоузера (включає час циклів АПВ і невеликі затримки) (хвилини).

$T_{\text{рекл}}$ — 1 хв

Час відновлення орієнтовний в залежності від сільської та міської мережі,

Також необхідно врахувати річну економію сумарних споживацьких хвилин.

$$S = (\lambda_{_i} \cdot N_{_i} \cdot \Delta T_{_i}) \quad (3.2)$$

де S = Річна економія сумарних споживацьких хвилин,

де для кожного місця/ділянки i :

$\lambda_{_i}$ — середня частота помилок (кількість КЗ / рік) на цій ділянці,

$N_{_i}$ — кількість споживачів, які піддаються відключенню при аварії на цій ділянці,

$\Delta T_{_i}$ — зменшення часу відключення при установці реклоузера на цій ділянці (хвилини).

Особливо дане обладнання впливає на зміну індексу SAIDI на рік, що в свою чергу тягне за собою грошову вигоду від зменшення відключень споживачів:

$$\Delta SAIDI = \left(\frac{1}{N} \cdot S\right) \quad (3.3)$$

де N — загальна кількість споживачів в зоні обслуговування.

$$E = P_{II} \cdot V \cdot \left(\frac{S}{60}\right) + P_{Ю} \cdot V \cdot \left(\frac{S}{60}\right) \quad (3.4)$$

де P_{II} — встановлена потужність 1 побутового споживача, а $P_{Ю}$ — сумарна встановлена потужність юридичного споживача.

V — вартість одного годинного відключення на одного споживача (у грн/год).

$V = 100$ грн/кВт · год, вартість орієнтовна і може відрізнятися в залежності від району електричної мережі.

Час окупності реклоузера та ЗРВТ визначаємо за формулою:

$$O = \frac{B_{рекл} + B_{ЗРВТ}}{\Sigma \cdot E} \quad (3.5)$$

де $B_{рекл}$ — вартість встановлення реклоузера орієнтовно = 1000000 грн, $B_{ЗРВТ}$ — вартість встановлення ЗРВТ = 25000 грн

3.2 Моделювання КЗ на ділянці 30-37

Проведемо моделювання КЗ на ділянці 30-37 розглянемо втрати в мережі та час відключення споживачів на даній ділянці. Під час моделювання можна побачити як спрацьовує автоматичне вимкнення КЗ на ПС-1, та спрацьовує лінійний роз'єднувач на опорі №110, без живлення залишається 11 ТП-10/0,4 кВ загальною потужність яких = 3,213 МВт вони живлять 578 побутових споживачів та 4 підприємства. Встановлена потужність на 1 побутового споживача = 4 кВт.

3.2.1 Встановлення пунктів секціонування

Результат розрахунку зображено на рис. 3.1, та зобразимо всі основні параметри мережі в таблицях 3.1, 3.2, 3.3.

Таблиця 3.1 – Завантаженість трансформаторів

Тип	Повна потужність S , MVA	Номінальна напруга ВН, кВ	Номінальна напруга НН, кВ	Завантаженість %
T1	10	-	-	-
T2	10	111	10,1	38,0

Таблиця 3.2 – Падіння напруги по магістралі

Номер опори	Номінальна лінійна напруга, кВ	Номер опори	Номінальна лінійна напруга, кВ
1	відсутня	139	10,1
30	відсутня	138	10,09
37	відсутня	129	10,07
40	відсутня	122	10,05
48	відсутня	118	10,05
71	відсутня	110	10,05
100	відсутня		
109	відсутня		

Таблиця 3.3 – Завантаженість відрізків РЕМ по магістралі

Назва ділянки Початок/кінець	Довжина ділянки, км	Завантаженість %	Назва ділянки Початок/кінець	Довжина ділянки, км	Завантаженість %
1-30	1,5	-	110-118	0,44	0,0
30-37	0,35	-	118-122	0,2	5,45
37-40	0,2	-	122-129	0,35	28,97
40-48	0,4	-	129-138	0,45	34,09
48-71	1,15	-	138-139	0,05	50,77
71-100	1,45	-			
100-110	0,45	-			

Дані споживачі будуть без електропостачання орієнтовно 90 хв, до виїзду бригади, та усунення довготривалого КЗ.

Додатково слід відзначити, що така конфігурація мережі створює характерну проблему для радіальних ліній — велика частина споживачів потрапляє в аварійну зону навіть при локальному пошкодженні на відносно невеликій ділянці.

3.2.2 Функціонування пунктів після секціонування

Після встановлення пунктів секціонування можна побачити як спрацює реклоузер 1 та 3, вони повторно намагаються включити дану ділянку, та знову бачать КЗ тому завдяки розумній налаштованій АПВ даний процес відбувається ще декілька разів, реклоузер подає сигнал диспетчеру, що на даній ділянці відбулося КЗ. Наступний крок це ізоляція даної ділянки від загальної мережі, реклоузер забезпечив зменшення кількості від'єднаних споживачів тож без живлення залишається 3 ТП-10/0,4 кВ загальною потужність яких = 1,190 МВт вони живлять 198 побутових споживачів та 1 підприємство. У разі ж короткочасного КЗ всі споживачі на даній ділянці будуть відключені орієнтовно на 1 хв.

Результат розрахунку зображено на рисунку 3.2, та зобразимо всі основні параметри мережі в таблицях 3.4, 3.5, 3.6.

Таблиця 3.4 – Завантаженість трансформаторів

Тип	Повна потужність S , МВт	Номінальна напруга ВН, кВ	Номінальна напруга НН, кВ	Завантаженість %
T1	10	-	-	-
T2	10	111	10,1	58,0

Таблиця 3.5 – Падіння напруги по магістралі

Номер опори	Номінальна лінійна напруга, кВ	Номер опори	Номінальна лінійна напруга, кВ
1	відсутня	139	10,1
30	відсутня	138	10,1
37	відсутня	129	10,05
40	відсутня	122	10,02
48	9,94	118	10,01
71	9,95	110	9,99
100	9,98		
109	9,99		

Таблиця 3.6 – Завантаженість відрізків РЕМ по магістралі

Назва ділянки Початок/кінець	Довжина ділянки, км	Завантаженість %	Назва ділянки Початок/кінець	Довжина ділянки, км	Завантаженість %
1-30	1,5	-	110-118	0,44	26,85
30-37	0,35	-	118-122	0,2	31,9
37-40	0,2	-	122-129	0,35	55,89
40-48	0,4	-	129-138	0,45	60,95

Таблиця 3.6 – продовження

Назва ділянки Початок/кінець	Довжина ділянки, км	Заванта- женість %	Назва ділянки Початок/кінець	Довжина ділянки, км	Завантаже- ність %
48-71	1,15	9,88	138-139	0,05	77,67
71-100	1,45	12,19			
100-110	0,45	23,43			

3.2.3 Техніко-економічні порівняння, у разі короткочасного КЗ

Для визначення економії часу порахуємо різницю витраченого часу на відновлення електропостачання час відновлення орієнтовний в залежності від сільської та міської мережі, в нашому випадку:

$$T_{\text{ручн}} \text{ — } 90 \text{ хв}$$

$$T_{\text{рекл}} \text{ — } 1 \text{ хв}$$

Підставляємо значення та отримуємо:

$$\Delta T = 90 - 1 = 89 \text{ хв}$$

Річна економія сумарних споживацьких хвилин при короткочасному КЗ.

$$S = (3 \cdot (578 + 4) \cdot 89) = 3 \cdot 582 \cdot 89 = 155394 \text{ хв/рік}$$

Особливо дане обладнання впливає на зміну індексу SAIDI на рік, що в свою чергу тягне за собою грошову вигоду від зменшення відключень споживачів:

$$\Delta SAIDI = \left(\left(\frac{1}{582} \right) \cdot 155394 \right) = 267 \text{ хв/рік на одного споживача в мережі}$$

Грошова оцінка: якщо $V = 100 \text{ грн/кВт}\cdot\text{год}$ то:

$$E_1 = 4 \cdot 100 \cdot \left(\frac{267}{60} \right) + 873 \cdot 100 \cdot \left(\frac{267}{60} \right) = 390265 \text{ грн/рік}$$

Час окупності реклоузера на даній ділянці визначаємо за формулою:

$$O = \frac{N \cdot B_{\text{рекл}}}{E} = \frac{2 \cdot 1000000}{390265} = 5.1 \text{ р.}$$

Без врахування витрат на обслуговування та зарплати обслуговуючого персоналу.

Врахуємо, що обслуговуюча бригада складається з 5 чоловік з загальною витратою коштів на рік обслуговування РЕМ Ебригади = 890000 грн.

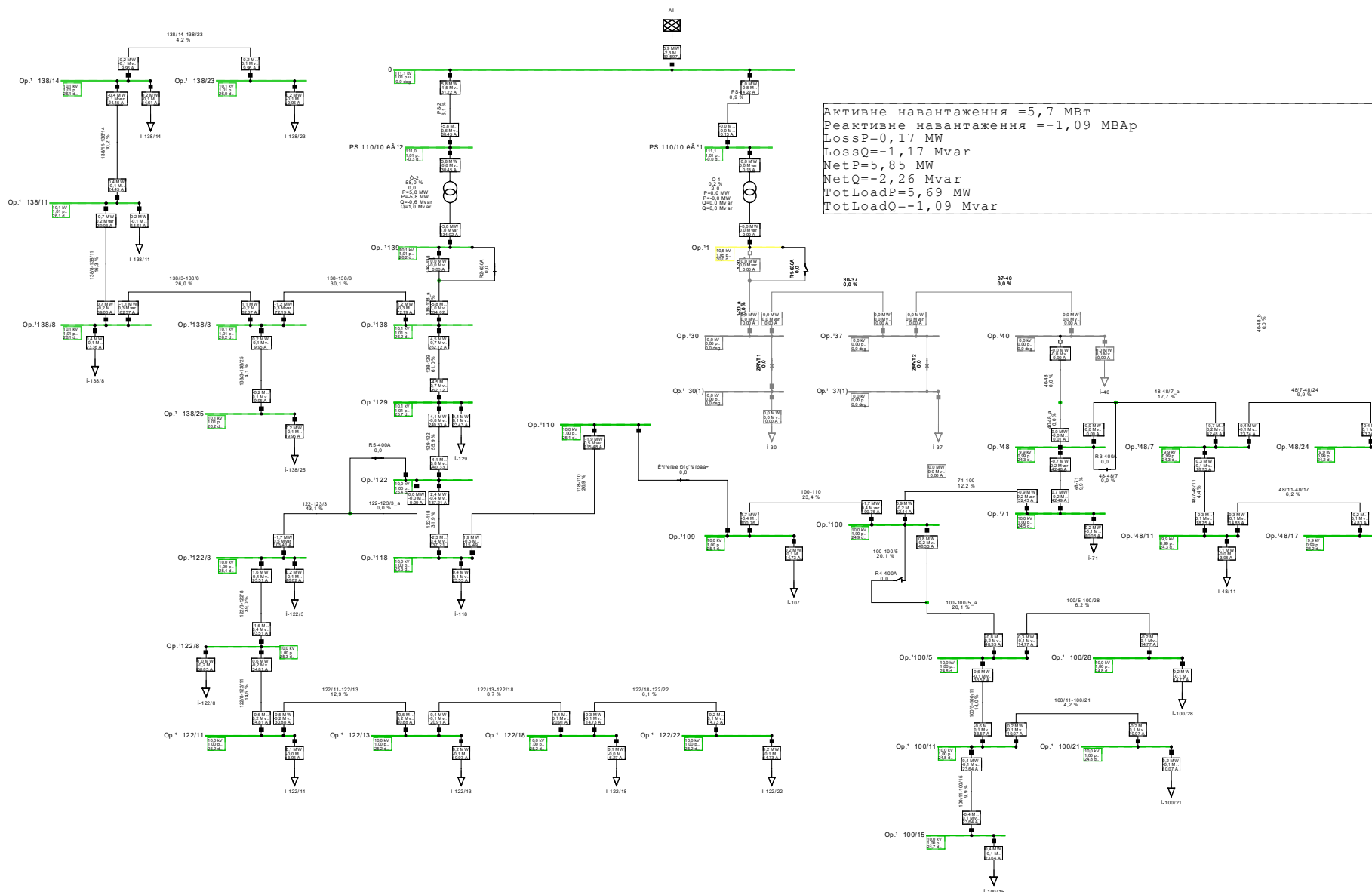


Рисунок 3.2 – Моделювання КЗ на ділянці 30-37 після встановлення пунктів секціонування

Дану електричну мережу обслуговує три бригади електромонтерів, після встановлення пунктів секціонування кількість обслуговуючих бригад зменшується до двох, тоді час окупності реклоузера на даній ділянці визначимо за формулою:

$$O = \frac{N \cdot B_{\text{рекл}}}{E + E_{\text{бригади}}} = \frac{2 \cdot 1000000}{390265 + 890000} = 1,56 \text{ р.}$$

3.2.4 Техніко-економічні порівняння, у разі довготривалого КЗ

На даній ділянці довготривалі КЗ це рідкість тому приймаємо, що за рік відбулося 1 довготривале КЗ.

