

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

Бакалаврська дипломна робота на тему:

**РОЗРОБКА ЗАХОДІВ ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ РОБОТИ
РОЗПОДІЛЬЧИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ НАПРУГОЮ 6 КВ**

Виконав: студент 4 курсу групи 1Е-206
спеціальності 141 – «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
за ОП «Електроенергетика та електротехніка»

Бевз Т. П. _____

Керівник: К.т.н., доцент, каф. ЕСС

Казьмірук О. І. _____

« _____ » _____ 2024 р.

Рецензент: доц. кафедри ЕСС, Р. Д.

« _____ » _____ 2024 р.

Допущено до захисту
завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Комар В. О.

« 17 » 06 2024 р.

Вінниця ВНТУ 2024 рік

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій та систем
Рівень вищої освіти перший (бакалаврський)
Галузь знань – 14 «Електрична інженерія»
Спеціальність – 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
Освітньо-професійна програма – Електроенергетика та електротехніка

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Комар В. О.

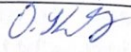
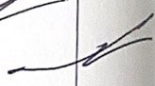
«11» 05 2024р.

З А В Д А Н Н Я НА БАКАЛАВРСЬКУ ДИПЛОМНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Бевзу Тарасу Павловичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. « Розробка заходів для підвищення надійності роботи розподільчих електричних мереж напругою 6 кВ»
Керівник роботи К.т.н., доцент, каф. ЕСС Казьмірук О. І.
затверджена наказом вищого навчального закладу від 11.03.2024 року № 80
2. Термін подання студентом роботи 06 червня 2024 року
3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи: Лежнюк П. Д., Лагутін В. М., Тептя В. В. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2009. 194 с. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: режими роботи трансформаторів та їх систем охолодження.
4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Сучасний стан функціонування розподільчих електричних мереж 2. Аналіз та моделювання режимів роботи мережі 6 кВ 3. Розрахунок показників надійності та ефективності роботи мережі 4 Охорона праці. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.
5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) . Сучасний стан функціонування розподільчих електричних мереж 2. Аналіз та моделювання режимів роботи мережі 6 кВ 3. Розрахунок показників надійності та ефективності роботи мережі 4 Охорона праці. Висновки.

6. Консультанти розділів роботи

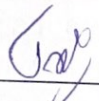
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконано
Спеціальна частина	Керівник роботи Казьмірук О. І. к.т.н., доц., кафедри ЕСС		
Охорона праці	Кобилянський О. В. д.п.н., проф., завідувач каф. БЖДПБ		

7. Дата видачі завдання 16 січня 2024 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва та зміст етапів	Термін виконання етапів роботи	
		початок	кінець
1	Вступ. Огляд літературних джерел	21.01.24	15.02.24
2	Сучасний стан функціонування розподільчих електричних мереж	16.02.24	15.03.24
3	Аналіз та моделювання режимів роботи мережі 6 кВ	16.03.24	10.04.24
4	Розрахунок показників надійності та ефективності роботи мережі	11.04.24	11.05.24
5	Охорона праці (розділ 5 БДР)	12.04.24	19.05.24
6	Формування висновків по роботі. Оформлення пояснювальної записки	20.05.24	24.05.24
7	Виконання ілюстративної частини та оформлення презентації	25.05.24	04.06.24
	Перевірка БДР на плагіат. Попередній захист БДР	05.06.24	07.06.24
	Рецензування БДР	08.06.24	10.06.24
	Захист БДР	За графіком	

Студент


(підпис)

Т. П. Бевз

Керівник роботи


(підпис)

О. І. Казьмірук

АНОТАЦІЯ

Пояснювальна записка: 79 стор., 12 рис., 11 табл., 4 додатка, 15 джерел.

Об'єкт дипломного проекту – повітряна лінія 6.

Мета дипломного проекту – розрахунок і вибір до встановлення на ПЛ-6 кВ реклоузерів та заміна проводу на СІП.

У вступній частині визначено сучасний стан функціонування розподільчих мереж в Україні, особливості та складові ринку електричної енергії, основні показники надійності електропостачання; З'ясовано особливості та вимоги впровадження стимулюючого тарифоутворення в умовах ОСР; Проведено аналіз об'єкту проектування, встановлено його основні ланки та елементи.

У основній частині проведено основні розрахунки обраного обладнання необхідного для реконструкції об'єкту проектування, а саме ПЛ-6 кВ . Враховано усі можливі втрати електричної енергії та напруги, проведено обґрунтування встановлення нового обладнання.

У техніко-економічному обґрунтуванні прийнято до розрахунку усі витрати необхідні на придбання, транспортування та монтаж електричного обладнання. Визначенно фінансові витрати на будівництво і обслуговування ПЛ-6 кВ.

Розроблене технічне рішення може бути використано для розрахунків робочих проектів по реконструкції повітряних ліній.

КЛЮЧОВІ СЛОВА: ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА, РЕКОНСТРУКЦІЯ, РЕКЛОУЗЕРИ, СІП, ПОВІТРЯНА ЛІНІЯ, 6 КВ, SAIDI, ЛЕП.

ABSTRACT

Explanatory note: 79 pages, 12 figures, 11 tables, 4 appendices, 15 sources. The object of the diploma project is air line 6.

The goal of the diploma project is the calculation and selection before installation of reclosers on PL-6 kV and replacement of the wire with SIP.

In the introductory part, the current state of operation of distribution networks in Ukraine, features and components of the electric energy market, the main indicators of the reliability of electricity supply are defined; The specifics and requirements of the introduction of incentive tariff formation in the conditions of the OSR have been clarified; An analysis of the design object was carried out, its main links and elements were established.

In the main part, the basic calculations of the selected equipment necessary for the reconstruction of the design object, namely PL-6 kV, were carried out. All possible losses of electrical energy and voltage were taken into account, and the justification for installing new equipment was carried out.

In the technical and economic justification, all costs necessary for the purchase, transportation and installation of electrical equipment are taken into account. The financial costs for the construction and maintenance of PL-6 kV have been determined.

The developed technical solution can be used for calculations of work projects for the reconstruction of overhead lines.

KEY WORDS: ELECTRICAL PART, RECONSTRUCTION, RECLOSURES, SIP, OVERHEAD LINE, 6 KV, SAIDI, POWER LINE

Зміст

ВСТУП.....	6
1 ВСТУПНА ЧАСТИНА.....	7
1.1 Сучасний стан функціонування розподільчих електричних мереж.....	7
1.2 Надійність електропостачання та проблематика забезпечення безперебійності живлення споживачів.....	23
1.3 Особливості та вимоги впровадження стимулюючого тарифоутворення в умовах ОСР (РАВ-регулювання)	26
1.4 Опис мережі 6 кВ для встановлення автоматичних пунктів секціонування.....	30
1.5 Огляд технічних рішень для підвищення надійності та гнучкості роботи мереж 6-35 кВ.....	31
1.6 Висновки та постановка задач роботи	38
2 ОСНОВНА ЧАСТИНА	44
2.1 Аналіз та моделювання режимів роботи мережі 6 кВ.....	44
2.2 Визначення електричних навантажень споживачів та ЛЕП	52
2.3 Оцінка відповідності встановлених типорозмірів ЛЕП за показниками пропускної спроможності та якості електроенергії (відхилення напруги)	55
2.4 Розрахунок струмів короткого замикання	58
2.5 Вибір параметрів обладнання автоматичних пунктів секціонування	60
2.5.2 Вибір вимикачів	63
2.5.3 Вибір вимірювальних трансформаторів струму	64
2.5.4 Вибір вимірювальних трансформаторів напруги	65
2.6 Розрахунок показників надійності та ефективності роботи мережі з урахуванням розроблених рішень.....	66
3 ЕФЕКТ ВІД РЕКОНСТРУКЦІЇ ПОВІТРЯНОЇ ЛІНІЇ ДЛЯ ПІДПРИЄМСТВА	

ТА ДЛЯ СПОЖИВАЧІВ.....	
<u>4 ОХОРОНА ПРАЦІ</u>	67
<u>4.1</u> Технічні рішення з безпечної організації будівельно-монтажних робіт.....	67
<u>4.1.1</u> Технічні рішення з безпечної організації робочих місць	67
<u>4.1.2</u> Електробезпека	70
<u>4.2</u> Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії.....	71
<u>4.2.1</u> Мікроклімат	71
<u>4.2.2</u> Склад повітря робочої зони.....	72
<u>4.2.3</u> Виробниче освітлення	73
<u>4.2.4</u> Виробничий шум	74
<u>4.3</u> Пожежна безпека	74
Висновки	77
Перелік посилань	78
Додаток А (обов'язковий). Протокол перевірки навчальної (дипломної) роботи	80
Додаток В (обов'язковий). Ілюстративна частина.....	81

ВСТУП

Актуальність теми роботи "Розробка заходів для підвищення надійності роботи розподільчих електричних мереж напругою 6 кВ" є актуальною і важливою в контексті сучасних викликів енергетичного сектору. Споживання електроенергії постійно зростає, що ставить перед операторами електромереж завдання забезпечення стабільності та надійності електропостачання. Зокрема, мережі напругою 6 кВ є ключовим ланком у системі розподілу електроенергії, тому підвищення їх надійності має стратегічне значення.

Об'єктом дослідження є розподільчі електричні мережі напругою 6 кВ, які включають в себе трансформаторні підстанції, лінії електропередачі, розподільчі та внутрішні мережі. **Предметом дослідження** є розробка конкретних заходів, спрямованих на підвищення надійності цих мереж, зокрема заходів щодо профілактики аварій, удосконалення системи моніторингу та діагностики, впровадження новітніх технологій управління та автоматизації.

Актуальність теми підкріплюється необхідністю забезпечення стійкості енергопостачання в умовах росту навантажень і змін кліматичних умов, що можуть призводити до збоїв в роботі мереж. Дослідження і впровадження ефективних заходів забезпечать зниження частоти і тривалості відключень електропостачання, що є важливим для забезпечення комфорту і безпеки населення та нормального функціонування підприємств і соціально-економічних об'єктів.

Таким чином, дипломна робота має значний практичний і науковий інтерес, спрямований на покращення якості електропостачання і відповідає сучасним вимогам розвитку електроенергетики

1. СУЧАСНИЙ СТАН ФУНКЦІОНУВАННЯ РОЗПОДІЛЬЧИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ.

На сьогоднішній день галузь електроенергетики займає провідне місце в економіці України та є базовою для її розвитку. Вона має зв'язки з усіма галузями економіки і забезпечує їх електричною і тепловою енергією, які є невід'ємною умовою їх функціонування.

Зараз важко применшити роль електричної енергії в нашому житті. Практично все, від мобільного телефону в кишені людини, до великого заводу працює від електричної енергії. Проте, споживачі дуже часто забувають, що електроенергія – це теж товар на який є попит, і є ціна. Реформування енергетики України розпочалось майже одразу після отримання незалежності, саме тоді почався перехід від планової системи до відкритого ринку, який триває і до сьогодні.

Треба відмітити, що електроенергія є специфічним товаром, фізичні властивості якого грають вкрай важливу роль в побудові ринку електроенергії:

- збіг в часі процесів вироблення та споживання електричної енергії і необхідність дотримання рівності об'ємів виробленої та спожитої електроенергії в кожний момент часу;
- неможливість створення запасів електроенергії в промислових масштабах;
- неможливість заздалегідь точно визначити обсяги генерації та споживання електричної енергії;
- неможливість з фізичної точки зору визначити хто виробив електричну енергію, яка була спожита конкретним споживачем;

- складність прогнозування споживання та виробництва через значні коливання попиту в залежності від часу доби, дня тижня та сезону.

На інших ринках товарної продукції короткотерміновий дисбаланс між виробництвом та споживанням не призведе до втрати рівноваги ринку, так як такий дисбаланс може бути усунений за рахунок складських запасів або товарів-замінників. Ринок електричної енергії може нормально функціонувати лише при умові, що в кожний момент часу забезпечується баланс виробництва та споживання електричної енергії.

Для забезпечення стійкості роботи енергетичної системи України потужність електростанцій повинна перевищувати величину максимуму навантажень. Таким чином необхідно підтримувати резерви генеруючих потужностей, пропускної спроможності електричних мереж та запасів палива на електростанціях. Величина резервів нормується державним регулятором, а витрати на їх підтримання включаються в вартість електроенергії.

Диспетчер, який керує роботою енергосистеми, не в змозі в режимі реального часу регулювати відпуск електроенергії споживачу у відповідності до договорів на постачання, а споживач може відбирати електроенергію із значними відхиленнями від договірних зобов'язань.

Специфіка електроенергії як товару призводить до розвитку ринку електроенергії, який відрізняється від звичайних товарних ринків.

Оптовий ринок електроенергії (ОРЕ) України було створено у 1996 році за зразком моделі пулу електроенергії Англії та Уельсу. ОРЕ є впорядкованою системою здійснення операцій купівлі-продажу електричної енергії.

Об'єднана енергетична система (ОЕС) України, здійснює централізоване електрозабезпечення споживачів, взаємодіє з енергосистемами суміжних держав, забезпечує експорт, імпорт і транзит електроенергії. ОЕС об'єднує

енергогенеруючі потужності і розподільчі мережі регіонів України, які сполучені між собою системними лініями електропередачі. ОЕС України є одним із найпотужніших енергетичних об'єднань Європи. Протягом довгого часу ОЕС України працювала в умовах паралельної роботи з енергосистемами Центральної та Східної Європи.

Законодавча база функціонування ринка електроенергії сформована Верховною Радою, Президентом і Кабінетом Міністрів України. Центральним органом державної влади, який уповноважений формувати і реалізовувати програми розвитку галузі, є Міністерство енергетики України. Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП) – державний регулятор, уповноважений реалізовувати державну цінову і тарифну політику в галузі, відстоювати інтереси споживачів на ринку природних енергетичних монополій.

Всі суб'єкти енергетики – ліцензіати (генеруючі компанії, розподільчі компанії, постачальники електроенергії) формують ринок електроенергії. Структура діючого ринку електричної енергії України без врахування експортерів наведена на рис.1.

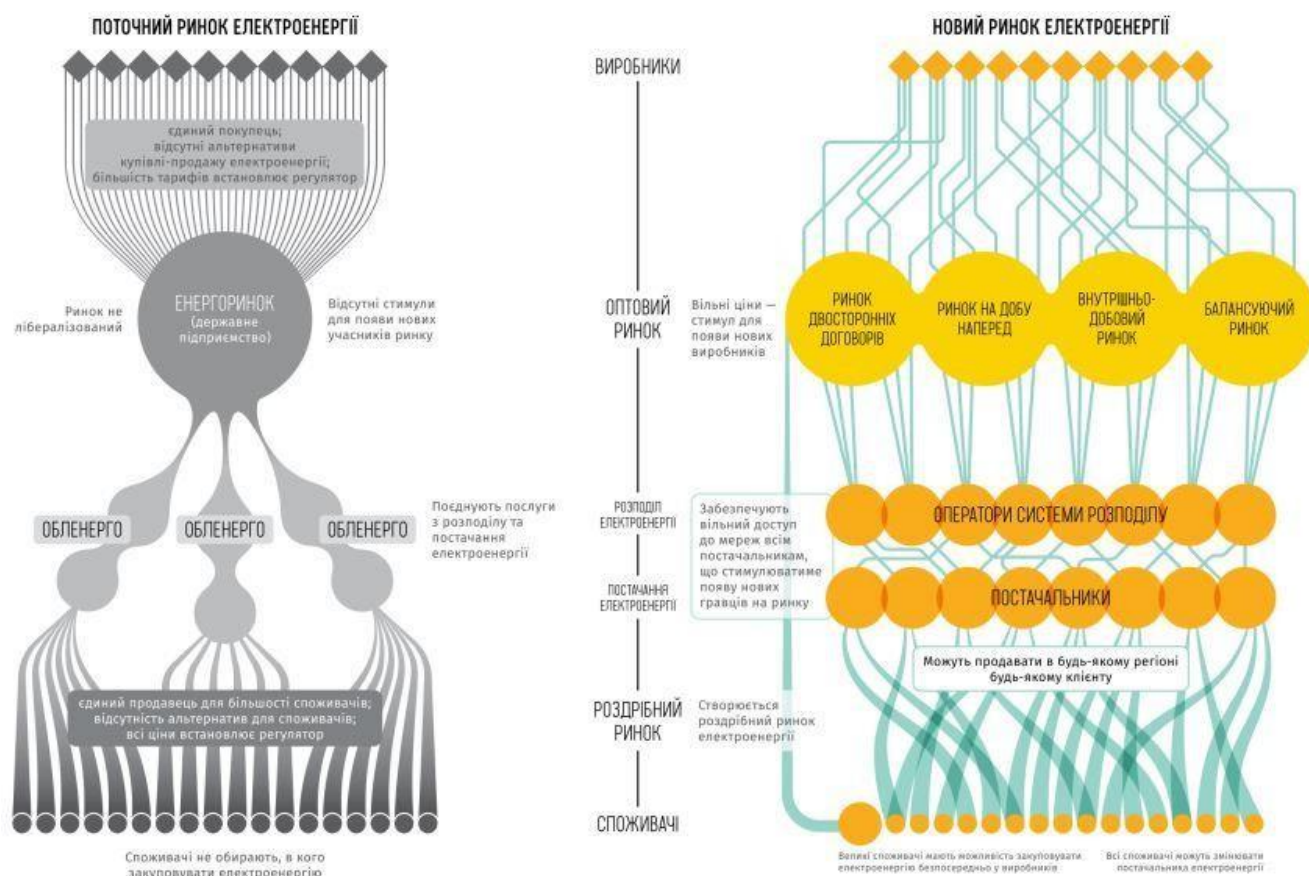


Рис.1. Структура поточного та нового ринку електричної енергії України

Наступні учасники повинні приєднатися до правил оптового ринку електроенергії для того, щоб взяти участь у пропонованих механізмах на ринку електроенергії:

- Оператор системи передачі (ОСП)
- Оператор ринку (ОР)
- Оператори систем розподілу (ОСР)
- Генерація з:
 - тепловими блоками, приєднаними до системи передачі; або
 - тепловими блоками, приєднаними до системи розподілу з встановленою
 - потужністю більше ніж $[X]1\text{MW}$; або

- атомними блоками; або
- гідроагрегатами з встановленою потужністю більше 10 MW, тобто
- гідроагрегатів, які не працюють за «зеленим тарифом», включаючи блоки
- ГАЕС (далі - диспетчеризовані гідроагрегати); або
- ВДЕ станції, які не працюють за зеленим тарифом
 - Агрегатори ВДЕ станцій, які не працюють за «зеленим тарифом»
 - Гарантований покупець
 - Постачальники кінцевим споживачам
 - Трейдери
 - Споживачі, що купують електроенергію для власних потреб
 - Сторони відповідальні за баланс (СВБ)
 - Адміністратор розрахунків
 - Адміністратор комерційного обліку

Учасники та їх відповідні ролі на Оптовому ринку електроенергії

наступні:

- Оператор системи передачі (ОСП): його основні завдання включають в себе забезпечення роботи системи передачі і фізичне балансування системи відповідно до умов Кодексу системи передачі. Щодо роботи на ринку, ОСП несе також відповідальність за передачу показань даних обліку в системі передачі для цілей розрахунків. ОСП також відповідальний за прогнозування навантаження на національному рівні, перевірку сумісності диспетчерських графіків з точки зору мережевих обмежень і придбання балансуючої енергії та допоміжних послуг в учасників ринку (від імені інших учасників ринку). Тому ОСП отримує від учасників ринку плату за послуги з передачі та системні послуги (відповідно до затверджених НКРЕКП тарифів). ОСП не може володіти генерацією або купувати-

продавати електроенергію з метою отримання прибутку. Йому дозволено купівля-продаж електроенергії лише в обсягах, необхідних для балансування та компенсації втрат в мережах. ОСП зобов'язаний публікувати всю інформацію щодо роботи системи, яка вимагається Регламентом ЄС 543/2013 та Регламентом ЄС 1227/2011, відомого як REMIT. ОСП має відкрити та управляти своїми власними рахунками з метою виконання вищезазначених обов'язків.