Визначимо зменшення кількості відключених споживачів:

$$\Delta N = 582 - 198 = 394$$

Річна економія сумарних споживацьких хвилин при довготривалому КЗ.

$$S = (1 \cdot 394 \cdot 89) = 35066 \text{ хв/рік}$$

Визначимо зміну індексу SAIDI на рік:

$$\Delta SAIDI = \left(\frac{1}{394}\right) \cdot 35066 = 89 \text{ хв/рік на одного споживача}$$

Грошова оцінка: якщо $V = 100 \text{ грн/кВт}\cdot\text{год}$ то:

$$E_2 = 4 \cdot 100 \left(\frac{89}{60}\right) + 473 \cdot 100 \left(\frac{89}{60}\right) = 70755 \text{ грн/рік}$$

Час окупності реклоузера на даній ділянці визначаємо за формулою:

$$O = \frac{N \cdot B_{\text{рекл}}}{E} = \frac{2 \cdot 1000000}{70755} = 28,26 \text{ р.}$$

Сумарний розрахунок окупності на ділянці 30-37 за рік:

$$O_{\Sigma} = \frac{N \cdot B_{\text{рекл}}}{E_1 + E_2} = \frac{2 \cdot 1000000}{390265 + 70755} = 4,33 \text{ р.}$$

Без врахування витрат на обслуговування та зарплати обслуговуючого персоналу. Проведені розрахунки показують, що навіть за умови, коли на ділянці 30–37 протягом року відбувається лише одне довготривале коротке замикання, встановлення реклоузера забезпечує суттєве зменшення кількості відключених споживачів та значну економію сумарних споживацьких хвилин простою.

3.3 Моделювання КЗ на ділянці 110-118

Проведемо моделювання КЗ на ділянці 110-118 розглянемо втрати в мережі та час відключення споживачів на даній ділянці. Під час моделювання можна побачити як спрацьовує автоматичне вимкнення КЗ на ПС-2, та спрацьовує лінійний роз'єднувач на опорі №110, без живлення залишається 13 ТП-10/0,4 кВ загальною потужність яких = 3,753 МВт вони живлять 623 побутових споживачі та 3 підприємства. Встановлена потужність на 1 побутового споживача = 4 кВт.

3.3.1 Встановлення пунктів секціонування

Результат розрахунку зображено на рисунку 3.3, та зобразимо всі основні параметри мережі в таблицях 3.7, 3.8, 3.9.

Таблиця 3.7 – Завантаженість трансформаторів

Тип	Повна потужність S , МВт	Номінальна напруга ВН, кВ	Номінальна напруга НН, кВ	Завантаженість %
T1	10	111	10,5	32,0
T2	10	-	-	-

Таблиця 3.8 – Падіння напруги по магістралі

Номер опори	Номінальна лінійна напруга, кВ	Номер опори	Номінальна лінійна напруга, кВ
1	10,46	139	відсутня
30	10,35	138	відсутня
37	10,34	129	відсутня
40	10,33	122	відсутня
48	10,31	118	відсутня
71	10,29	110	відсутня
100	10,26		
109	10,26		

Таблиця 3.9 – Завантаженість відрізків РЕМ по магістралі

Назва ділянки Початок/кінець	Довжина ділянки, км	Завантаженість %	Назва ділянки Початок/кінець	Довжина ділянки, км	Завантаженість %
1-30	1,5	41,25	110-118	0,44	-
30-37	0,35	33,54	118-122	0,2	-
37-40	0,2	28,25	122-129	0,35	-
40-48	0,4	26,02	129-138	0,45	-
48-71	1,15	16,5	138-139	0,05	-
71-100	1,45	14,26			
100-110	0,45	3,33			

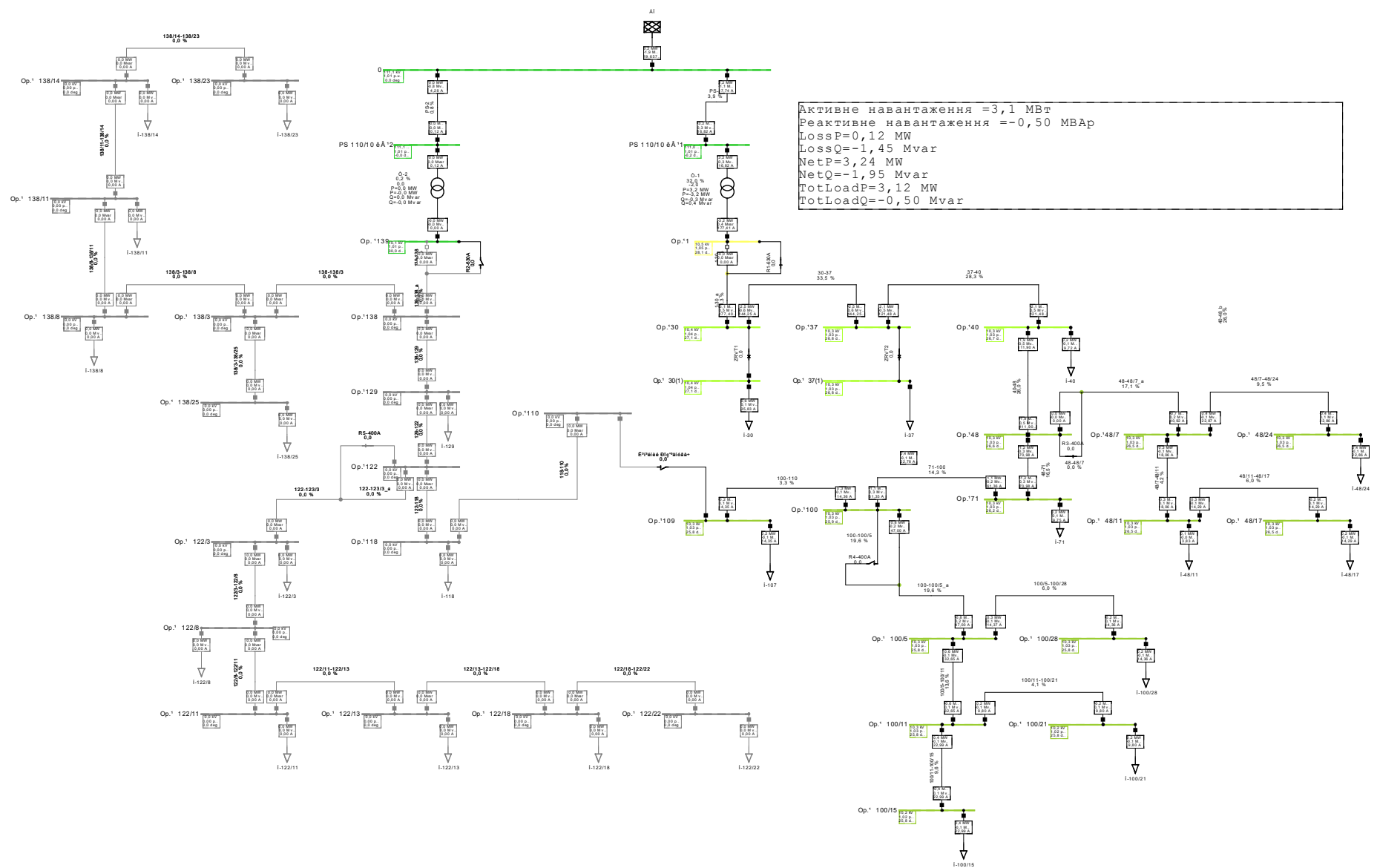


Рисунок 3.3 – Моделювання КЗ на ділянці 110-118 до встановлення пунктів секціонування

Дані споживачі будуть без електропостачання орієнтовно 90 хв, до виїзду бригади, та усунення довготривалого КЗ.

3.3.2 Функціонування пунктів після секціонування

Після встановлення пунктів секціонування можна побачити як спрацьовує реклоузер 5, вони повторно намагаються включити дану ділянку, та знову бачать КЗ після цього вимикається ділянка 122-110 (лінійний роз'єднувач) та дана ділянка ізолюється. Реклоузер забезпечив зменшення кількості від'єднаних споживачів тож без живлення залишається 1 ТП-10/0,4 кВ з встановленою потужністю = 0,400 МВт вона живить 100 побутових споживачів. У разі ж короточасного КЗ всі споживачі на даній ділянці будуть відключені орієнтовно на 1 хв.

Результат розрахунку зображено на рис. 3.4, та зображено розрахункові параметри мережі в таблицях 3.10, 3.11, 3.12.

Таблиця 3.10 – Завантаженість трансформаторів

Тип	Повна потужність S , МВт	Номінальна напруга ВН, кВ	Номінальна напруга НН, кВ	Завантаженість %
T1	10	111	10,5	32,04
T2	10	111,1	10,1	34,13

Таблиця 3.11 – Падіння напруги по магістралі

Номер опори	Номінальна лінійна напруга, кВ	Номер опори	Номінальна лінійна напруга, кВ
1	10,46	139	10,11
30	10,35	138	10,11
37	10,34	129	10,09
40	10,33	122	10,08
48	10,31	118	відсутня
71	10,29	110	відсутня
100	10,26		
109	10,26		

Таблиця 3.12 – Завантаженість відрізків РЕМ по магістралі

Назва ділянки Початок/кінець	Довжина ділянки, км	Завантаженість %	Назва ділянки Початок/кінець	Довжина ділянки, км	Завантаженість %
1-30	1,5	41,25	110-118	0,44	-
30-37	0,35	33,54	118-122	0,2	-
37-40	0,2	28,25	122-129	0,35	23,91
40-48	0,4	26,02	129-138	0,45	28,88

Таблиця 3.12 – продовження

Назва ділянки Початок/кінець	Довжина ділянки, км	Заванта- женість %	Назва ділянки Початок/кінець	Довжина ділянки, км	Завантаже- ність %
48-71	1,15	16,5	138-139	0,05	45,61
71-100	1,45	14,26			
100-110	0,45	3,33			

3.3.3 Техніко-економічні порівняння, у разі короткочасного КЗ

Для визначення економії часу порахуємо різницю витраченого часу на відновлення електропостачання час відновлення орієнтовний в залежності від сільської та міської мережі, в нашому випадку:

$$T_{\text{ручн}} \text{ — } 90 \text{ хв}$$

$$T_{\text{рекл}} \text{ — } 1 \text{ хв}$$

Підставляємо значення та отримуємо:

$$\Delta T = 90 - 1 = 89 \text{ хв}$$

Річна економія сумарних споживацьких хвилин при короткочасному КЗ.

$$S = (2 \cdot (623 + 3) \cdot 89) = 2 \cdot 626 \cdot 89 = 111428 \text{ хв/рік}$$

Особливо дане обладнання впливає на зміну індексу SAIDI на рік, що в свою чергу тягне за собою грошову вигоду від зменшення відключень споживачів:

$$\Delta SAIDI = \left(\left(\frac{1}{626} \right) \cdot 111428 \right) = 178 \text{ хв/рік на одного споживача в мережі}$$

Грошова оцінка: якщо $V = 100 \text{ грн/кВт} \cdot \text{год}$ то:

$$E_1 = 4 \cdot 100 \cdot \left(\frac{178}{60} \right) + 1160 \cdot 100 \cdot \left(\frac{178}{60} \right) = 345320 \text{ грн/рік}$$

Час окупності реклоузера на даній ділянці визначаємо за формулою:

$$O = \frac{N \cdot B_{\text{рекл}}}{E} = \frac{1 \cdot 1000000}{345320} = 2,89 \text{ р.}$$

Без врахування витрат на обслуговування та зарплати обслуговуючого персоналу.

Врахуємо, що обслуговуюча бригада складається з 5 чоловік з загальною витратою коштів на рік обслуговування РЕМ Ебригади = 890000 грн.

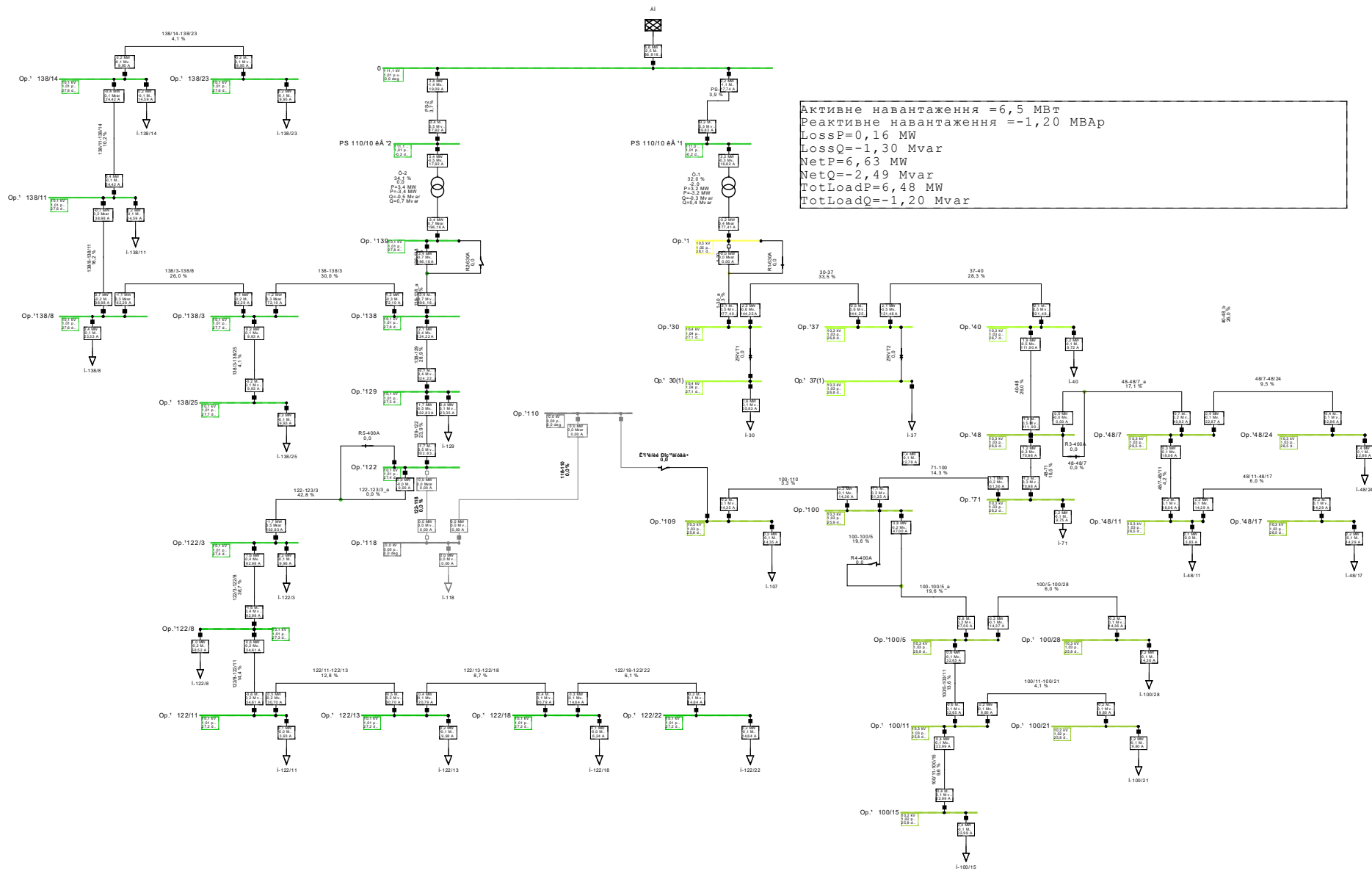


Рисунок 3.4 – Моделювання КЗ на ділянці 110-118 після встановлення пунктів секціонування

Дану електричну мережу обслуговує три бригади електромонтерів, після встановлення пунктів секціонування кількість обслуговуючих бригад зменшується до двох, тоді час окупності реклоузера на даній ділянці визначимо за формулою:

$$O = \frac{N \cdot B_{\text{рекл}}}{E + E_{\text{бригади}}} = \frac{1 \cdot 1000000}{345320 + 890000} = 0,81 p.$$

3.3.4 Техніко-економічні порівняння, у разі довготривалого КЗ

На даній ділянці довготривалі КЗ це рідкість тому приймаємо, що за рік відбулося 1 довготривале КЗ.

Визначимо зменшення кількості відключених споживачів:

$$\Delta N = 626 - 100 = 526$$

Річна економія сумарних споживацьких хвилин при довготривалому КЗ.

$$S = (1 \cdot 526 \cdot 89) = 46814 \text{ хв/рік}$$

Визначимо зміну індексу SAIDI на рік:

$$\Delta SAIDI = \left(\frac{1}{526}\right) \cdot 46814 = 89 \text{ хв/рік на одного споживача}$$

Грошова оцінка: якщо $V = 100 \text{ грн/кВт}\cdot\text{год}$ то:

$$E_2 = 4 \cdot 100 \left(\frac{89}{60}\right) = 59333 \text{ грн/рік}$$

Час окупності реклоузера на даній ділянці визначаємо за формулою:

$$O = \frac{N \cdot B_{\text{рекл}}}{E} = \frac{1 \cdot 1000000}{59333} = 16,85 p.$$

Сумарний розрахунок окупності на ділянці 110-118 за рік:

$$O_{\Sigma} = \frac{N \cdot B_{\text{рекл}}}{E_1 + E_2} = \frac{1 \cdot 1000000}{59333 + 345320} = 2,47 p.$$

Без врахування витрат на обслуговування та зарплат обслуговуючого персоналу, та витрат на експлуатацію.

3.4 Моделювання КЗ на ділянці 138/8-138/23

Проведемо моделювання КЗ на відгалуженні від магістралі, а саме, ділянці 138/8-138/23 розглянемо втрати в мережі та час відключення споживачів на даній ділянці. Під час моделювання можна побачити як спрацюває автоматичне вимкнення КЗ на ПС-2, та спрацюває лінійний роз'єднувач на опорі №110, без живлення залишається 13 ТП-10/0,4 кВ загальною потужність яких = 3,753 МВт вони живлять 623 побутових споживачі та 3 підприємства. Встановлена потужність на 1 побутового споживача = 4 кВт.

3.4.1 Встановлення пунктів секціонування

Результат розрахунку зображено на рисунку 3.5, та зобразимо всі основні параметри мережі в таблицях 3.13, 3.14, 3.15.

Таблиця 3.13 – Завантаженість трансформаторів

Тип	Повна потужність S , МВт	Номінальна напруга ВН, кВ	Номінальна напруга НН, кВ	Завантаженість %
T1	10	111	10,5	32,0
T2	10	-	-	-

Таблиця 3.14 – Падіння напруги по магістралі

Номер опори	Номінальна лінійна напруга, кВ	Номер опори	Номінальна лінійна напруга, кВ
1	10,46	139	відсутня
30	10,35	138	відсутня
37	10,34	129	відсутня
40	10,33	122	відсутня
48	10,31	118	відсутня
71	10,29	110	відсутня
100	10,26		
109	10,26		

Таблиця 3.15 – Завантаженість відрізків РЕМ по магістралі

Назва ділянки Початок/кінець	Довжина ділянки, км	Завантаженість %	Назва ділянки Початок/кінець	Довжина ділянки, км	Завантаженість %
1-30	1,5	41,25	110-118	0,44	-
30-37	0,35	33,54	118-122	0,2	-
37-40	0,2	28,25	122-129	0,35	-
40-48	0,4	26,02	129-138	0,45	-
48-71	1,15	16,5	138-139	0,05	-
71-100	1,45	14,26			
100-110	0,45	3,33			

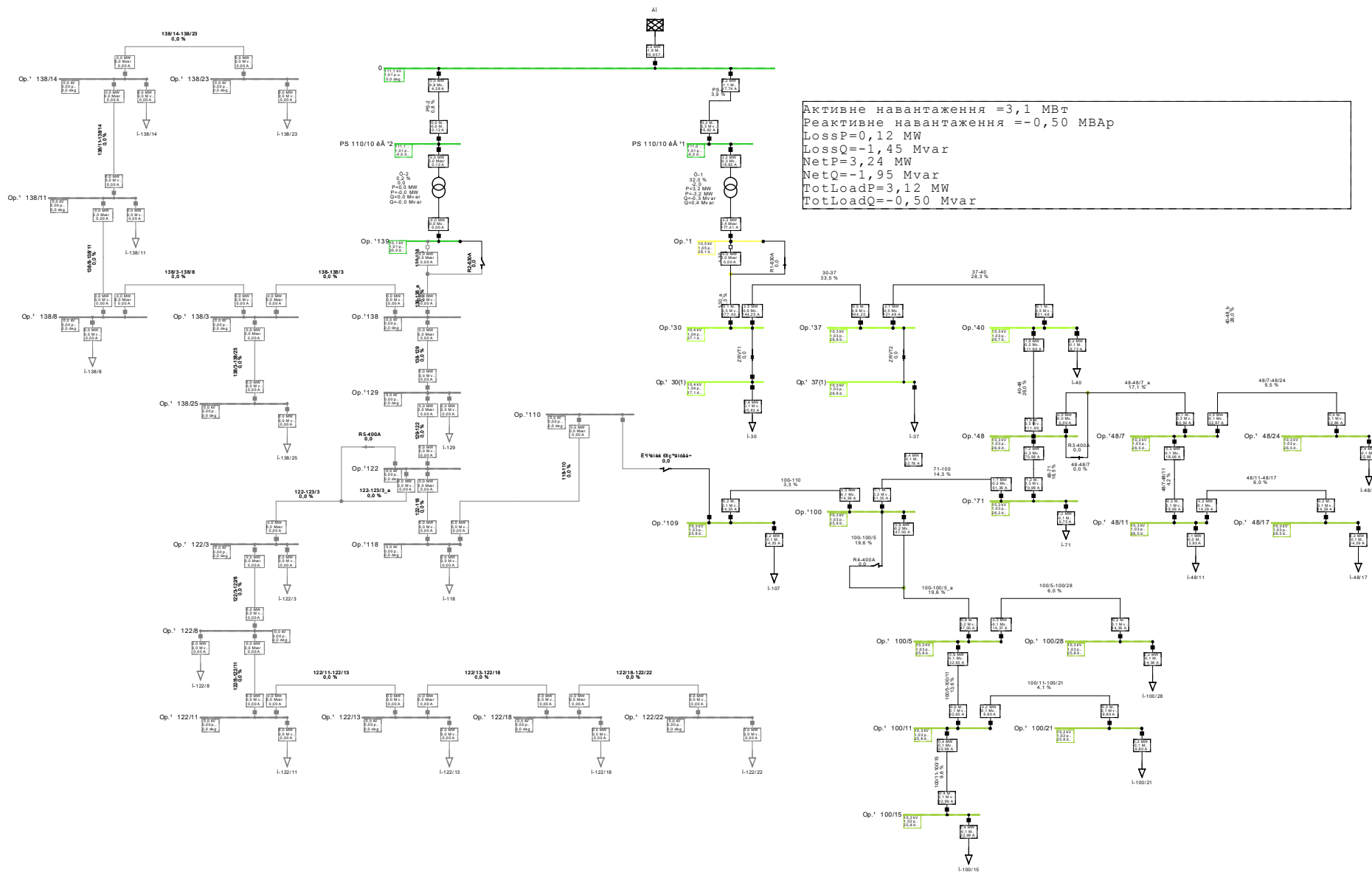


Рисунок 3.5 – Моделювання КЗ на ділянці 138/8-138/23 до встановлення пунктів секціонування

Розрахункові дані аналогічні, можна зробити висновок що при моделюванні в будь якій точці лінії без встановлення пристроїв секціонування буде виконуватися однакова автоматика, а саме лінійний роз'єднувач на опорі №110 та вимикач на ПС-1 або ПС-2.

3.4.2 Функціонування пунктів після секціонування

Після встановлення пунктів секціонування можна побачити як спрацює реклоузер 2, він повторно включає дану ділянку, та знову бачить КЗ після цього вимикається відгалуження від опори №138 дана ділянка ізолюється до виїзду бригади. Реклоузер забезпечив зменшення кількості від'єднаних споживачів тож без живлення залишається 5 ТП-10/0,4 кВ з загальною встановленою потужністю = 1,220 МВт вона живить 265 побутових споживачів та 1 юридичного споживача з потужністю 0,160 МВт . У разі ж короткочасного КЗ всі споживачі на даній ділянці будуть відключені орієнтовно на 1 хв.

Результат розрахунку зображено на рисунку 3.6, та зображено розрахункові параметри мережі в таблицях 3.16, 3.17, 3.18.

Таблиця 3.16 – Завантаженість трансформаторів

Тип	Повна потужність S , МВт	Номінальна напруга ВН, кВ	Номінальна напруга НН, кВ	Завантаженість, %
T1	10	111	10,5	32,04
T2	10	111,1	10,1	25,6

Таблиця 3.17 – Падіння напруги по магістралі

Номер опори	Номінальна лінійна напруга, кВ	Номер опори	Номінальна лінійна напруга, кВ
1	10,46	139	10,08
30	10,35	138	10,08
37	10,34	129	10,05
40	10,33	122	10,04
48	10,31	118	10,03
71	10,29	110	10,03
100	10,26		
109	10,26		

Таблиця 3.18 – Завантаженість відрізків РЕМ по магістралі

Назва ділянки Початок/кінець	Довжина ділянки, км	Заванта- женість %	Назва ділянки Початок/кінець	Довжина ділянки, км	Завантаже- ність %
1-30	1,5	41,25	110-118	0,44	0,0
30-37	0,35	33,54	118-122	0,2	5,45
37-40	0,2	28,25	122-129	0,35	29,00
40-48	0,4	26,02	129-138	0,45	34,14
48-71	1,15	16,508	138-139	0,05	34,14
71-100	1,45	14,26			
100-110	0,45	3,33			

3.4.3 Техніко-економічні порівняння, у разі короткочасного КЗ

Для визначення економії часу порахуємо різницю витраченого часу на відновлення електропостачання час відновлення орієнтовний в залежності від сільської та міської мережі, в нашому випадку:

$T_{\text{ручн}} — 90 \text{ хв}$

$T_{\text{рекл}} — 1 \text{ хв}$

Підставляємо значення та отримуємо:

$$\Delta T = 90 - 1 = 89 \text{ хв}$$

Річна економія сумарних споживацьких хвилин при короткочасному КЗ.

$$S = (2 \cdot (623 + 3) \cdot 89) = 2 \cdot 626 \cdot 89 = 111428 \text{ хв/рік}$$

Особливо дане обладнання впливає на зміну індексу SAIDI на рік, що в свою чергу тягне за собою грошову вигоду від зменшення відключень споживачів:

$$\Delta SAIDI = \left(\frac{1}{626} \right) \cdot 111428 = 178 \text{ хв/рік на одного споживача в мережі}$$

Грошова оцінка: якщо $V = 100 \text{ грн/кВт}\cdot\text{год}$ то:

$$E_1 = 4 \cdot 100 \cdot \left(\frac{178}{60} \right) + 1160 \cdot 100 \cdot \left(\frac{178}{60} \right) = 345320 \text{ грн/рік}$$

Час окупності реклаузера на даній ділянці визначаємо за формулою:

$$O = \frac{N \cdot B_{\text{рекл}}}{E} = \frac{1 \cdot 1000000}{345320} = 2,89 \text{ р.}$$

Без врахування витрат на обслуговування та зарплати обслуговуючого персоналу.