- Оператор ринку (ОР): ОР буде організація з відповідною ліцензією, відповідальна за роботу та розрахунки на централізованих ринках, а саме на РДН та ВДР. Приєднання до Правил ринку буде вимогою ліцензії. ОР буде відповідальним за реєстрацію всіх двосторонніх договорів між учасниками ринку, включаючи отримання технічної декларації та номінації, які будуть подаватися до ОСП та в копії до ОР. ОР буде відповідальним за роботу та розрахунки на РДН і ВДР та буде оцінювати здійсненність графіків, що формуватимуться на основі двосторонніх договорів, РДН та ВДР. ОР буде діяти як центральний посередник для фінансових операцій між учасниками ринку щодо обсягів електроенергії, проданих/куплених на РДН та ВДР. Вимоги щодо публікації інформації будуть застосовуватися до ОР з метою належної роботи на ринку. ОР не має права володіти генерацією або купувати-продавати електроенергію з метою отримання прибутку. ОР має відкрити та управляти своїми власними рахунками з метою виконання вищезазначених обов'язків та відповідно звітувати. Пропонується, щоб ОР розробив ефективне програмне забезпечення, яке також дозволить йому надавати дані у відповідності із Регламентом ЄС 1227/2011, відомого як REMIT .

- **Адміністратор Розрахунків:** АР реєструє СВБ та Постачальників послуг з балансування (ППБ), отримує від ОСП та реєструє дані стосовно резервів, отримує та реєструє Остаточні Фізичні Позиції учасників ринку та Чисті (Сальдовані) Позиції СВБ, забезпечує щоб СВБ та ППБ надавали відповідні фінансові гарантії в рамках договорів про відповідальність за баланс та про надання Послу з Балансування, розраховує обсяги та грошові потоки у відповідності з Правилами ринку та здійснює фінансові розрахунки за резерви, на балансуєчному ринку, в тому числі за небаланси, та інші ринкові платежі. Адміністратор розрахунків має відкрити та управляти своїми власними рахунками з метою виконання вищезазначених обов'язків.
- **Адміністратор Комерційного Обліку:** АКО є організацією, що забезпечує організацію та адміністрування комерційного обліку електроенергії на ринку електроенергії, яка здійснює функцію центральної агрегації даних комерційного обліку. Вона реєструє постачальників послуг комерційного обліку та точки комерційного обліку; адмініструє обмін даними обліку між учасниками ринку, отримує дані комерційного обліку від постачальників послуг комерційного обліку та направляє їх АР та іншим учасникам ринку; створює та управляє відповідними базами даних. АКО не потребує жодних рахунків на оптовому ринку.
- **Гарантований покупець:**
 - а) стосовно ВДЕ за «зеленим тарифом», повинен повідомляти будь-які укладені з ним двосторонні договори (продаж енергії ВДЕ) в агрегованому вигляді (не по кожній станції), прогнозувати та номінувати агрегований фізичний відпуск електроенергії такими об'єктами за добу до доби постачання, та подавати агреговані пропозиції на РДН.

б) стосовно ТЕЦ за регульованим тарифом, повинен повідомляти будь-які укладені з ним двосторонні договори (продаж енергії ТЕЦ) на поблочній основі, номінувати фізичний відпуск поблично за добу до доби постачання та подавати пропозиції на РДН (по кожному блоку/одиниці). Повідомлення про фізичний відпуск та пропозиції на РДН та ВДР повинні базуватися на обсягах, заявлених операторами ТЕЦ. Вартість небалансів буде потім покладатися ОСП напряду на ТЕЦ. покупець може також приймати участь в ВДР та повинен вести відповідні рахунки з метою розрахунків з ОР та ОСП.

- Оператори систем розподілу (ОСР): їх головний завданням є експлуатація систем розподілу відповідно до умов Кодексу систем розподілу. ОСР повинні інформувати АКО про покази лічильників. ОСР можуть залучати інші сторони для надання послуг зчитування даних з лічильників та сертифікації. ОСР не повинен володіти генерацією або купувати-продавати електроенергію з метою отримання прибутку. Вони можуть купувати-продавати електроенергію тільки для компенсації втрат у своїх мережах. ОСР мають відкрити та управляти власними рахунками з метою виконання вищезазначених обов'язків .
- Виробники: виробники електроенергії на ТЕС, приєднані до системи передачі, та приєднані до розподільчих мереж із номінальною встановленою потужністю [X] МВт² повинні повідомляти ОР про будь-які двосторонні договори, укладені ними отримувати доступ до пропускнуої спроможності, повинні подавати декларації щодо технічних даних, брати участь у тендерах на резерви, номінувати фізичні поставки (відпуск) на платформі для реєстрації двосторонніх договорів, подавати пропозиції на РДН для відпуску енергії у мережу, брати участь у ВДР (на добровільній

основі), подавати заявки та пропозиції на балансуючий ринок, мати відповідні рахунки для розрахунків, що проводяться ОР та ОСП.

- Виробники з диспетчеризованими гідроагрегатами: повинні повідомляти ОР про будь-які двосторонні договори, укладені ними (включаючи довгострокові, імпорتنі та/або експортні контракти), можуть отримувати доступ до пропускної спроможності, повинні подавати декларації щодо технічних даних, брати участь у тендерах на резерви, номінувати фізичні поставки (відпуск) на платформі для реєстрації двосторонніх договорів, подавати пропозиції на РДН для відпуску енергії у мережу, брати участь у ВДР (на добровільній основі), подавати заявки та пропозиції на балансуючий ринок, мати відповідні рахунки для розрахунків, що проводяться ОР та ОСП.
- Атомні електричні станції: приєднані до системи передачі повинні повідомляти ОР про будь-які двосторонні договори, укладені ними (включаючи довгострокові, імпорتنі та/або експортні контракти), можуть отримувати доступ до пропускної спроможності, повинні подавати декларації щодо технічних даних, брати участь у тендерах на резерви, номінувати фізичні поставки на платформі для реєстрації двосторонніх договорів, подавати пропозиції на РДН для відпуску енергії у мережу, брати участь у ВДР (на добровільній основі), подавати заявки та пропозиції на балансуючий ринок в рамках відповідних технічних стандартів та можливостей, та мати відповідні рахунки для розрахунків, що проводяться ОР та ОСП.
- Оператори станцій ВДЕ, що працюють не за «зеленим тарифом»³: Оператори станцій ВДЕ, що працюють не за «зеленим тарифом», мають можливість або брати участь на ринку через агрегатора, або індивідуально

на постанційній основі. В останньому випадку, оператори ВДЕ мають повідомляти ОР про всі укладені двосторонні договори (по кожній станції), подавати декларації щодо технічних даних, прогнозувати та номінувати графіки генерації на добу наперед по станціям, подавати пропозиції на РДН, брати участь у ВДР (на добровільній основі), та мати відповідні рахунки для розрахунків, що проводяться ОР та ОСП. Безпосередня участь тягне за собою відповідальність за баланс прямо або через СВБ.

Агрегатори станцій ВДЕ, що не працюють за «зеленим тарифом»: Агрегатори станцій ВДЕ, що не працюють за «зеленим тарифом», повинні повідомляти ОР будь-які укладені ними двосторонні договори на агрегованій основі, подавати декларації щодо технічних даних станцій ВДЕ, які вони представляють, прогнозувати та номінувати сумарну фізичну поставку на добу наперед, подавати сумарні пропозиції на РДН, брати участь у ВДР (на добровільній основі) та мати відповідні рахунки для розрахунків, що проводяться ОР та ОСП.

Постачальники кінцевим споживачам: постачальники кінцевим споживачам повинні повідомляти ОР про будь-які укладені ними двосторонні договори, подавати декларацію щодо лічильників, які вони представляють, подавати заявки (за бажанням) на РДН відповідно до їх обсягів відбору (споживання) з мережі, брати участь (за бажанням) у ВДР, подавати заявки та пропозиції на балансуєчий ринок (за бажанням) та мати відповідні рахунки для розрахунків, що проводяться ОР та ОСП.

Трейдери: ліцензований учасник, який повинен повідомляти про свої двосторонні договори ОР. Зважаючи, що ринок двосторонніх договорів є фізичним ринком, трейдери повинні діяти лише як посередники у фізичній торгівлі продуктами. Тому вранці Д-1, коли генеруючі блоки та точки

споживання повинні бути ідентифіковані відповідно до зареєстрованих двосторонніх договорів, сальдо на рахунках трейдерів має дорівнювати нулю.