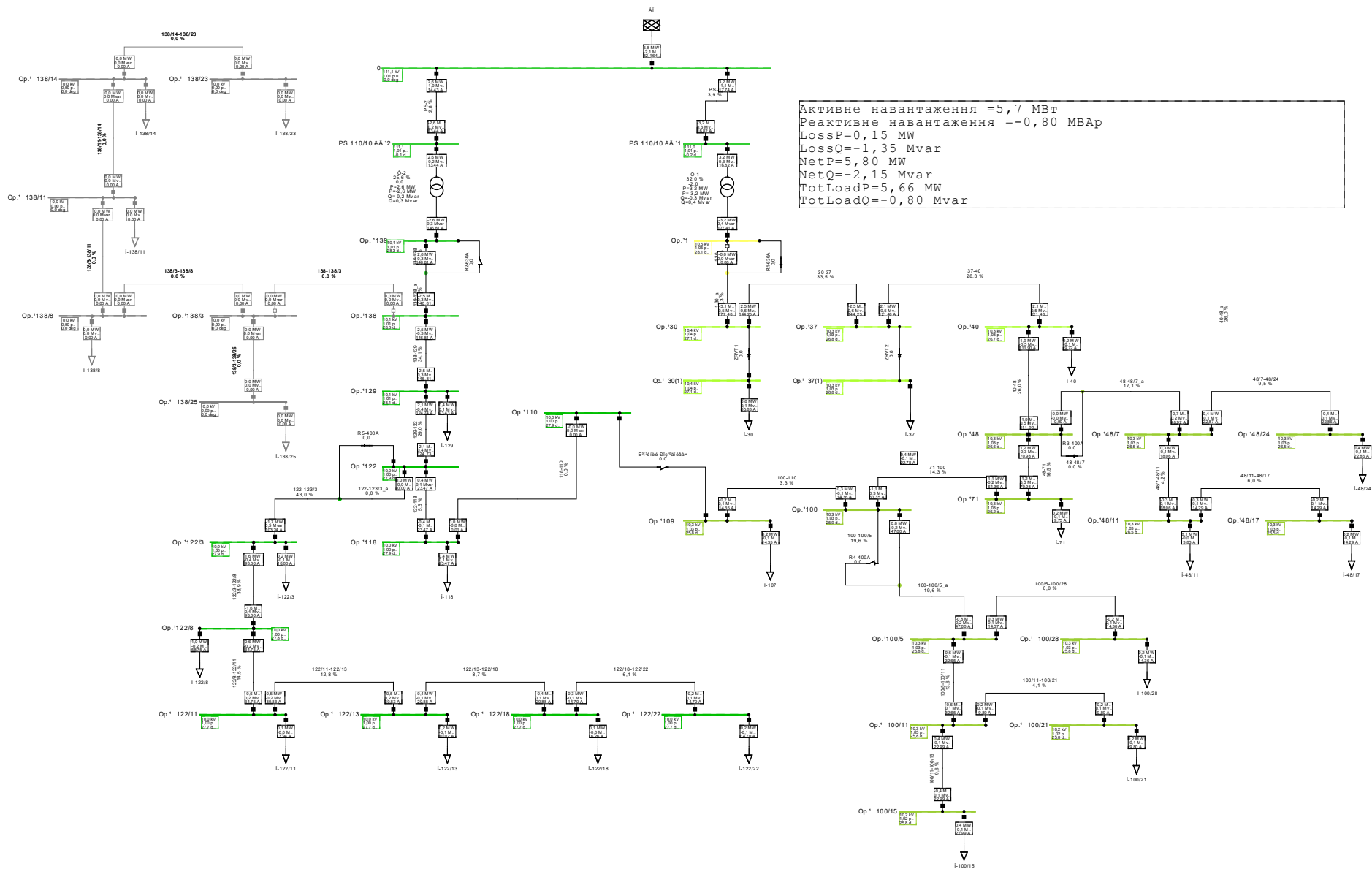


Рисунок 3.6 – Моделювання КЗ на ділянці 138/8-138/23 після встановлення пунктів секціонування

Врахуємо, що обслуговуюча бригада складається з 5 чоловік з загальною витратою коштів на рік обслуговування РЕМ Ебригади = 890000 грн.

Дану електричну мережу обслуговує три бригади електромонтерів, після встановлення пунктів секціонування кількість обслуговуючих бригад зменшується до двох, тоді час окупності реклоузера на даній ділянці визначимо за формулою:

$$O = \frac{N \cdot B_{\text{рекл}}}{E + E_{\text{бригади}}} = \frac{1 \cdot 1000000}{345320 + 890000} = 0,81 p.$$

3.4.4 Техніко-економічні порівняння, у разі довготривалого КЗ

На даній ділянці довготривалі КЗ відбуваються дуже рідко тому приймаємо, що за рік відбулося 1 довготривале КЗ.

Визначимо зменшення кількості відключених споживачів:

$$\Delta N = 626 - 266 = 360$$

Річна економія сумарних споживацьких хвилин при довготривалому КЗ.

$$S = (1 \cdot 360 \cdot 89) = 32040 \text{ хв/рік}$$

Визначимо зміну індексу SAIDI на рік:

$$\Delta SAIDI = \left(\frac{1}{360}\right) \cdot 32040 = 89 \text{ хв/рік на одного споживача}$$

Грошова оцінка: якщо $V = 100$ грн/кВт·год то:

$$E_2 = 4 \cdot 100 \left(\frac{89}{60}\right) + 160 \cdot 100 \left(\frac{89}{60}\right) = 24326 \text{ грн/рік}$$

Час окупності реклоузера на даній ділянці визначаємо за формулою:

$$O = \frac{N \cdot B_{\text{рекл}}}{E} = \frac{1 \cdot 1000000}{24326} = 41,1 p.$$

Сумарний розрахунок окупності на ділянці 138/8-138/23 за рік:

$$O_{\Sigma} = \frac{N \cdot B_{\text{рекл}}}{E_1 + E_2} = \frac{1 \cdot 1000000}{24326 + 345320} = 2,7 p.$$

Без врахування витрат на обслуговування та зарплати обслуговуючого персоналу.

3.5 Моделювання КЗ на ділянці від опори №129 до ТП яка захищена ЗРВТ

Проведемо моделювання КЗ на відгалуженні від магістралі до поодинокі ТП-10/0,4 кВ, а саме, ділянці від опори №129 розглянемо втрати в мережі та час відключення споживачів на даній ділянці. Під час моделювання результат буде однаковий як в пункті 3.4.1 до встановлення пункту секціонування, тому результати не показуємо далі.

3.5.1 Функціонування пунктів після секціонування

Після встановлення пунктів секціонування можна побачити як спрацює ЗРВТ та у нього перегорає плавка вставка, реклоузер в свою чергу передає інформацію диспетчеру та бригада виїжджає та перевіряє ЗРВТ дана ділянка ізолюється до виїзду бригади. Реклоузер разом з ЗРВТ забезпечили зменшення кількості від'єднаних споживачів тож без живлення залишається лише одна поодинока ТП-10/0,4 кВ з загальною встановленою потужністю = 0,400 МВт вона живить 100 побутових споживачів. У разі ж короточасного КЗ даний споживач буде відключений максимум на 1 хв, тому-що дія реклоузера швидша за дію ЗРВТ, так можна виявити, що КЗ відбулося саме на даній ділянці.

Результат розрахунку зображено на рисунку 3.7, та зображено розрахункові параметри мережі в таблицях 3.19, 3.20, 3.21.

Таблиця 3.19 – Завантаженість трансформаторів

Тип	Повна потужність S , МВт	Номінальна напруга ВН, кВ	Номінальна напруга НН, кВ	Завантаженість %
T1	10	111	10,5	32,04
T2	10	111,1	10,1	34,1

Таблиця 3.20 – Падіння напруги по магістралі

Номер опори	Номінальна лінійна напруга, кВ	Номер опори	Номінальна лінійна напруга, кВ
1	10,46	139	10,11
30	10,35	138	10,11
37	10,34	129	10,09
40	10,33	122	10,07
48	10,31	118	10,07

Таблиця 3.20 – Падіння напруги по магістралі

Номер опори	Номінальна лінійна напруга, кВ	Номер опори	Номінальна лінійна напруга, кВ
71	10,29	110	10,07
100	10,26		
109	10,26		

Таблиця 3.21 – Завантаженість відрізків РЕМ по магістралі

Назва ділянки Початок/кінець	Довжина ділянки, км	Завантаже- ність %	Назва ділянки Початок/кінець	Довжина ділянки, км	Завантаженість %
1-30	1,5	41,25	110-118	0,44	0,0
30-37	0,35	33,54	118-122	0,2	5,43
37-40	0,2	28,25	122-129	0,35	28,9
40-48	0,4	26,02	129-138	0,45	28,9
48-71	1,15	16,24	138-139	0,05	45,63
71-100	1,45	14,26			
100-110	0,45	3,33			

3.5.2 Техніко-економічні порівняння, у разі короткочасного КЗ

Для визначення економії часу порахуємо різницю витраченого часу на відновлення електропостачання час відновлення орієнтовний, в нашому випадку:

$T_{\text{ручн}} — 60 \text{ хв}$

$T_{\text{рекл}} — 1 \text{ хв}$

Підставляємо значення та отримуємо:

$$\Delta T = 60 - 1 = 59 \text{ хв}$$

Річна економія сумарних споживацьких хвилин при короткочасному КЗ.

$$S = (1 \cdot (623 + 3) \cdot 59) = 1 \cdot 626 \cdot 59 = 36934 \text{ хв/рік}$$

Особливо дане обладнання впливає на зміну індексу SAIDI на рік, що в свою чергу тягне за собою грошову вигоду від зменшення відключень споживачів:

$$\Delta SAIDI = \left(\left(\frac{1}{626} \right) \cdot 36934 \right) = 59 \text{ хв/рік на одного споживача в мережі}$$

Грошова оцінка: якщо $V = 100 \text{ грн/кВт}\cdot\text{год}$ то:

$$E_1 = 4 \cdot 100 \cdot \left(\frac{59}{60} \right) + 1160 \cdot 100 \cdot \left(\frac{59}{60} \right) = 114460 \text{ грн/рік}$$

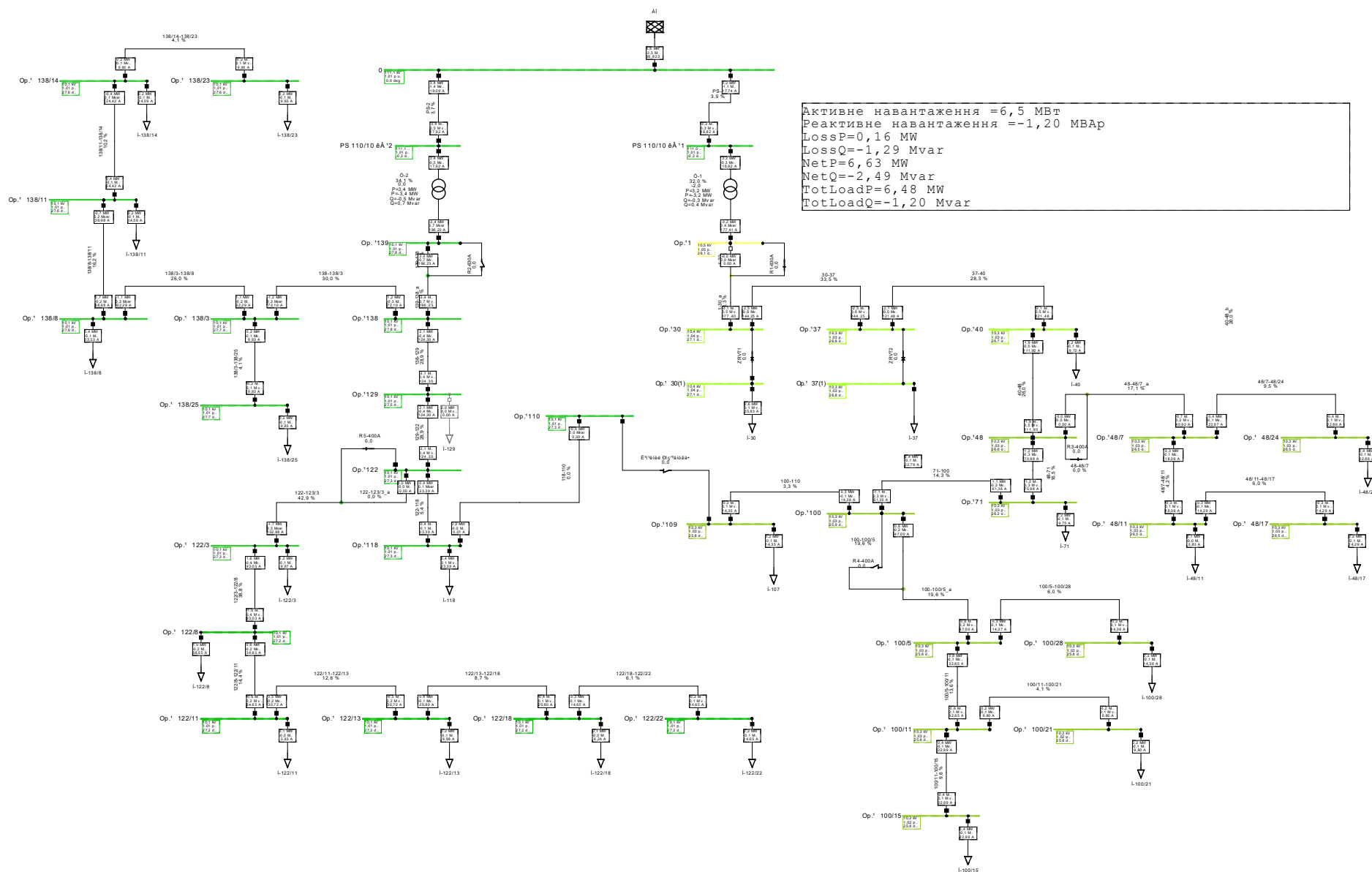


Рисунок 3.7 – Моделювання КЗ від опори №129 до ТП яка захищена ЗРВТ

Час окупності реклоузера та ЗРВТ на даній ділянці визначаємо за формулою:

$$O = \frac{N \cdot B_{\text{рекл}} \cdot B_{\text{ЗРВТ}}}{E} = \frac{1 \cdot 1000000 + 25000}{114460} = 8,9 \text{ р.}$$

Даний випадок включає в себе автоматичне відновлення без втручання персоналу.