Трейдери можуть брати участь у РДН, представляючи там точки відпуску або відбору (імпорт та експорт розглядаються як відпуск та відбір(споживання) відповідно). Вони можуть брати участь у ВДР на портфельній основі. Вони повинні мати відповідні рахунки для розрахунків, що проводяться ОРОСП.

Споживачі, що купують енергію для власного використання: повинні повідомляти ОР про свої двосторонні договори, подавати заявки (за бажанням) на РДН відповідно до їх обсягів споживання, брати участь (за бажанням) у ВДР, подавати заявки та пропозиції на балансуючий ринок (за бажанням та при наявності відповідної технічної спроможності) та мати відповідні рахунки для розрахунків, що проводяться ОР та ОСП.

Сторона відповідальна за баланс: СВБ є особою, яка бере фінансову відповідальність перед ОСП за небаланси, зареєстровані для групи учасників ринку, як це передбачено в параграфі.

Сьогодні НКРЕКП визначено основні показники надійності (безперервності) електропостачання для ОСР: індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні в системі (SAIDI), індекс середньої частоти довгих перерв в електропостачанні в системі (SAIFI) та розрахунковий обсяг недовідпущеної електроенергії (ENS), а також процедуру збору первинної інформації, її обробки та надання звітності до Комісії з метою моніторингу цих показників. У 2020 році загальний показник SAIDI по Україні зріс на 19,6 % порівняно з попереднім роком, зокрема показники SAIDI у 2020 році зросли у 21 ОСР (див. додаток 2.2.1). Зростання загального показника SAIDI по Україні у 2020 році обумовлене заходами, проведеними Регулятором щодо підвищення достовірності наданих компаніями даних стосовно показників надійності

(безперервності) електропостачання, зокрема шляхом здійснення заходів державного контролю та постійного моніторингу дотримання ліцензіатами вимог законодавства в частині дотримання показників надійності (безперервності) електропостачання. Динаміку щодо показників SAIDI та ENS за період 2013 2020 років наведено на рис. 2.[9]

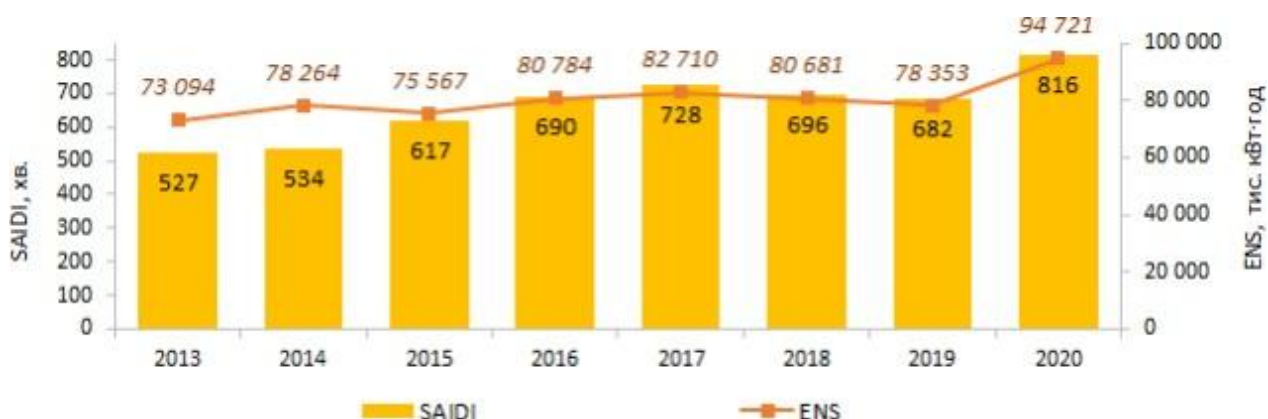


Рис.2. Динаміка показників SAIDI та ENS за 2013 – 2020 роки.

На рис. 3 [9] наведено індекси SAIDI за 2020 рік по кожному ліцензіату з розподілу електричної енергії. У порівнянні з даними 2019 року показники SAIDI з вини компаній виросли у 21 компанії. Найбільше показники SAIDI з вини компаній виросли у ПрАТ «Рівнеобленерго» (у 2,53 раза), ДП «Регіональні електричні мережі» (2,49 раза), АТ «Чернівціобленерго» (у 2,12 раза), АТ «Сумиобленерго» (у 2,08 раза), АТ «Вінницяобленерго» (в 1,94 раза), ТОВ «Луганське енергетичне об'єднання» (в 1,86 раза). На рис. 3 наведені дані щодо індексів SAIDI за 2020 рік по кожному ліцензіату з розподілу електричної енергії з вини компаній (планові без попереджень переривання та переривання, пов'язані з технологічними порушеннями в електропостачанні) від найвищого до найнижчого.

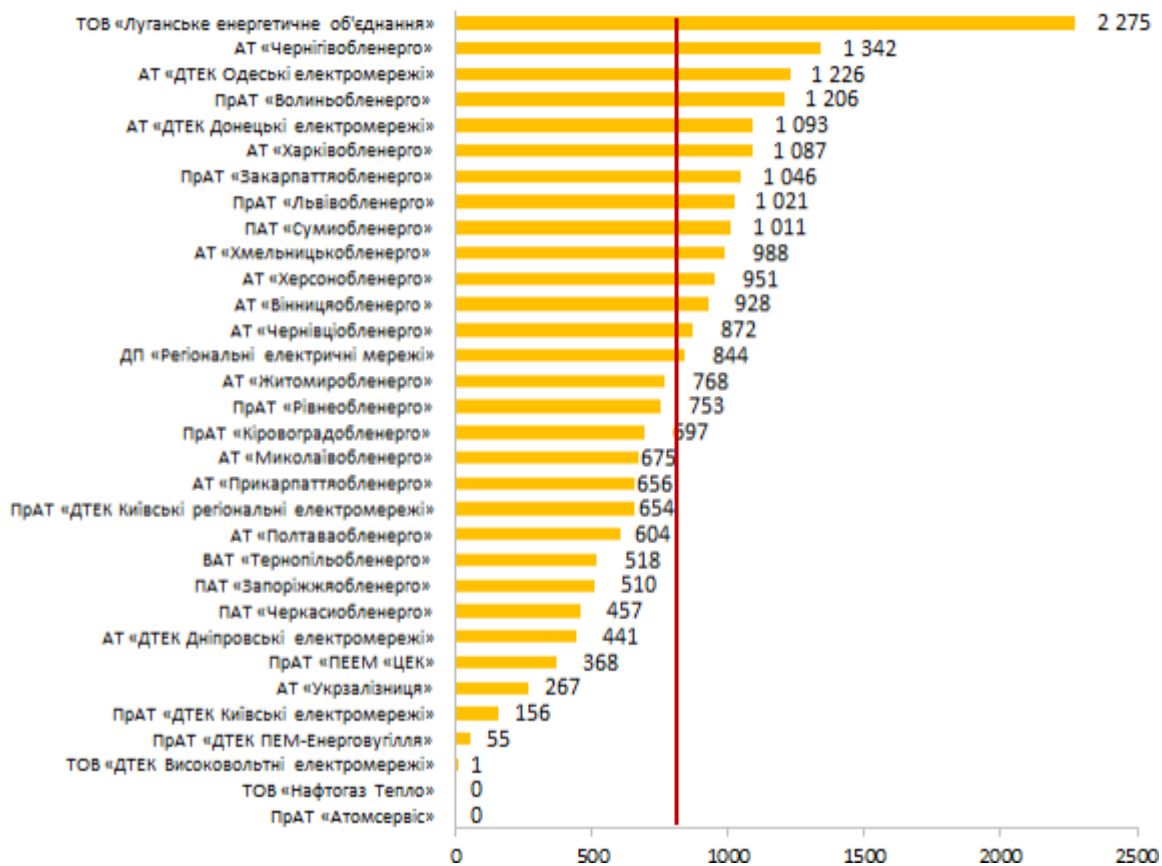


Рис.3. Динаміка показників SAIDI та ENS за 2013 – 2020 роки.

За даними НКРЕКП, Україна має найвище значення SAIDI серед країн Європи, як для планових перерв, так і для перерв з вини компаній. Це пояснюється, критичним станом зношеності обладнання розподільчих мереж, недостатнім фінансуванням робіт з будівництва, реконструкції та модернізації мережі, а також низьким рівнем автоматизації систем управління розподільчих мереж.

Розподільні електричні мережі України характеризуються складною і розгалуженою структурою, великою кількістю елементів та низьким рівнем автоматизації. У той же час розподільні електричні мережі є тим елементом електроенергетичної системи (ЕЕС), який безпосередньо взаємодіє як із магістральними електричними мережами, так і зі споживачами. Саме тому від

якості їх роботи залежать показники надійності і ефективності функціонування всієї системи електропостачання в цілому. Таким чином, розробка та впровадження заходів для підвищення надійності функціонування розподільних електричних мереж на сьогоднішній день є актуальною задачею для енергосистеми України.

Сучасний стан розвитку розподільних електричних мереж України характеризується такими негативними чинниками як:

- незадовільний стан значної частки обладнання електричних мереж, більшість з якого відпрацювала передбачений технічною документацією термін експлуатації і спричиняє значні втрати електричної енергії, недостатню надійність при експлуатації мережі та потребує заміни;

- неефективна конфігурація мереж, яка в першу чергу проявляється у значній довжині ліній електропередачі (ЛЕП), а також в неоптимальній структурі мережі внаслідок поступового розвитку та реконструкції мереж;

- низький рівень автоматизації мереж (на сьогоднішній день рівень оснащення розподільних електричних мереж засобами автоматичного управління 69 режимами складає менше 50 %, що призводить до значних операційних втрат);

- проблеми з підключенням нових абонентів, зокрема розподіленої генерації, електроопалення та інфраструктури електротранспорту, які виникають через низьку пропускну здатність розподільних електричних мереж;

- низька якість електропостачання споживачів (низький рівень технічного стану розподільних електричних мереж сприяє зниженню індексу середньої тривалості відключень (SAIDI) та індексу середньої частоти відключень у системі (SAIFI) міжнародних показників надійності електропостачання

споживачів - тривалість перерв електропостачання в Україні на 2020 рік сягає 484 хвилини, тоді як у країнах ЄС – до 90 хвилин в середньому);

- низький рівень оснащення розподільних електричних мереж автоматизованими системами обліку електроенергії, який станом на 01.01.2021 р. складає лише 7 %.

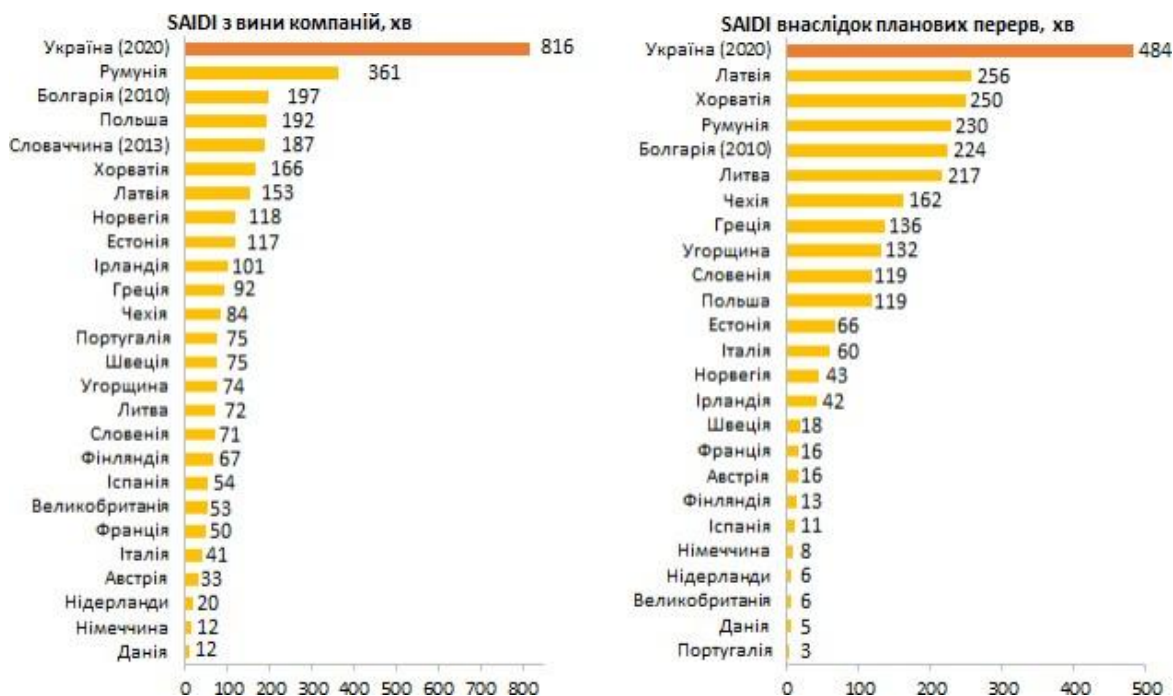


Рис.4. Показники SAIDI країн Європи (2016) та України (2020)

Як результат такого незадовільного технічного стану розвитку розподільних електричних мереж України є:

- збільшення втрат електричної енергії, які становлять від 12 до 17% для розподільних мереж різних енергопостачальних компаній;
- зниження показників надійності роботи електричних мереж;
- зниження ефективності роботи ОЕС України

На рис. 5 наведені дані щодо середньозважених цільових завдань стосовно досягнення встановлених цільових значень показників SAIDI для міської та сільської територій по Україні на 2021 – 2033 роки [9].

Сьогодні НКРЕКП створено нормативну базу регулювання показників SAIDI для компаній, які переходять на стимулююче регулювання, шляхом коригування необхідного доходу компанії за даними виконання завдання щодо досягнення цільових значень показників SAIDI. Зокрема для таких компаній встановлені щорічні завдання зниження показників SAIDI до досягнення встановлених цільових значень 150 хвилин для міської та 300 хвилин для сільської територій протягом тринадцяти років з початку переходу на стимулююче регулювання (для компаній, які перейшли на стимулююче регулювання у 2021 році, період досягнення встановлених цільових значень показників SAIDI становить 2021 – 2033 роки).



Рис.5. Середньозважені цільові завдання стосовно досягнення встановлених цільових значень показників SAIDI для міської та сільської територій по Україні на 2021 – 2033 роки

Таблиця 1.1.1 - Цільовий показник SAIDI для міської, сільської території на 2021-2023 роки

Цільовий показник SAIDI	Прогнозований індекс													
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
(міська територія), хв	200,4	192,2	188,7	185,2	181,6	178,1	174,6	171,1	167,6	164,1	160,5	157,0	153,5	150
(сільська територія), хв	185,5	185,5	185,5	185,5	185,5	185,5	185,5	185,5	185,5	185,5	185,5	185,5	185,5	185,5

1.1 Надійність електропостачання та проблематика забезпечення безперебійності живлення споживачів.

Забезпечення надійності є однією з найважливіших проблем при створенні і експлуатації будь-якої технічної системи. Особливо актуальна вона для складних систем, таких як системи електропостачання, що складаються з великої кількості елементів і мають великі внутрішні і зовнішні зв'язки.

Надійність системи електропостачання є одним з показників якості системи. Але цей показник істотно відрізняється, наприклад, від показників якості системи по енергії, тому якщо система не володіє необхідним ступенем надійності, то всі інші показники якості втрачають своє практичне значення, оскільки вони не можуть бути повноцінно використані в експлуатації.

Задача забезпечення надійності систем електропостачання включає в себе цілий комплекс технічних, економічних і організаційних заходів, спрямованих на

скорочення збитків від порушення нормального режиму роботи споживачів електроенергії, таких як:

- вибір критеріїв і кількісних характеристик надійності;
- випробування на надійність і прогнозування надійності діючого обладнання;
- вибір оптимальної структури проєктованих (реконструюються) систем електропостачання за критерієм надійності;
- забезпечення заданих технічних і експлуатаційних характеристик роботи споживачів;
- розробка найбільш раціональної, з точки зору забезпечення надійності, програми експлуатації системи (обґрунтування режимів профілактичних робіт, норм запасних елементів і методів відшукування несправностей).

Крім того, в сучасних ринкових умовах надійність електропостачання нерозривно пов'язана з економічними показниками та енергетичною безпекою промислових підприємств.

Раніше було визначено, що надійність електропостачання споживачів характеризується цільовим показником SAIDI (показник якості послуг з електропостачання), який буде в першу чергу враховуватись НКРЕКП при переході Товариства на стимулююче регулювання.

Поліпшення цільового SAIDI в розподільчих мережах 0,4-20 кВ можливо досягти за рахунок:

1) застосування проводів СПП замість голих проводів на повітряних лініях електропередач;

2) виконання секціонування на повітряних лініях великої довжини із застосуванням автоматичних комутаційних апаратів (реклоузерів, елегазові вимикачів навантаження та ін.);

3) заміна на повітряних лініях секціонуючих роз'єднувачів і вимикачів без автоматичного повторного включення (АПВ) на автоматичні комутаційні апарати з АПВ;

4) використання індикаторів короткого замикання;

5) впровадження телеуправління та автоматизації диспетчерського управління об'єктами із застосуванням SCADA систем (та ін.).

Заміна голих проводів на СІП дозволяє знизити кількість відключень, а, отже, і тривалість відключень за рахунок зменшення впливу зовнішніх факторів (падіння гілок на провoda, схлест проводів, обрив проводів, та ін.). Також, ефективним методом зниження тривалості відключень є секціонування на повітряних лініях великої довжини із застосуванням автоматичних комутаційних апаратів, тобто розділення довгих ліній на менші ділянки. Налаштування АПВ таких пристроїв дозволить включити ті ділянки лінії, на яких немає пошкоджень, зменшивши при цьому кількість відключених споживачів. Також, при використанні автоматичних комутаційних апаратів (реклоузерів) зменшується довжина відключеної ділянки, а отже і час ліквідації пошкодження оперативно-виїзною бригадою.

На даний час за допомогою програмного продукту, розробленого НКРЕКП можна визначити слабку ланку мережі використовуючи цільовий SAIDI як по окремим підрозділам підприємства, так і по окремим елементам мережі за місяць, квартал, рік, а також частку кожного елемента мережі в загальному цільовому SAIDI.

1.2 Опис мережі 6 кВ для встановлення автоматичних пунктів секціонування

Об'єктом проектування є елементи електричних мереж (лінія), які є складовими частинами розподільчих електричних мереж загального призначення 6 кВ.

В бакалаврській дипломній роботі передбачається реконструкція ПЛ-6 кВ Л-«О»-ТП-26 від ком. №14 ПС 35/6 кВ №5 до ком. №10 ПС 35/6 кВ №29, встановлення нових перемикаючих пунктів та заміна існуючого перемикаючого пункту на новий.