3.5.3 Техніко-економічні порівняння, у разі довготривалого КЗ

На даній ділянці довготривалі КЗ відбуваються дуже рідко тому приймаємо, що за рік відбулося 1 довготривале КЗ.

Визначимо зменшення кількості відключених споживачів:

$$\Delta N = 626 - 100 = 526$$

Річна економія сумарних споживацьких хвилин при довготривалому КЗ.

$$S = (1 \cdot 526 \cdot 59) = 31034 \text{ хв/рік}$$

Визначимо зміну індексу SAIDI на рік:

$$\Delta SAIDI = \left(\frac{1}{526}\right) \cdot 31034 = 59 \text{ хв/рік на одного споживача}$$

Грошова оцінка: якщо $V = 100 \text{ грн/кВт}\cdot\text{год}$ то:

$$E_2 = 4 \cdot 100 \left(\frac{59}{60}\right) + 1160 \cdot 100 \left(\frac{59}{60}\right) = 114460 \text{ грн/рік}$$

Час окупності реклоузера на даній ділянці визначаємо за формулою:

$$O = \frac{N \cdot B_{\text{рекл}} + B_{\text{ЗРВТ}}}{E} = \frac{1 \cdot 1000000 + 25000}{114460} = 8,9 \text{ р.}$$

Сумарний розрахунок окупності на ділянці за рік:

$$O_{\Sigma} = \frac{N \cdot B_{\text{рекл}} \cdot B_{\text{ЗРВТ}}}{E_1 + E_2} = \frac{1 \cdot 1000000 + 25000}{114460 + 114460} = 4,47 \text{ р.}$$

Без врахування витрат на обслуговування та зарплати обслуговуючого персоналу.

Розрахуємо сумарну окупність встановлення всього обладнання в РЕМ, з врахуванням загальної економії по всій мережі, з врахуванням економії на одній обслуговуючій бригаді.

$$E_{\Sigma} = 390265 + 70755 + 345320 + 59333 + 345320 + 24326 + 114460 + 114460 \\ = 1464239 \text{ грн/рік}$$

Сумарний розрахунок окупності:

$$O_{\text{сум}} = \frac{N \cdot B_{\text{рекл}} + N \cdot B_{\text{ЗРВТ}}}{E_{\Sigma} + E_{\text{бригади}}} = \frac{5 \cdot 1000000 + 4 \cdot 25000}{1464239 + 890000} = 2,16 \text{ р.}$$

Як бачимо окупність даного обладнання вийде приблизно за 2,16 роки, що свідчить про необхідність впровадження даного обладнання в РЕМ, оскільки термін експлуатації реклоузера та ЗРВТ більше 20 років.

Висновки до розділу 3

1) На основі виконаного електричного розрахунку режимів роботи розподільної мережі 10 кВ були складені схеми заміщення, визначені їх опори та параметри, що дало можливість коректно змодельовати поведінку мережі при різних режимах навантаження.

2) Розрахунки показали, що навіть при відключенні окремих ділянок або зміщенні потоків потужності мережа зберігає працездатність, а її вузли не виходять за межі допустимих струмових навантажень. Напруги у частині вузлів погіршуються, але подальше регулювання РПН і ПБЗ дозволяє стабілізувати їх до прийняттого рівня. Це доводить, що мережа має достатній запас стійкості за умови правильного налаштування регулювальних пристроїв.

3) Крім того, моделювання короткого замикання на окремих ділянках показало фактичну поведінку захистів та масштаб вимкнення споживачів при аварії. Було встановлено, що без пунктів секціонування вимикаються значні ділянки мережі, що призводить до відключення великої кількості побутових споживачів. Саме ці результати стали основою для техніко-економічного обґрунтування встановлення реклоузерів і ЗРВТ та оцінки їхнього впливу на SAIDI.

4) Загалом, результати дозволили отримати повне уявлення про режими роботи мережі 10 кВ у нормальному та аварійному стані, виявити слабкі місця, оцінити ефективність дії регулювальних пристроїв і підтвердити доцільність подальшого впровадження секціонування для підвищення надійності електропостачання.

4 СТАРТАП-ПРОЄКТ ВПРОВАДЖЕННЯ СИСТЕМИ СЕКЦІОНУВАННЯ МЕРЕЖІ 10 кВ

4.1 Мета проєкту та передумови формування концепції

Функціонування розподільчих електричних мереж України протягом останніх десятиліть перебуває під суттєвим впливом технічної деградації обладнання, природних факторів, нестабільності зовнішнього середовища та зростання очікувань споживачів щодо безперебійності електропостачання. Умови експлуатації мереж 10 кВ стали значно складнішими, ніж у період їх проєктування, що вимагає переходу від традиційного «реактивного» обслуговування до системного, проактивного управління режимами роботи [8].

Одним із найбільш дієвих інструментів підвищення надійності є автоматичне секціонування, яке дає можливість швидко локалізувати пошкоджену ділянку, мінімізувавши масштаб аварійного відключення. Для цього у світі протягом останніх 30 років активно впроваджують реклоузери — інтелектуальні вимикачі з АПВ, та запобіжники-роз'єднувачі вихлопного типу (ЗРВТ), що забезпечують селективне відключення відгалужень.

Попри те, що українські мережі 10 кВ мають багаторівневу систему захисту, її ефективність залишається обмеженою через:

- тривалий час прибуття оперативно-виїздної бригади, час виїзду варіюється від 1 до 3 годин;
- відсутність автоматизованих комутаційних апаратів у більшості РЕМів;
- недостатню гнучкість існуючих схем електропостачання;
- старіння ліній, що призводить до частих короткочасних та стійких КЗ;

Таким чином, створення стартап-проєкту, який об'єднує технічні рішення автоматичного секціонування, цифровий моніторинг та економічно вигідну модель для ОСР, є актуальним і своєчасним.

Мета стартапу: запропонувати комплексну інноваційну систему Smart Sectioning, яка дозволить зменшити тривалість аварійних відключень орієнтовно на

70–95 %, підвищити параметри SAIDI/SAIFI до рівня європейських стандартів ENTSO-E, оптимізувати витрати ОСР за рахунок автоматизації процесів локалізації пошкоджень та створити бізнес-модель, яка може бути масштабована на будь-який РЕМ України.

Ключові завдання: включають в себе провести оцінку стану мережі 10 кВ та визначити оптимальні точки встановлення реклоузерів і ЗРБТ, розробити технічну архітектуру системи із повною інтеграцією у SCADA, прорахувати економічну ефективність і визначити термін окупності, сформувати бізнес-модель із можливістю застосування підписки (OPEX) або класичної моделі CAPEX та підготувати план впровадження та алгоритм масштабування даних рішень.

4.2 Огляд ринку секціонування та потенційних замовників

Український ринок автоматизації мереж 6–10 кВ перебуває на стадії активного розвитку. Переважна більшість ПЛ— це повітряні лінії старого зразка зі слабкою селективністю та тривалими інтервалами локалізації аварій. При цьому кількість короткочасних КЗ у таких мережах є значною — від 5 до 20 випадків на 100 км лінії на рік [9].

За відкритими даними НКРЕКП [10] маємо:

- понад 65 % мереж 6–10 кВ експлуатуються понад нормативний термін;
- у середньому менше 5 % мереж оснащено автоматичними комутаційними пристроями;
- щорічно фіксується понад 25 тис. аварійних ситуацій у мережах середньої напруги;
- рівень SAIDI у багатьох РЕМ перевищує 350–450 хв/рік, що у 6–10 разів більше за середньоєвропейські норми (40–60 хв/рік) [10];

Отже, попит на автоматизацію електромереж в Україні є величезним.

Розглянемо наших європейських колег та переглянемо як дані пристрої вплинули на роботу інших ОСР.

За оцінками галузевих досліджень, Європа наразі становить приблизно 24–28 % глобального ринку систем розподільчої автоматизації (11). Станом на 2025 рік, за цими оцінками, в Європі вже встановлено понад 1,06 млн автоматизованих пристроїв розподілу (автоматичні вимикачі, реклоузери, системи моніторингу тощо).

За результатами останніх досліджень — зокрема, аналізу, опублікованого 2024 року — запропоновано набір «індикаторів цифровізації» (датчики/актуатори, зв'язок, обробка даних, «цифрова культура») для оцінки рівня автоматизації розподільчих мереж у європейських країнах (12). Ці дані свідчать, що масштаб впровадження автоматизації мереж є достатньо великим — не просто поодинокі проєкти, а масовий тренд, охоплюючий сотні тисяч точок у багатьох країнах.

Розглянемо конкретні країни, де автоматизація мереж активно застосовується або має важливі плани:

- Німеччина є одним з лідерів з частки в європейському ринку систем розподільчої автоматизації: на 2025 рік — близько 28–33 % ринку автоматизації підстанцій та розподілу в Європі;
- Франція має значну частку застосування систем автоматизації: серед провідних країн Європи за впровадженням підстанційної та фідерної автоматизації;
- Велика Британія також є у списку лідерів впровадження розподільчої автоматизації — поряд з Німеччиною та Францією;

Інші країни Європи також поступово підключають автоматизацію, а саме у 2020-х роках зростає саме частина електричних мереж, які отримують часткову модернізацію.

4.2.1 Основні світові виробники реклоузерів

Станом на 2020–2025 роки ринок реклоузерів сформувався як стабільний і досить конкурентний сегмент обладнання для автоматизації розподільчих мереж. Продукція різних виробників має близькі характеристики, але відрізняється функціональністю, ціною, можливістю інтеграції в існуючу мережу та сервісною підтримкою.

Розглянемо домінуючі міжнародні компанії, які пропонують поспістю готові рішення для секціонування:

- ABB випускає реклоузери серії OVR, цей реклоузер є одним із найпоширеніших у світі, він орієнтований на роботу в розподільчих мережах 6-38 кВ, їх цінять за високу надійність та широку лінію контролерів, вони мають гнучку комунікацію та підтримку IEC 61850;

- Schneider Electric пропонує реклоузери та повні комплекси автоматизації у сервісі SCADA, дані реклоузери легко інтегруються у smart-grid. Даний виробник відомий однією з найкращих систем телеметрії та цифрових діагностик;

- Siemens пропонує полегшені реклоузери серії Fusesaver які спеціально розроблені для повітряних ліній з великою кількістю запобіжників. Також даний виробник має серію RVAC це класичний вакуумний реклоузер з просунутими захисними функціями;

- Tavrida Electric пропонує один із найпопулярніших реклоузерів у країнах СНГ, Європі та Азії даний прилад має дуже низьке енергоспоживання, модульну конструкцію яка дозволяє швидко та легко змонтувати на опорі. В конкретно нашому випадку він має перевагу так як має локальні сервісні центри;

- E.NEXT варто згадати оскільки дана компанія активно приймає участь на українському ринку обладнання середньої та низької напруги. Компанія пропонує реклоузери, контролери та системи автоматичного секціонування, адаптовані до особливостей старих українських повітряних ліній. Має перевагу у вигляді локального сервісу, індивідуальних технічних рішень та конкурентної вартості. Завдяки цьому E.NEXT займає помітну нішу у проєктах модернізації РЕМів та ОМС, де потрібне бюджетне та швидко впроваджуване обладнання;

Попри наявність потужних світових виробників реклоузерів, український ринок має власну специфіку, яка вимагає індивідуальних технічних рішень, бюджетних моделей які можна адаптувати до старих мережевих систем. Це створює можливості як для локальних інтеграторів, так і для виробників, здатних запропонувати

модульні, економічно обґрунтовані рішення для реальних умов експлуатації в Україні.

4.3 Технічна концепція та архітектура запропонованої системи секціонування

Побудова сучасної системи автоматичного секціонування у мережах 10 кВ базується на принципах модульності, селективності, цифрової діагностики та відмовостійкості. Відповідно до вимог стандартів IEC 62271 та IEEE C37.60 [13], комутаційне обладнання повинно не лише забезпечувати розрив струмів короткого замикання, але й містити вбудовані алгоритми самодіагностики, дистанційного керування та фіксації параметрів аварійних процесів.

У нашому стартап-проекті ключову роль відіграють два типи пристроїв:

- автоматичні реклоузери 10 кВ,
- запобіжники-роз'єднувачі вихлопного типу (ЗРВТ).

Їхнє раціональне поєднання створює своєрідну "мережеву ієрархію", у якій реклоузер виконує роль інтелектуального вузла, а ЗРВТ — фільтрує локальні відгалуження та захищає їх від перевантаження й коротких замикань.

Основна мета архітектури — мінімізувати кількість споживачів, які потрапляють у зону знеструмлення, та виконати локалізацію аварій автоматично, без участі персоналу.