Реконструкція передбачає:

- демонтаж існуючої лінії ПЛ-6 кВ
- монтаж СІП для ПЛ-6 кВ
- будівництво перемикаючих пунктів (реклоузерів)

До складу об'єкту входять:

- Повітряні лінії ПЛ-6 кВ;
- Перемикаючі пункти.

Переріз проводів магістралі ПЛ-6 кВ вибраний за умовами механічної міцності (згідно табл.2.5.12 ПУЕ-2017), по тривало-допустимому струму (згідно табл.1.3.29 ПУЕ-2017) та задовольняє вимогам ДСТУ EN 50160:2014 по величині граничного відхилення напруги у споживача. На ділянці ПЛ-6 кВ провід прийнятий А-50. Прогнозоване навантаження лінії ПЛ-6кВ складає 279А. Допустимий тривалий струм прийнятого до монтажу проводу СІП-3 1х70-20 складає 310А (згідно табл.1.3.40 ПУЕ-2017) [1].

1.3 Огляд технічних рішень для підвищення надійності та гнучкості роботи мереж 6-35 кВ

Імовірність короткого замикання повітряної лінії на одній з ділянок,

наприклад, через обрив приводу або падіння дерева, завжди досить велика і загрожує виходом з ладу всієї лінії. Рішенням є так зване "секціонування" - поділ повітряної лінії на секції з можливістю виведення з експлуатації на час ліквідації технологічного порушення тільки невеликого пошкодженої ділянки. Окрім того, в даній роботі передбачено заміну голого проводу на СІП, так як повітряна лінія знаходиться в роботі більше 40 років і потребує еконструкції. СІП має більш безпечні показники в роботі, а саме захист струмонесучої жили ізоляцією. Це призводить до зменшення технологічних порушень спричинених високою щільністю парослі яка знаходиться близько до проводів, та зменшення кількості коротких замикань спричинених схлещуванням проводів.

Поділ повітряної лінії на секції проводився за допомогою пунктів секціонування (іноді їх ще називали КРУН-СВЛ - комплектний розподільний пристрій секціонування повітряної лінії електропередачі). У той час пункт секціонування вдавав із себе невелику модульну будівлю з встановленим всередині нього масляним вимикачем або вимикачем навантаження.

Нове життя пунктам секціонування подарував розвиток нафтогазової галузі, коли для електропостачання віддалених об'єктів (наприклад, насосних станцій, встановлених уздовж трубопроводу) доводилося тягнути десятки кілометрів повітряних ліній електропередачі. Для захисту лінії від коротких замикань через певні проміжки встановлювалися пункти секціонування (ПС) або пункти секціонування стовпові (ПСС), дозволяли локалізувати аварійну ділянку без відключення електропостачання решти лінії.

Справжня революція сталася після появи компактних і швидкодіючих вакуумних вимикачів. Це дозволило зробити реклоузери малогабаритними, з можливістю розміщення безпосередньо на опорі ЛЕП, а також в значній мірі дозволило автоматизувати роботу пунктів секціонування, які стали іменуватися автоматичними пунктами секціонування - АПС.

При цьому АПС придбали головну рису, яка зробила їх реклоузерами - АПС стали необслуговуваними, тобто не вимагали регулярної присутності персоналу.

Саме поняття "реклоузер" виникло в США. Стандарт IEEE 37.100-1992 дає наступне визначення: «реклоузер - це автономний пристрій, що використовується для автоматичного відключення і повторного включення ланцюга змінного струму з попередньо заданою послідовністю циклів відключення і повторного включення з подальшим поверненням в початковий стан, збереженням включеного положення або блокуванням у не ввімкненому стані. Реклоузер включає в себе комплекс елементів управління, необхідних для виявлення струмів короткого замикання і управління реклоузера».

Звернемо увагу на два моменти. По-перше, реклоузер - це автономний пристрій, по-друге, він призначений для відключення з метою спрощення повторного включення ланцюга (автоматичне повторне включення - АПВ).

Справа в тому, що близько 80% пошкоджень в мережах не стійкі і самоусуваються протягом декількох секунд. Причинами подібних ушкоджень є схлещування проводів, дотик проводів гілками дерев, перекриття ізоляторів в результаті грозових впливів, птахи і тварини та ін. Було визначено, що відключення і наступне автоматичне включення лінії при нестійкому пошкодженні призводять до усунення причини і, отже, виключають тривалі перерви електропостачання.

Реклоузер є автоматичним вимикачем, який розмикає лінію при відхиленні її параметрів від заданих, наприклад, при перевищенні струмом порогового значення. У цьому сенсі реклоузер є одним із видів автоматичних вимикачів, встановлених під'їздах житлових будинків, з тією лише різницею, що його робочу напругу не 220 В, а 10 кВ або навіть 35 кВ.

Реклоузер складається з двох частин: високовольтного модуля (ВМ) і шафи управління (ШУ), пов'язаних між собою з'єднувальним кабелем.

Високовольтний модуль встановлений в верхній частині опори і підключений до лінії через прохідні ізолятори. У середині високовольтного модуля знаходяться: вакуумний вимикач, трансформатори струму та трансформатор напруги.

Шафа управління встановлюється в нижній частині опори на висоті людського росту. У ньому знаходиться мікропроцесорний пристрій захисту та органи ручного управління реклоузера.

Алгоритм роботи реклоузера наступний.

Трансформатори струму, встановлені в високовольтному модулі, вимірюють струм в лінії і по передають сигнал на термінал захисту, що знаходиться в шафі управління.

Мікропроцесорний термінал захисту порівнює струм в лінії (а також, можливо, інші параметри) з заданими уставками. Якщо поточні параметри лінії виходять за межі заданого діапазону, термінал захисту видає команду на відключення вакуумного вимикача, який розриває ланцюг.

Термінал захисту витримує заданий проміжок часу, наприклад, 1 секунду, і подає на вакуумний вимикач сигнал на повторне включення (автоматичне повторне включення - АПВ). Якщо несправність на лінії після вимикання живлення не самоусунулася, то з трансформаторів струму на термінал знову приходить "тривожний сигнал", і захист знову відключає лінію. Так повторюється від одного до трьох разів, в залежності від налаштувань реклоузера.

Якщо автоматичне повторне включення не допомогло усунути несправність, то реклоузер відключає лінію, передає по лінії зв'язку сигнал в диспетчерську і чекає приїзду ремонтної бригади, яка усунув несправність на лінії, вручну включає реклоузер.

На даний час за допомогою програмного продукту, розробленого НКРЕКП можна визначити слабку ланку мережі використовуючи цільовий SAIDI як по окремим підрозділам підприємства, так і по окремим елементам мережі за місяць, квартал, рік, а також частку кожного елемента мережі в загальному цільовому SAIDI.

Слід зазначити, що при вирішенні проблеми необхідно враховувати конфігурацію мережі та тип встановленого обладнання. Мережі, як правило, дуже розгалужені, секціонування їх забезпечується лінійними роз'єднувачами або масляними вимикачами без АПВ, а застосування сучасних реклоузерів відсутнє.

1.4 Висновки та постановка задач роботи

Підводячи підсумки, можна стверджувати, що на сьогоднішній день галузь електроенергетики займає провідне місце в економіці України та є базовою для її розвитку. Вона має зв'язки з усіма галузями економіки і забезпечує їх електричною і тепловою енергією, які є невід'ємною умовою їх функціонування. Зараз важко применшити роль електричної енергії в нашому житті. Розподільні електричні мережі України характеризуються складною і розгалуженою структурою, великою кількістю елементів та низьким рівнем автоматизації. У той же час розподільні електричні мережі є тим елементом електроенергетичної системи (ЕЕС), який безпосередньо взаємодіє як із магістральними електричними мережами, так і зі споживачами. Саме тому від якості їх роботи залежать показники надійності і ефективності функціонування всієї системи електропостачання в цілому. Таким чином, розробка та впровадження заходів для підвищення надійності функціонування розподільних електричних мереж на сьогоднішній день є актуальною задачею для енергосистеми України.

Сучасний стан розвитку розподільних електричних мереж України характеризується такими негативними чинниками як:

- незадовільний стан значної частки обладнання електричних мереж, більшість з якого відпрацювала передбачений технічною документацією термін експлуатації і спричиняє значні втрати електричної енергії, недостатню надійність при експлуатації мережі та потребує заміни;

- неефективна конфігурація мереж, яка в першу чергу проявляється у значній довжині ліній електропередачі (ЛЕП), а також в неоптимальній структурі мережі внаслідок поступового розвитку та реконструкції мереж;

- низький рівень автоматизації мереж (на сьогоднішній день рівень оснащеності розподільних електричних мереж засобами автоматичного управління 69 режимами складає менше 50 %, що призводить до значних операційних втрат);

- проблеми з підключенням нових абонентів, зокрема розподіленої генерації, електроопалення та інфраструктури електротранспорту, які виникають через низьку пропускну здатність розподільних електричних мереж;

- низька якість електропостачання споживачів (низький рівень технічного стану розподільних електричних мереж сприяє зниженню індексу середньої тривалості відключень (SAIDI) та індексу середньої частоти відключень у системі (SAIFI) міжнародних показників надійності електропостачання споживачів - тривалість перерв електропостачання в Україні сягає від 580 до 870 хвилин, тоді як у країнах ЄС – до 40 хвилин);

- низький рівень оснащеності розподільних електричних мереж автоматизованими системами обліку електроенергії, який станом на 01.01.2018 р. складає лише 3 %.

Як результат такого незадовільного технічного стану розвитку розподільних електричних мереж України є:

- збільшення втрат електричної енергії, які становлять від 12 до 17% для розподільних мереж різних енергопостачальних компаній;
- зниження показників надійності роботи електричних мереж;
- зниження ефективності роботи ОЕС України.

Перерви в електропостачанні споживачів призводять до виникнення збитків, при цьому величина збитків залежить від класифікації перерви, характеру споживача (населення, сфера послуг, промисловість), пори року, дня тижня, та навіть часу доби коли виникла аварійна ситуація.

В роботі доведено, що при раптовому відключенні споживача із зростанням часу ліквідації аварійної ситуації збитки споживача зростають нерівномірно: при тривалості відключення до 130 хвилин збитки зростають повільно, а після вичерпання цього часу відбувається їх стрімке зростання. Для підприємств сфери послуг стрімке зростання збитків починається із тривалості відключення більше ніж 500 хвилин. Величина збитків для підприємств промисловості та сфери послуг вища, ніж для населення. Таким чином, величина збитків споживача внаслідок виникнення перерви в електропостачанні залежить від тривалості самої перерви, а отже, показник SAIDI може використовуватись для визначення збитків споживачів. Цільовий показник SAIDI, встановлений вітчизняним регулятором ринку електроенергії, на рівні 150 хвилин для міст та 300 хвилин для сільської місцевості відповідає гранично допустимій тривалості часу відновлення електропостачання, при якій збиток споживача залишається в допустимих межах. Починаючи з 2021 року, показник SAIDI враховується при визначенні тарифу на передачу електричної енергії, а отже впливає на роздрібний тариф для споживачів. Отже, можна зробити висновок, що проблема перерв в

електропостачанні актуальна для всіх ліцензіатів з передачі електричної енергії місцевими (локальними) електричними мережами. З урахуванням переходу на стимулююче тарифоутворення проблема зростання показника SAIDI виходить на перший план, так як при RAB-тарифі перевищення планових показників SAIDI призводить до корегування необхідного доходу з боку НКРЕКП в сторону зменшення, а, отже, і до зниження тарифів на передачу електричної енергії, що є негативним фактором для компанії. Внаслідок зниження тарифів зменшуються грошові надходження від одного з видів основної діяльності підприємств, і, як наслідок, зменшуються можливості подальшого розвитку електричних мереж енергокомпаній.

Причинами високих значень показників SAIDI може бути :

- не досконала конфігурація мережі: наявність довгих ліній, відсутність можливості резервування живлення споживачів при відключеннях;
- високий рівень фізичного та морального зносу основного обладнання електричних мереж;
- низький рівень автоматизації мереж.

Отже, енергокомпаніям у яких є перевищення цільового SAIDI в порівнянні з нормами, встановленими НКРЕКП, необхідно розробляти заходи щодо зниження показника SAIDI.

Будівництво, модернізація та реконструкція електричних мереж та обладнання здійснюється в об'ємах інвестиційної програми затвердженою НКРЕКП та із залученням коштів інвесторів. Основним джерелом фінансування інвестиційних програм є тариф на розподіл відповідної компанії. Додатковими джерелами фінансування інвестиційних програм є кошти, які компанії отримують внаслідок зниження фактичних технологічних витрат електричної енергії (ТВЕ) від рівня нормативних, як оплату за реактивну енергію від

споживачів, невикористані кошти попередніх періодів та кошти інвесторів. Тому енергетичним компаніям, які переходять на стимулююче тарифоутворення необхідно враховувати цільовий показник SAIDI для розставлення пріоритетів і оцінки ефективності інвестиційних програм.

Причинами аварійних відключень були обриви проводів повітряної лінії, пошкодження прохідних ізоляторів в трансформаторних підстанціях, пошкодження роз'єднувачів, схлест проводів та інше.

Для зменшення кількості відключених точок обліку при аварійному відключенні повітряних ліній необхідно виконати наступні заходи:

- виконати заміну секціонуючих вимикача та роз'єднувача на реклоузери;
- виконати заміну масляного вимикача в комірці РУ-6 кВ підстанції, від якої живиться ПЛ на вакуумний із заміною релейного захисту;
- розробити алгоритм автоматичного повторного ввімкнення лінії для забезпечення живлення споживачів, які живляться від неушкодженої ділянки ПЛ.

Реклоузер є автоматичним вимикачем, який розмикає лінію при відхиленні її параметрів від заданих, наприклад, при перевищенні струмом порогового значення. У цьому сенсі реклоузер є одним із видів автоматичних вимикачів, встановлених під'їздах житлових будинків, з тією лише різницею, що його робочу напругу не 220 В, а 10 кВ або навіть 35 кВ.

Реклоузер складається з двох частин: високовольтного модуля (ВМ) і шафи управління (ШУ), пов'язаних між собою з'єднувальним кабелем.

Високовольтний модуль встановлений в верхній частині опори і підключений до лінії через прохідні ізолятори. У середині високовольтного модуля знаходяться: вакуумний вимикач, трансформатори струму та трансформатор власних потреб.

Шафа управління встановлюється в нижній частині опори на висоті людського росту. У ньому знаходиться мікропроцесорний пристрій захисту та органи ручного управління реклоузера.

Алгоритм роботи реклоузера наступний.

Трансформатори струму, встановлені в високовольтному модулі, вимірюють струм в лінії і по передають сигнал на термінал захисту, що знаходиться в шафі управління.

Мікропроцесорний термінал захисту порівнює струм в лінії (а також, можливо, інші параметри) з заданими уставками. Якщо поточні параметри лінії виходять за межі заданого діапазону, термінал захисту видає команду на відключення вакуумного вимикача, який розриває ланцюг.

Термінал захисту витримує заданий проміжок часу, наприклад, 1 секунду, і подає на вакуумний вимикач сигнал на повторне включення (автоматичне повторне включення - АПВ). Якщо несправність на лінії після вимикання живлення не самоусунулася, то з трансформаторів струму на термінал знову приходить "тривожний сигнал", і захист знову відключає лінію. Так повторюється від одного до трьох разів, в залежності від налаштувань реклоузера.

Якщо автоматичне повторне включення не допомогло усунути несправність, то реклоузер відключає лінію, передає по лінії зв'язку сигнал в диспетчерську і чекає приїзду ремонтної бригади, яка усунув несправність на лінії, вручну включає реклоузер.

2 АНАЛІЗ ТА МОДЕЛЮВАННЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ МЕРЕЖІ 6 КВ

Забезпечення надійності є однією з найважливіших проблем при створенні і експлуатації будь-якої технічної системи. Особливо актуальна вона для складних систем, таких як системи електропостачання, що складаються з великої кількості елементів і мають великі внутрішні і зовнішні зв'язки.

Надійність системи електропостачання є одним з показників якості системи. Але цей показник істотно відрізняється, наприклад, від показників якості системи по енергії, тому якщо система не володіє необхідним ступенем надійності, то всі інші показники якості втрачають своє практичне значення, оскільки вони не можуть бути повноцінно використані в експлуатації.

Задача забезпечення надійності систем електропостачання включає в себе цілий комплекс технічних, економічних і організаційних заходів, спрямованих на скорочення збитків від порушення нормального режиму роботи споживачів електроенергії, таких як:

- вибір критеріїв і кількісних характеристик надійності;
- випробування на надійність і прогнозування надійності діючого обладнання;
- вибір оптимальної структури проєктованих (реконструюються) систем електропостачання за критерієм надійності;
- забезпечення заданих технічних і експлуатаційних характеристик роботи споживачів;
- розробка найбільш раціональної, з точки зору забезпечення надійності, програми експлуатації системи (обґрунтування режимів

профілактичних робіт, норм запасних елементів і методів відшукування несправностей).

Крім того, в сучасних ринкових умовах надійність електропостачання нерозривно пов'язана з економічними показниками та енергетичною безпекою промислових підприємств.

Раніше було визначено, що надійність електропостачання споживачів характеризується цільовим показником SAIDI (показник якості послуг з електропостачання), який в першу чергу враховується НКРЕКП після переходу Товариства на стимулююче регулювання.

Цільовий показник SAIDI по місту має тенденцію до зростання. Граничні значення, встановлені НКРЕКП, перевищуються Товариством у 2019 та 2020 роках. Показники SAIDI за ці роки так само перевищують значення 150 хвилин.

Таким чином, можна сказати, що надійність сільських мереж підприємства знаходиться на прийнятному рівні на відміну від міських.

Прогнозовані значення показника якості послуг з електропостачання для міської території в 2021-2033 рр. будуть перевищувати розрахункові значення, що в подальшому приведе до коригування значення необхідного доходу в бік зменшення за рахунок від'ємного значення показника *КЯ*.

Для запобігання цьому Товариству необхідно вжити заходи щодо зменшення значень цільового показника SAIDI для міської території при стимулюючому регулюванні. Поліпшення цільового SAIDI в розподільчих мережах 0,4-20 кВ можливо досягти за рахунок:

- 1) застосування проводів СІП замість голих проводів на повітряних лініях електропередач;

2) виконання секціонування на повітряних лініях великої довжини із застосуванням автоматичних комутаційних апаратів (реклоузерів, елегазові вимикачів навантаження та ін.);

3) заміна на повітряних лініях секціонуючих роз'єднувачів і вимикачів без автоматичного повторного включення (АПВ) на автоматичні комутаційні апарати з АПВ;

4) використання індикаторів короткого замикання;

5) впровадження телеуправління та автоматизації диспетчерського управління об'єктами із застосуванням SCADA систем (та ін.).