Структура архітектури розумного секціонування включає в себе п'ять основних модулів:

1. Модуль комутації та захисту (так званий первинний рівень) він містить в собі реклоузери які встановлені у магістральних точках мережі, ЗРВТ вони в свою чергу встановлюються у кінцевих і проміжних відгалуженнях. Додатком необхідно встановити комплект трансформаторів струму та напруги також необхідною частиною є датчики перевантаження та моніторингу дугової напруги.

Реклоузер в свою чергу оснащено контролером який виконує функції аналізу форми струму й напруги, визначення типу короткого замикання та запуск АПВ.

Завдяки АПВ (1–4 цикли) більшість короткочасних КЗ ліквідуються автоматично протягом 1–10 секунд.

2. Модуль телеметрії та комунікації, який передбачає передачу даних на диспетчерський пункт через 4G/5G/LTE, оптоволоконні канали та GSM-канал або радіорелейний зв'язок. Усі реклоузери повинні мати вбудовані інтерфейси Modbus RTU/TCP, IEC 60870-5-104, DNP3 це дозволяє інтегрувати систему в будь-яку SCADA OCP без додаткових шлюзів.

3. Модуль диспетчизації, в нашому випадку це вже всім знайома SCADA.

4. Модуль аналітики, даний модуль робить стартап більш цінним для OCP, оскільки забезпечує не лише комутацію, а й інтелектуальний аналіз мережі. Він може розраховувати показники надійності ($\Delta SAIDI$, $\Delta SAIFI$), даний модуль проводить оцінку економії споживацьких хвилин, аналітику та повторюваності аварій які записуються в так званій пам'яті реклоузера. Основною функцією даного модуля є прогнозування місць пошкоджень за допомогою ML-алгоритмів.

5. Модуль автономного живлення незважаючи на те, що реклоузер має ТБП необхідно передбачити автономне живлення. Оскільки реклоузери часто встановлюються у віддалених ділянках, система передбачає резервні рішення такі як Li-Ion акумуляторні блоки та сонячні мікропанелі на 50–100 Вт із контролером заряду це дозволяє системі працювати навіть при повному знеструмленні ПЛ що дозволяє даному приладу передати диспетчеру інформацію про точку КЗ, це в свою чергу дозволяє відновити живлення набагато швидше, оскільки прилад надав орієнтовне місце КЗ.

Принцип роботи при нормальному режимі роботи ЛЕП Реклоузер знаходиться у стані "ввімкнено", SCADA фіксує фазні струми, напругу, температуру. ЗРВТ перебувають у стані замкнення, виконуючи функцію відгалужувального захисту.

У разі ж короткого замикання реклоузер фіксує надструм, витримує мілісекундну паузу для класифікації (миттєвий або короткочасний дефект), якщо це ко-

роткочасний дефект — виконує АПВ, якщо КЗ стійке — реклоузер відключає магістраль. В разі якщо дефект на відгалуженні — спрацьовує ЗРВТ, і реклоузер виконує АПВ із відновленням магістралі. Завдяки цьому магістраль працює, а відключене лише проблемне відгалуження, це критично впливає на зменшення SAIDI

4.4 Фінансова модель стартап-проєкту

Фінансова модель є одним із ключових елементів стартап-проєкту, оскільки саме економічні показники визначають готовність операторів системи розподілу (ОСР) інвестувати у впровадження системи секціонування. Для оцінки повної економічної картини використовуються три основні групи показників:

CAPEX (капітальні витрати) — закупівля обладнання, монтаж, налаштування.

OPEX (операційні витрати) — забезпечення зв'язку, щорічне технічне обслуговування, заміна витратних елементів.

Економічний ефект (Savings) — скорочення часу відновлення електропостачання, зменшення кількості виїздів аварійних бригад, уникнення штрафів за низьку якість електропостачання.

Розглянемо кожну групу окремо для розуміння наскільки економічно вигідно встановлювати дане обладнання.

Основні капіталовкладення складаються з вартості обладнання, монтажних робіт, проектних робіт, інтеграції у SCADA та налаштування бази телеметрії та зв'язку.

Орієнтовна вартість реклоузера 10 кВ ≈ 1000000 грн.

Орієнтовна вартість ЗРВТ 10 кВ ≈ 25000 грн.

Вартість монтажних робіт ≈ 45000 грн вона включає в себе, монтаж реклоузера, встановлення його опорної конструкції, під'єднання живлення та модему GPRS.

Налаштування бази телеметрії та зв'язку реклоузера ≈ 10000 грн.

Інтеграція та налаштування реклоузера у SCADA ≈ 45000 грн. в залежності від складності інтеграції та кількості реклоузерів які будуть встановлюватися.

Вартість проєктних робіт становить ≈ 30000 грн.

Основні вкладення на обслуговування складаються з обслуговування реклоузерів, послуг мобільного зв'язку та моніторинг.

Вартість обслуговування реклоузера ≈ 10000 грн/рік, включає в себе перевірку уставок, тестування коректної роботи алгоритмів АПВ та діагностику акумуляторних блоків живлення реклоузера.

Економічна вигода від впровадження визначається за рахунок:

- скорочення часу відновлення живлення;
- зниження SAIDI;
- економія на виїздах бригад;
- зменшення втрат електроенергії;
- запобігання штрафам та компенсаціям.

При встановленні реклоузера в мережі, час відновлення живлення при короточасному КЗ відбувається упродовж 1 хв. Локалізація пошкоженого відгалуження відбувається орієнтовно до 3 хв. Вартість одного виїзду бригади ≈ 12000 грн, реклоузер же здатен зменшити кількість виїздів приблизно у 6 разів.

Під час аварійних відключень мережа втрачає до 8% активної енергії лінії, згідно з вимогами НКРЕКП оператори системи розподілу платять компенсації споживачам за тривалі відключення[14].

Наведемо типовий приклад для однієї ділянки РЕМ:

Вихідні дані прийняті орієнтовні і можуть відрізнятися в залежності від електричної мережі.

Кількість споживачів на ділянці ≈ 550 ;

Частота аварій на даній ділянці ≈ 4 на рік;

Тривалість відновлення електропостачання до впровадження реклоузера ≈ 90 хв;

Тривалість відновлення електропостачання після впровадження реклоузера ≈ 5 хв;

Розрахунок економії споживацьких хвилин визначається за формулою 4.1:

$$S_m = (n_{кз} \cdot (T_p - T_a) \cdot n_{сп}) \quad (4.1)$$

де, $n_{кз}$ — кількість кз на ділянці на рік, T_p — тривалість відновлення при ручному секціонуванні, T_a — тривалість відновлення при автоматичному секціонуванні, $n_{сп}$ — кількість споживачів на ділянці електричної мережі.

$$S_m = (4 \cdot (90 - 5) \cdot 550) = 4 \cdot 85 \cdot 550 \text{ хв/рік}$$

Розрахунок річної економії оператора системи розподілу, якщо вартість 1 години недовідпущеної електроенергії у домогосподарстві = 200 грн/год, а у промисловості = 1000 грн/год, тож економія ОСП визнається за формулою:

$$B_e = (S_h \cdot \text{вартість недовідпущеної електроенергії}) \quad (4.2)$$

де, B_e — власна економія ОСП, $Sh = Sh/60$ — економія споживацьких годин.

$$S_m = ((187000 / 60) \cdot 200) = 623333 \text{ грн/рік}$$

Наступним етапом іде розрахунок періоду окупності пристрою секціонування, для розрахунку враховуємо лише економію на недовідпущеній електроенергії на рік, даний показник визначаємо за формулою:

$$O = (\text{вартість реклоузера} / B_e) \quad (4.3)$$

Підставляємо значення та отримуємо:

$$O = (1000000 / 623333) = 1,6 \text{ року}$$

Тобто система повністю окупається за 1–2 роки, що є одним із найкращих показників серед інвестицій у розподільні мережі.

Проведемо сценарний аналіз оптимістичний, звичайний та песимістичний, результат зобразимо у табличній формі, а саме у таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Сценарний аналіз

Показник	Оптимістичний сценарій	Звичайний сценарій	Песимістичний сценарій
Частота КЗ, рік	6	4	2
Економія споживацьких хвилин, хв.	Дуже висока	Висока	Нормальна
Вартість недовідпущеної електроенергії, грн.	250-350	150-250	100-150
Термін окупності, рік	0,8-1,2	1,5-3	4-6

Навіть песимістичний сценарій демонструє окупність у межах 6 років, що для енергетичної галузі — хороший показник.

4.5 Бізнес-модель та комерційна пропозиція стартапу

Ефективність стартап-проєкту залежить не лише від технічної спроможності рішення, а й від того, наскільки зручно, економічно вигідно та гнучко воно інтегрується у специфіку роботи операторів системи розподілу. Бізнес-модель стартапу повинна враховувати низку чинників: обмежені бюджети РЕМів, складність внутрішніх процедур закупівель, різний рівень цифрової готовності та неоднакові вимоги до модернізації мережі.

У цьому розділі ми розробили комбіновану бізнес-модель, яка охоплює три можливі формати співпраці:

- класичний CAPEX;
- сервісна модель OPEX/підписка;
- модель EaaS або оренда реклоузерів із можливим викупом.

Класична модель CAPEX—це традиційна схема, яку застосовують більшість ОСР при оновленні обладнання. Вона передбачає закупівлю обладнання оплати монтажних робіт, оплати робіт по інтеграції обладнання у SCADA.

Перевагами класичної моделі є те, що обладнання одразу переходить у власність ОСР, а також те що ОСР може легко планувати свій бюджет. До недоліків відносять високі початкові фінансові вкладення, це в свою чергу не підходить для РЕМів із дефіцитом капітальних витрат, та дуже довгий бюрократичний цикл погодження фінансування.

Модель сервісної підписки OPEX є одним із найперспективніших напрямків дана модель дозволяє відмовитися від великих початкових вкладень на користь так званої регулярної підписки. Суть моделі заключається в тому, що ОСР робить невеликий початковий внесок, можливо навіть 0 грн, все залежить від формату співпраці, а потім проводить щомісячну, щоквартальну або щорічну оплату за користування обладнанням та сервісами. До вартості входить обслуговування, заміна витратних матеріалів, повна підтримка телеметрії, доступ до аналітики і SCADA, постійне оновлення програмного забезпечення та збір статистики. ОСР фактично бере в оренду обладнання та його функціонал.

Перевагами даної моделі є відсутність великого одноразового платежу, просте масштабування, що дозволяє поступово додавати узли, наявність гарантованого обслуговування від старту та невелика фіксована щомісячна вартість. До недоліків можна віднести те, що дане обладнання не є власністю ОСР та строк окупності порівняно з інвестицією може здаватись довшим, але він зазвичай практично однаковий.

Модель EaaS або оренда з викупом, ця модель фактично є поєднанням CAPEX та OPEX вона набула популярності у Європі та США. Суть моделі заключається в тому, що стартап за власний кошт встановлює реклоузери в свою чергу ОСР платить лише за фактично зекономлені споживацькі хвилини або за зниження SAIDI в свою чергу частина цієї економії покриває витрати на обладнання.

Оплата визначається за формулою:

$$\text{Оплата} = (\alpha \cdot \Delta SAIDI + \beta \cdot S_m) \quad (4.4)$$

Де α , β — це коефіцієнти які узгоджуються при заключенні договору між ОСР та стартапом.

Даний стартап пропонує для ОСР три комерційні пропозиції, а саме:

- 1) Стандарт, включає в себе:
 - 1 реклоузер;

- 3–6 ЗРВТ;
- інтеграцію у SCADA;
- базова аналітика;

Дана комерційна пропозиція вартує від 1 млн.грн до 1,3 млн.грн.

2) Оптимальний, включає в себе:

- 2-3 реклоузери;
- до 10 ЗРВТ;
- інтеграцію у SCADA;
- покращена аналітика + історія аварій;
- навчання персоналу;

Дана комерційна пропозиція вартує від 1,7 млн.грн до 2,5 млн.грн.

3) Максимум, включає в себе:

- 4 і більше реклоузери;
- від 10 до 20 ЗРВТ;
- інтеграцію у SCADA;
- повна аналітика, прогностичні моделі + історія аварій;
- навчання персоналу;
- сервісна підтримка;
- дубльовані канали зв'язку;

Дана комерційна пропозиція вартує від 3,4 млн.грн до 5,1 млн.грн.

Наведемо п'ятирічну прогнозу фінансову модель стартапу для одного РЕМ приведемо у таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 – п'ятирічна модель

Показник	Значення
Кількість встановлених реклоузерів	12
Кількість ЗРВТ	36
Виручка CAPEX грн	19 000 000
Доходи від сервісу OPEX грн/р	3 000 000
Чистий прибуток стартапу	25-32%

Окупність самого стартапу становить 2–3 роки, після чого починається накопичення чистого прибутку.

4.6 План впровадження (дорожня карта) стартап-проєкту

Ефективне впровадження системи автоматичного секціонування вимагає чіткої та поетапної організації робіт. Для цього в стартап-проєкті ми розробили дорожню карту, що включає шість ключових етапів, кожен з яких має свою тривалість, ресурси, очікувані результати та відповідальних виконавців. Запропонована методологія базується на принципах PMBOK, PRINCE2 та типових практиках впровадження інфраструктурних проєктів у галузі електроенергетики [15].

Дорожня карта складається з таких основних етапів:

- Аудит та обстеження мережі
- Проектування та моделювання режимів
- Закупівля та логістика обладнання
- Монтаж та налагодження
- Тестова експлуатація (Pilot Run)
- Масштабування та інтеграція у довгострокову стратегію ОСР

Етап 1 — це аудит та обстеження мережі, тривалість даного етапу орієнтовно 1-2 місяці, на цьому етапі виконується аналіз технічного стану ПЛ-10 кВ, визначення аварійно небезпечних ділянок, збір статистики КЗ за останні 3-5 років, аналіз наявної комутаційної апаратури, визначення оптимальних точок встановлення реклоузерів та ЗРВТ та проведення попереднього економічного аналізу ефективності впровадження пунктів секціонування.

Необхідно використати наявні дані з SCADA якщо вони є, журнали аварій, інформація від оперативних служб та результати розрахунків коротких замикань, результатом даного аналізу є Карта ризиків мережі та попередня конфігурація системи секціонування.

Етап 2 — проектування та моделювання режимів, на нашу думку це є одним із найголовніших підготовчих етапів, оскільки на даному етапі визначається яке

саме обладнання необхідно встановити і як правильно його інтегрувати в РЕМ. На цьому етапі розробляються електричні схеми секціонування, визначаються уставки реклоузерів та селективність роботи обладнання, проводиться розрахунок струмів КЗ у різних точках мережі, визначається тип та номінал плавких вставок ЗРВТ та узгоджується алгоритм роботи системи при аваріях.

Проектування включає як класичні інженерні методи, так і програмне моделювання (наприклад, OpenDSS, ETAP, DIgSILENT PowerFactory, EPLAN Electric). Результатом є робоча проектна документація, включно з однолінійними схемами, протоколами розрахунків та технічними специфікаціями, даний етап триває орієнтовно 1 місяць.

Етап 3 — Закупівля обладнання та логістика, зазвичай тривалість даних процедур орієнтовно 1-2 місяці. Після того як проєкт пройшов всі необхідні перевірки і надійшов на даний етап, на цьому етапі спеціалісти проводять перевірку сертифікації обладнання згідно з ДСТУ та ІЕС та проводять тестування обладнання на складі, результатом даної роботи є партія готового обладнання з усіма технічними паспортами, яке після закупівлі можна інтегрувати в РЕМ. З цього випливає наступний етап, а саме:

Етап 4 — Монтаж та пусконаладжувальні роботи. Тривалість даного етапу залежить від кількості та складності монтажу закупленого обладнання але зазвичай відбувається за 1-2 місяці. Дані роботи включають в себе Монтаж реклоузерів на опорах, встановлення кронштейнів, монтаж силових частин, підключення трансформаторів струму/напруги, встановлення контролера та модему. Встановлення ЗРВТ на відгалуженнях перевірка механічної міцності опори, підбір плавких вставок, монтаж із дотриманням кутів установки. Налаштування системи, введення уставок, перевірка струмових захистів, тестування АПВ та підключення обладнання до РЕМ.

Етап 5 — Пілотна експлуатація, даний етап триває пів року за цей час проводиться моніторинг роботи системи у реальних умовах, відбувається збір статис-

тики аварій в РЕМ, порівнюється фактичне зниження часу відключень із розрахунковим, аналізується економічна вигода, за потреби зміни уставок здійснюється їх коригування також в даний період для оперативного персоналу РЕМ проводяться тренінги по експлуатації. По закінченню терміну даного етапу необхідно підготувати:

- технічний звіт;
- економічний звіт;
- зведена аналітика по SAIDI/SAIFI;

Якщо результати пілотної експлуатації задовільняють замовника стартапу то ми переходимо до наступного етапу – масштабування.

Етап 6 — Масштабування та інтеграція в стратегію ОСР, тривалість може бути як пів року так і 3 роки в залежності від складності та розмірів районної мережі. Процес масштабування відбувається за принципом поступового розширення зони покриття пунктів секціонування, встановлення реклоузерів на найбільш аварійних ділянках, адаптація бізнес-моделі під бюджет ОСР.

Як результат отримуємо повністю інтегровану систему розумного секціонування, що забезпечує значне покращення показників надійності.

4.7 Оцінка ризиків та шляхи їх мінімізації

Будь-який інфраструктурний проєкт у сфері електроенергетики, особливо пов'язаний із модернізацією розподільних мереж, має визначений рівень ризику. Впровадження системи автоматичного секціонування також не є винятком. У цій частині проведено комплексну оцінку можливих ризиків, згідно з методологією ISO 31000, а також сформовано систему заходів для їх максимального зниження.

Ризики умовно поділяють на 5 різних груп, такі як:

- технічні;
- організаційні;
- фінансові;
- експлуатаційні;

– зовнішні (регуляторні та форс-мажорні).

Розглянемо кожен ризик окремо оскільки кожен по своєму унікальний і необхідно врахувати максимально багато показників для успішної реалізації стартапу.

Технічні ризики встановлення реклоузерів включають в себе невідповідність уставок реклоузера умовам роботи мережі, якщо уставки визначено неправильно або без урахування змінної структури мережі, можливі неселективні відключення, збільшення обсягу знеструмлених споживачів, а це в свою чергу тягне за собою погіршення SAIDI також можливий конфлікт роботи реклоузера та ЗРВТ. Для мінімізації даних ризиків необхідно провести розрахунок КЗ у декількох режимах мережі (літо, зима, максимальні/мінімальні навантаження), що можливо зробити у програмному комплексі Power Factory, провести попередні симуляції у програмах ETAP / OpenDSS, обов'язковою умовою є періодичне коригування уставок після кожного розширення мережі.

Відмова каналу зв'язку або нестабільність мобільного сигналу це не рідкість, в умовах війни в Україні мобільні оператори не завжди є доброчесними тому часто можлива втрата зв'язку між диспетчером та реклоузером. Оскільки у реклоузера є резервне живлення він продовжує працювати автономно, але диспетчер не бачить стан обладнання, не може здійснити дистанційні команди, що в свою чергу тягне за собою зниження аналітичного потенціалу системи. Тому необхідно провести заходи з мінімізації даних ризиків, такі як резервування каналів зв'язку 4G + LoRa + оптика, якщо це можливо, необхідно використовувати антени з високим коефіцієнтом підсилення та запровадити автоматичну буферизацію подій у контролері до 30 днів.

До ще одного технічного ризику ми включили технічну відмову самого реклоузера, не зважаючи на те, що реклоузери мають високий ресурс роботи (20–30 років), можливі збої мікроконтролера, проблеми зі струмовими трансформаторами, блокування механізму розчеплення. Від даних ризиків не застраховане жодне обладнання тому необхідно вибирати обладнання класу "Utility Grade" та проводити регулярне оновлення прошивки згідно рекомендацій виробника.

Організаційні ризики зазвичай включають в себе низьку кваліфікацію персоналу РЕМ, оскільки реклоузер в Україні це рідкість, особливо у сільських районах персонал рідко працює з автоматизованими системами. Стандартні помилки такі як некоректне ручне керування, неправильне трактування аварійних повідомлень SCADA, некваліфіковане втручання в уставки яке призводить до виходу з ладу реклоузера. Для мінімізації даних ризиків проводяться навчальні курси для обслуговуючого персоналу, створення інструкцій-пам'яток, проведення періодичних тренінгів після монтажу.

Часто між диспетчерськими та ремонтними службами є відсутність координації, при аварії непогоджені дії можуть спричинити додаткові відключення. Задля запобігання даних розходжень необхідно розробити єдиний регламент роботи з реклоузерами та впровадити процедуру єдиного диспетчерського центру.

Фінансові ризики у випадку України є невід'ємною частиною оскільки реклоузери імпорتنі та в Україні на даний момент відсутні виробники даного обладнання, бюджет проєкту може змінюватися через зростання вартості обладнання або коливання курсу валют. Мінімізувати дані ризики достатньо легко завдяки укладенню контрактів із фіксацією валюти і вартості обладнання. Можна використати локальні комплектуючі але зазвичай реклоузер приходить в зборі то можлива лише використання українських аналогів лінійної арматури для кріплення реклоузера. Можливий варіант відтермінування окупності реклоузера він може статися через меншу, ніж очікувалось, кількість аварій та через зміну тарифної політики. Для мінімізації необхідно коригувати моделі SAIDI/SAIFI після першого року або пів року експлуатації.

До експлуатаційних ризиків відносять вплив погодних умов, вандалізм або крадіжки обладнання та несправність ЗРВТ найчастіше через старіння або неправильний вибір плавкої вставки. Урагани, хуртовини, можуть пошкодити датчики, кабелі зв'язку, опори та лінійну арматуру. Для запобігання необхідно підсилювати опори на яких встановлюється реклоузер та монтаж у захисних кожухах IP65–IP67.

Для коректної роботи ЗРВТ необхідно проводити регламентні заміни кожні 4-5 років, писати маркування номіналів плавкої вставки на опорі. Зобразимо дані в зведеній матриці ризиків у таблиці 4.3.

Таблиця 4.3 – Зведена матриця ризиків

Тип ризику	Імовірність	Вплив	Ранг	Рекомендації
Неправильні уставки	Середня	Високий	Критичний	Тестування і симуляції
Відмова зв'язку	Висока	Середній	Значний	Резервування каналів
Деградація АКБ	Середня	Середній	Середній	Щорічні перевірки
Вандалізм	Низька	Середній	Помірний	Антивандальні кожухи

4.8 Соціальний, енергетичний, економічний та екологічний ефект від впровадження системи автоматичного секціонування

Після впровадження автоматичних реклоузерів та запобіжників-роз'єднувачів очікуваний ефект проявляється не лише в параметрах SAIDI/SAIFI, а й у ширшому контексті — соціальному, економічному, енергетичному та екологічному. Оскільки магістерська дисертація стосується підвищення ефективності роботи розподільних мереж, важливо показати, що проєкт має комплексний мультиплікаційний вплив, який поширюється далеко за межі технічного обладнання.

До соціального ефекту відноситься значне підвищення якості життя населення у сільських та малих міських громадах перерви електропостачання можуть тривати годинами, а інколи й більше, коли аварійна бригада не має змоги оперативно дістатися до місця пошкодження. Встановлення реклоузера скорочує час знеенергоування з 60–180 хвилин до 1–3 хвилин, що для побутового споживача означає:

- холодильники та морозильні камери не втрачають продукти;
- люди можуть працювати з дому;
- інтернет і мобільний зв'язок не припиняють роботу;
- не порушуються графіки опалення електродотопниками;
- знижується стрес у домогосподарств.

За дослідженням ENTSO-E у 2019–2021 роках, покращення SAIDI лише на 30–40 % відчутно підвищує індекс задоволеності населення якістю електропостачання. Для України такий ефект ще більш значущий, бо мережі у багатьох областях застарілі, а аварії — часте явище.

Коли відбувається аварія на ПЛ 10 кВ, переважно вночі (низькі навантаження, мороз, вологість, ожеледиця), населення опиняється без освітлення, електроопалення та інколи без води (якщо насосні станції приватних будинків залежать від електрики). Автоматичне секціонування різко скорочує час відключень, що знижує ризики злочинності на неосвітлених вулицях, зменшує кількість побутових нещасних випадків, покращує ситуацію для лікарень, аптек, пожежних депо. Це в свою чергу призводить до зменшення скарг та недовіри до ОСР. Сьогодні велика кількість скарг на операторів систем розподілу стосується саме невчасного усунення аварій, особливо в районах, де лінії простягаються на десятки кілометрів. Після впровадження реклоузерів кількість скарг зменшується в 4–7 разів (дані E.ON Czech Republic, проект 2020 року).

Критична інфраструктура (насосні станції, лікарні, опалювальні вузли, мобільні вежі) сьогодні найбільш залежна від стабільного електропостачання. Реклоузер дозволяє локалізувати аварію на відгалуженні та зберегти живлення на головних напрямках. Наприклад якщо відбувається КЗ у с. Вільхове на відгалуженні, то без реклоузера зазвичай знеструмлюється вся лінія на 15–25 км. З реклоузером знеструмленою буде тільки гілка, наприклад, 2–3 км, а лікарня та опорна школа залишаться під напругою. Це прямий життєво важливий ефект.

У середньому реклоузер знижує SAIDI на 20–60 %, а SAIFI на 15–40 %. Це реальні показники, підтверджені практикою в Україні (ДТЕК Київські електромережі, 2021–2023) та Європі (ČEZ, E.ON, Ensto, Vattenfall).

Реклоузер значно підвищує стійкість мереж до аварій, статистика показує, що 60–80 % усіх аварій у ПЛ 6–10 кВ — короточасні. Без реклоузера це завжди аварійне відключення із виїздом бригади. З реклоузером — 90 % таких аварій зникає без втручання персоналу.

Також необхідно не забувати про екологічний ефект від встановлення реклоузера він зменшує викидів CO_2 через скорочення роботи аварійного транспорту. Аварійні автомобілі витрачають 12–18 л дизелю на одне завдання у сільській місцевості, до 30–40 л у гірських районах. Якщо скоротити кількість виїздів у 5–10 разів то економія лише на одному паливі буде 1000–2000 л палива/рік на одну ділянку, а це зменшення викидів CO_2 на 3–6 тонн/рік.

Автоматичне секціонування дозволяє підтримувати відновлювальні джерела енергії, це дає можливість підключати більше сонячних та вітрових станцій, уникати аварійних збоїв при короткочасних перенавантаженнях та дозволяє забезпечувати стабільність мережі з періодичною генерацією.

Висновки до розділу 4

1) Проведені дослідження дозволили розглянути задачу підвищення ефективності та надійності розподільних мереж 10 кВ не лише з технічної точки зору, але й через призму сучасних підходів до впровадження інновацій у сферу енергетичної інфраструктури. Запропонований стартап-проект наочно демонструє, що встановлення реклоузерів та запобіжників-роз'єднувачів може бути розглянуте не просто як чергове технічне рішення, а як цілісна модель впровадження нових практик управління мережами, які згодом можуть масштабуватися в межах РЕМ чи навіть кількох операторів систем розподілу.

2) У ході розробки концепції були визначені основні технічні та організаційні передумови, що формують актуальність такого проекту: зношеність частини обладнання, збільшення кількості аварійних ситуацій, високі вимоги до безперебійності електропостачання та реальні труднощі в оперативній роботі персоналу РЕМ, особливо у сільських мережах із великою протяжністю повітряних ліній. Реклоузери і ЗРВТ забезпечують можливість перевести частину операцій з розряду «ручних» у повністю автоматизовані, а це одразу зменшує час ліквідації аварій, кількість виїздів персоналу і сумарний обсяг недовідпущеної електроенергії.

3) Особливу увагу в розділі було приділено економічній складовій, оскільки навіть найкраще технічне рішення не має сенсу без підтвердження економічної доцільності. Проведені розрахунки переконливо показали, що ефект від зменшення

тривалості відключень споживачів, а також скорочення операційних витрат дає змогу досягти терміну окупності системи секціонування в межах 1–2 років. Навіть у песимістичному сценарії окупність не перевищує 4–6 років, що в умовах енергетичної галузі є дуже хорошим показником. Таким чином, стартап-підхід дає можливість ОСР реалізувати впровадження реклоузерів та ЗРВТ не лише як технічну модернізацію, а як довгостроковий економічно обґрунтований проєкт.

4) Сформована модель реалізації — від попереднього аналізу мережі до етапу масштабування — демонструє, що стартап у цьому випадку може працювати за різними бізнес-моделями: від традиційного придбання обладнання до підписної або сервісної моделі з можливістю викупити обладнання.

5) Проведений аналіз довів, що впровадження реклоузерів і ЗРВТ є не просто модернізацією мережі — це стратегічний крок у напрямку підвищення надійності електропостачання, економії ресурсів, зниження витрат оператора системи розподілу та переходу до цифровізованих Smart Grid-рішень.

ВИСНОВКИ

В результаті виконання магістерської роботи вирішено науково-прикладне завдання технічного та економічного обґрунтування підвищення ефективності функціонування розподільних електричних мереж 10 кВ за допомогою впровадження сучасних електроустановок секціонування — реклоузерів та запобіжників-роз'єднувачів вихлопного типу. У ході роботи вдалося всебічно проаналізувати як технічні, так і експлуатаційні аспекти мережі, оцінити переваги та обмеження різних засобів секціонування, а також сформуванати повноцінну концепцію практичного застосування технологій автоматичного відновлення живлення.

В дисертаційній роботі одержано такі наукові та практичні результати:

1) Проведений аналіз існуючих методів секціонування дозволив систематизувати сучасні підходи до розділення мереж та підвищення їх надійності. Розглянуто детально ручні та автоматичні засоби секціонування, що дало можливість порівняти їх з точки зору технічної складності, швидкодії та вартісної ефективності. Встановлено, що традиційні пристрої секціонування, які потребують ручного втручання персоналу, здатні забезпечити лише базовий рівень надійності, тоді як реклоузери та автоматичні секціонатори значно розширюють можливості управління мережею та скорочують час ліквідації аварій.

2) Виконане дослідження принципів роботи реклоузерів та запобіжників-роз'єднувачів вихлопного типу показало, що ці пристрої ефективно доповнюють один одного й забезпечують оптимальне поєднання автоматизації та селективності. Реклоузери дають змогу усувати більшість короточасних пошкоджень без участі персоналу, а ЗРВТ забезпечують локалізацію аварій на відгалуженнях і створюють видимий розрив, необхідний для безпечного огляду лінії. Їх технічні характеристики та режими роботи підтвердили доцільність застосування на радіальних мережах.

3) Виконано аналіз конфігурації мережі, вибору місць встановлення обладнання та визначенню параметрів реклоузерів і ЗРВТ. Робота включала реальну схему мережі в київській області, що дозволило не лише виконати розрахунки «на папері», а й фактично змоделювати умови, близькі до експлуатаційних. Отримані

результати показали, що правильно обране місце встановлення реклоузера дає змогу мінімізувати вплив аварій на сусідні ділянки мережі, а запобіжники-роз'єднувачі дозволяють локалізувати пошкодження на невеликих гілках, не допускаючи відключення великих масивів споживачів.

4) Проведено дослідження режимів роботи мережі під час коротких замикань. Розрахунки проведено у програмному комплексі PowerFactory з використанням схем заміщення ЛЕП та трансформаторів. Отримані дані дозволили виявити слабкі місця мережі, визначити рівні струмів КЗ та оцінити вплив аварійних режимів на напругу та роботу обладнання. Це стало важливою основою для подальшого обґрунтування необхідності секціонування та вибору оптимальних значень уставок пристроїв.

5) Установлено, що технічні розрахунки попередніх розділів поєднано із практичним застосуванням — у вигляді стартап-проєкту впровадження системи секціонування. Такий підхід дав можливість розглянути задачу комплексно: від технічної до економічної та організаційної складової. Виявлено, що автоматизація мережі за допомогою реклоузерів забезпечує суттєве зменшення тривалості та масштабів аварійних відключень, зниження недовідпущеної електроенергії та економію коштів оператора системи розподілу. Важливим результатом стало підтвердження того, що проєкт повністю окупається протягом 1–2 років, що робить його одним із найбільш ефективних напрямів інвестицій у розподільні мережі.

6) На основі проведеного аналізу запропоновано комплекс рекомендацій щодо впровадження реклоузерів та ЗРВТ у мережах 10 кВ. Зокрема, доцільно застосовувати реклоузери на довгих магістральних ділянках і у місцях з нестабільністю режимів, а ЗРВТ — на малих відгалуженнях і підстанціях із нерівномірним навантаженням.

7) Реклоузери та запобіжники-роз'єднувачі довели свою здатність значно підвищувати надійність та гнучкість електричних мереж, скорочувати витрати на обслуговування та забезпечувати споживачам більш стабільне електропостачання. Виконані розрахунки, модельні дослідження та сформований стартап-підхід підтверджують технічну, економічну та практичну доцільність впровадження автоматичного секціонування в реальних умовах експлуатації мережі 10 кВ.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Kim G., Kim T.-H., Kim J.-H. Refinement of Recloser Operation and Safety Enhancement in Distribution Systems: A Study Based on Real Data. *Energies*. 2024. No. 17 (22). P. 1–13.
2. Distribution System Operator Observatory 2022 / A. Meletiou et al. Luxembourg : Publications Office of the European Union, 2022. 78 p.
3. Asea Brown Boveri. Three-phase outdoor vacuum recloser : Descriptive bulletin. 2023. 20 p.
URL: https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=1VYN401390-132&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch&_gl=&_gl=1*1xc3pje*_gcl_au*MTYzNzEyMjczOC4xNzY1MTAwMzUw*_ga*MTQ1MDg3MDUyNy4xNzY1MTAwMzUw*_ga_46ZFBRSZNM*czE3NjUxMDAzNDkkbzEkZzAkDE3NjUxMDAzNTIkajU3JGwwJGgw.
4. NOJA Power. Visi-switch : Product guide. 11 p.
URL: <https://cdn.sanity.io/files/8p1fmwme/production/fa8a88e782306b1c1622ada5450418c523a551b4.pdf>.
5. EDS Engineering. Надійність та безпека. EDS оновила опори та змонтувала реклоузери. *EDS-Ukraine*. URL: <https://eds-engineering.com/novosti/nadezhnost-i-bezopasnost.-eds-obnovila-oporyi-i-smontirovala-reklouzeryi>.
6. Barchuk. Електромонтажна компанія. Монтаж реклоузера. *Barchuk*. URL: <https://barchuk.com.ua/our-works/montazh-reklouzera>.
7. E.NEXT. Новинка від Компанії E.NEXT – Запобіжник-роз’єднувач е. hv. fc. 15.100. Українське представництво E.NEXT International Electrotechnical Group. URL: <https://enext.ua/press/news/Novinka-vid-Kompanii-E-NEXT-Zapobizhnik-roz-dnuvach-e-hv-fc-15-100/>.
8. European Network of Transmission System Operators for Electricity. Manage the Present and prepare for the Future. Brusell : ENTSO-E aisbl, 2024. 108 p.
URL: <https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean->

[documents/Publications/Position%20papers%20and%20reports/2023/ENTSO-E_Annual-Report_2023.pdf](https://documents.Publications/Position%20papers%20and%20reports/2023/ENTSO-E_Annual-Report_2023.pdf).

9. IEC 62271-111. High-voltage switchgear and controlgear –Part 111: Automatic circuit reclosers and fault interrupters for alternating current systems up to 38 kV. Effective from 2012-09-01. Official edition. New York, 2012. 134 p.

10. Ensto. Overhead Line Accessories. URL: <https://www.ensto.com/en-US/solutions/line-and-cable-accessories/overhead-line-accessories/>.

11. Distribution Automation Market Size, Share, Growth, and Industry Analysis, By Type (Field Devices, Software, Services), By Application (Public, Private), Regional Insights and Forecast to 2034. 2024. 102 p.

12. Measuring the digitalisation of electricity distribution systems in Europe: Towards the smart grid / R.-P. Nestor et al. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*. 2024. P. 1–9. URL: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2024.110009>.

13. ПрАТ "ДТЕК КИЇВСЬКІ РЕГІОНАЛЬНІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ". Звіт щодо показників надійності (безперервності) електропостачання. Київ, 2023. 1 с.

14. Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання : Постанова від 12.06.2018 № 375.

15. Project Management Institute. Guide to the Project Management Body of Knowledge. Newtown : Project Management Institute, Inc, 2021. 370 p.

16. Барабаш А. В., Кирик В. В. Дослідження ефективності спільного використання реклоузерів та запобіжників-роз'єднувачів у розподільних мережах. Міжна-родний науково-технічний журнал "Сучасні проблеми електроенерготики та автоматики". 2025. № 2025.

17. Кирик В. В. Розподільні електричні мережі напругою 20 кВ та ефективність їх роботи / В.В.Кирик, Б.В. Циганенко, О.С. Яндульський.-К.: «КПІ ім. Ігоря Сікорського», 2018.-233с.

18. Kyryk v., Barabash A. Use of reclosers and fuse disconnectors in distribution networks / Modern engineering and innovative technologies» V. №42 (прийнято до публікації).

19. Кирик В. В., Горбатюк О. С. Регулювання режиму напруги мережі з джерелами розподіленої генерації. *Опт-ел. інф-енерг. техн.* 2014. Т. 25, № 1. С. 125–128.

20. Кирик В. В. Наукові дослідження за темою магістерської дисертації. Практикум : Навч. посіб. для студентів спец. 141. Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2020. 59 с.

21. Кирик В. В. Мікропроцесорна техніка : Навч. посіб. Київ : Політехніка, 2014. 184 с. URL: <https://ela.kpi.ua/handle/123456789/19120>.

ДОДАТОК А
РЕЗУЛЬТАТИ ПЕРЕВІРКИ ДИСЕРТАЦІЇ НА ПЛАГІАТ



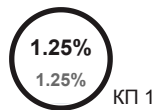
Звіт подібності

Метадані

Назва організації		підрозділ		
National Technical University of Ukraine Igor Sikorskyi Kyiv Politech Institute		ФЕА, Кафедра електричних мереж і систем		
Заголовок				
Ефективність роботи розподільних електричних мереж з використанням електроустановок секціонування				
Автор		Науковий керівник / Експерт		
Барабаш Антон Володимирович		Кирик Валерій Валентинович		
Кількість слів	Кількість символів	Дата звіту	Дата редагування	ІД документу
33614	176429	12/14/2025	---	332858407

Обсяг знайдених подібностей

Коефіцієнт подібності визначає, який відсоток тексту по відношенню до загального обсягу тексту було знайдено в різних джерелах. Зверніть увагу, що високі значення коефіцієнта не автоматично означають плагіат. Звіт має аналізувати компетентна / уповноважена особа.



33614

Кількість слів

176429

Кількість символів

Тривога

У цьому розділі ви знайдете інформацію щодо текстових спотворень. Ці спотворення в тексті можуть говорити про МОЖЛИВІ маніпуляції в тексті. Спотворення в тексті можуть мати навмисний характер, але частіше характер технічних помилок при конвертації документа та його збереженні, тому ми рекомендуємо вам підходити до аналізу цього модуля відповідально. У разі виникнення запитань, просимо звертатися до нашої служби підтримки.

Заміна букв		76
Інтервали		0
Мікропробіли		0
Білі знаки		0
Парафрази (SmartMarks)		32

Джерела

Нижче наведений список джерел. В цьому списку є джерела із різних баз даних. Колір тексту означає в якому джерелі він був знайдений. Ці джерела і значення Коефіцієнту Подібності не відображають прямого плагіату. Необхідно відкрити кожне джерело і проаналізувати зміст і правильність оформлення джерела.

10 найдовших фраз

Копір тексту

ПОРЯДКОВИЙ НОМЕР	НАЗВА ТА АДРЕСА ДЖЕРЕЛА URL (НАЗВА БАЗИ)	КІЛЬКІСТЬ ІДЕНТИЧНИХ СЛІВ (ФРАГМЕНТІВ)
1	https://ela.kpi.ua/bitstreams/9e3253d7-ac2b-47f1-abee-716ab8679c04/download	35 0.10 %
2	Оптимізація режиму роботи електричної мережі із джерелами ВДЕ за допомогою установки зберігання енергії 3/16/2025 National Technical University of Ukraine Igor Sikorskyi Kyiv Politech Institute (National Technical University of Ukraine Igor Sikorskyi Kyiv Politech Institute)	27 0.08 %