Заміна голих проводів на СІП дозволяє знизити кількість відключень, а, отже, і тривалість відключень за рахунок зменшення впливу зовнішніх факторів (падіння гілок на провода, схлест проводів, обрив проводів, та ін.). Також, ефективним методом зниження тривалості відключень є секціонування на повітряних лініях великої довжини із застосуванням автоматичних комутаційних апаратів, тобто розділення довгих ліній на менші ділянки. Налаштування АПВ таких пристроїв дозволить включити ті ділянки лінії, на яких немає пошкоджень, зменшивши при цьому кількість відключених споживачів. Також, при використанні автоматичних комутаційних апаратів (реклоузерів) зменшується довжина відключеної ділянки, а отже і час ліквідації пошкодження оперативно-виїзною бригадою.

На даний час за допомогою програмного продукту, розробленого НКРЕКП можна визначити слабку ланку мережі використовуючи цільовий SAIDI як по окремим підрозділам підприємства, так і по окремим елементам мережі за місяць, квартал, рік, а також частку кожного елементу мережі в загальному цільовому SAIDI.

Визначивши слабку ланку системи необхідно приступити до наступного кроку рішення проблеми згідно з теорією обмежень. Слід зазначити, що при вирішенні проблеми необхідно враховувати конфігурацію мережі та тип встановленого обладнання. Мережі, як правило, дуже розгалужені, секціонування їх забезпечується лінійними роз'єднувачами або масляними вимикачами без АПВ, а застосування сучасних реклоузерів відсутнє.

В мережах слабкою ланкою є повітряна лінія 6 кВ Л-«О»-ТП26. Від цієї лінії отримує живлення 9 трансформаторних підстанцій до яких приєднано більше 1000 точок обліку електричної енергії. На лінії встановлено два секціонуючих масляних вимикача, та один секціонуючий роз'єднувач. Автоматичне повторне включення лінії відсутнє.

В 2018 році Л-«О»-ТП26 аварійно відключалась 5 разів, загальний час відключень склав 645 хвилин.

За 2019 рік Л-«О»-ТП26 аварійно відключалась 3 рази, час відключення склав 544 хвилини.

В 2020 році Л-«О»-ТП26 аварійно відключалась 4 рази, загальний час відключень склав 567 хвилин.

Отже, середній час відключення лінії за три роки складає 585 хв.

Причинами аварійних відключень були обриви проводів повітряної лінії, пошкодження прохідних ізоляторів в трансформаторних підстанціях, пошкодження роз'єднувачів, схлест проводів та інше.

Для зменшення кількості відключених точок обліку при аварійному відключенні Л-«О»-ТП26 необхідно виконати наступні заходи:

- виконати заміну секціонуючих вимикача та роз'єднувача на реклоузери;
- виконати заміну масляного вимикача в комірці РУ-6 кВ підстанції, від якої живиться ПЛ на вакуумний із заміною релейного захисту;
- розробити алгоритм автоматичного повторного ввімкнення лінії для забезпечення живлення споживачів, які живляться від неушкодженої ділянки ПЛ.

Встановлення та налагодження обладнання передбачається із залученням підрядної організації.

Для оцінки ризиків вкладення інвестицій в заходи щодо покращення якості послуг з електропостачання спочатку необхідно розглянути варіанти відключення повітряної лінії Л-«О»-ТП26, що може привести до знеструмлення споживачів, які живляться від цієї лінії. Пошкодження лінії може бути як стійким (пошкодження ізоляторів, обрив проводів, тощо) та не стійким (схлест проводів, попадання гілок чи птахів та ін.). При не стійкому пошкодженні після вимкнення вимикача причина пошкодження усувається, та на лінію знову подається напруга завдяки автоматичному повторному включенню лінії через малий проміжок часу (0,1-1с). При стійкому пошкодженні автоматичне повторне включення лінії буде неуспішним, тому що вимикач знову відключиться релейним захистом.

На рис. 2.1.1 наведемо три варіанти відключення даної лінії по ділянкам.

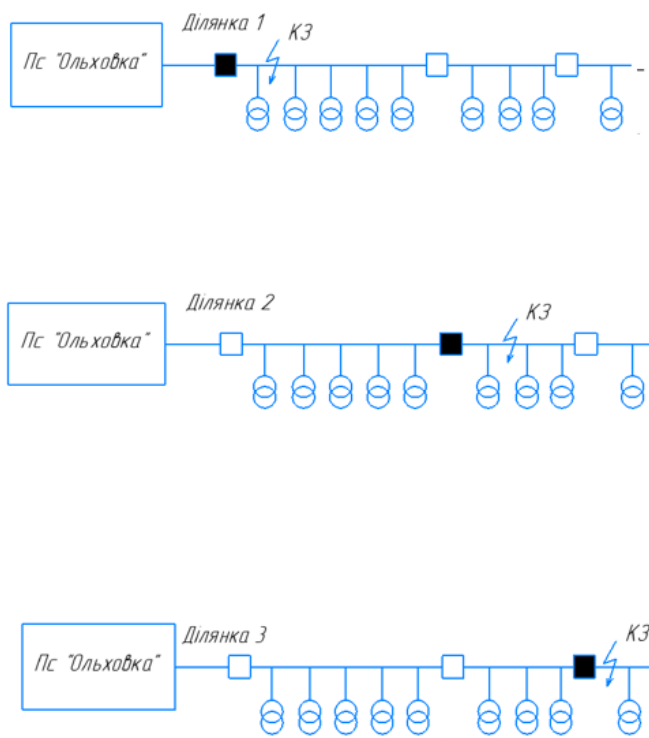


Рис. 2.1.1. Відключення лінії по ділянкам

При стійкому пошкодженні повітряної лінії на ділянці №1 вимикається вимикач через який живиться повітряна лінія 6 кВ Л-«О»-ТП26, що призведе до повного знеструмлення 9 трансформаторних підстанцій з недовідпуском електричної енергії 15,9 тис. кВт·год, в грошовому виразі це складе 26,712 тис. грн.

Стійке пошкодження повітряної лінії на ділянці №2 призводить до знеструмлення тільки частини лінії, так як при цьому вимикач на підстанції в РУ-6 кВ автоматично включиться, а пошкоджена ділянка буде відключена першим реклоузером. Таким чином, відключиться тільки чотири трансформаторних підстанцій, а інші п'ять залишаться з напругою. В цьому випадку недовідпуск електричної енергії складе 7,95 тис. кВт·год, а в грошовому виразі – 13,356 тис. грн.

При пошкодженні повітряної лінії на ділянці №3 знеструмлюється тільки одна трансформаторна підстанція, а інші вісім залишаються з напругою (пошкоджена ділянка вимикається другим реклоузером, перший реклоузер залишається включеним, а вимикач включається дією АПВ). В цьому випадку недовідпуск електричної енергії складе 2,3 тис. кВт·год, а в грошовому виразі – 3,925 тис. грн.

При нестійких пошкодженнях за рахунок використання АПВ живлення споживачів буде перериватися на невеликі проміжки часу, який необхідний для самостійного усунення пошкодження через відсутність напруги. Завдяки АПВ вдасться зберегти живлення споживачів в 60-90% випадків. Приймаємо вірогідність успішної роботи АПВ 80%.

Пошкодження повітряної лінії може виникнути по всій довжині лінію із рівною вірогідністю.

При встановленні реклоузерів на лінії ми розбиваємо лінію на 3 ділянки: ділянку №1, довжина якої складає 50% довжини лінії, ділянку №2 – 35% довжини лінії та ділянку №3 – 15% лінії. Таким чином вірогідність виникнення

пошкодження на ділянці №1 складе 0,5; на ділянці 2 – 0,35; на ділянці 3 – 0,15.

Таким чином, при установці реклоузерів зменшується кількість відключених споживачів при пошкодженні лінії, а отже зменшується недовідпуск електричної енергії. Щоб визначити збитки Товариства від недовідпуску електричної енергії розглянемо три варіанти пошкодження лінії, які були описані вище:

- 1) виникнення пошкодження на ділянці №1: вірогідність пошкодження 0,5; збитки від недовідпуску - 26,712 тис. грн.
- 2) виникнення пошкодження на ділянці №2: вірогідність пошкодження 0,35; збитки від недовідпуску - 13,356 тис. грн.
- 3) виникнення пошкодження на ділянці №3: вірогідність пошкодження 0,15; збитки від недовідпуску - 3,925 тис. грн.

В свою чергу, при виникненні пошкодження можливі дві події:

- 1) включення лінії в повному обсязі (успішна робота АПВ, вірогідність 0,8);
- 2) повне або часткове відключення лінії при стійкому пошкодженні (неуспішне АПВ пошкодженої ділянки, вірогідність – 0,2).

Послідовність розрахунку розглянемо на прикладі розрахунку гілки пошкодження ділянки 1.

Економічний ефект від підвищення якості послуг з електропостачання споживачів досягається за рахунок:

- зменшення збитків Товариства від недовідпуску електричної енергії споживачам;
- зменшення кількості виїздів оперативно-виїзної бригади для післяаварійного огляду повітряної лінії після відключень дією релейного захисту;
- відсутності щорічного коригування необхідного доходу Товариства за рахунок значення показника *КЯ* при стимулюючому регулюванні.

Після реконструкції мережі за рахунок встановлення реклоузерів та

налаштування автоматичного повторного включення лінії таким чином, щоб максимально зменшити кількість знеструмлених споживачів, зменшиться недовідпуск електричної енергії споживачам, що призведе до покращення економічних показників та зменшить втрати підприємства.

2.1 Визначення електричних навантажень споживачів та ЛЕП

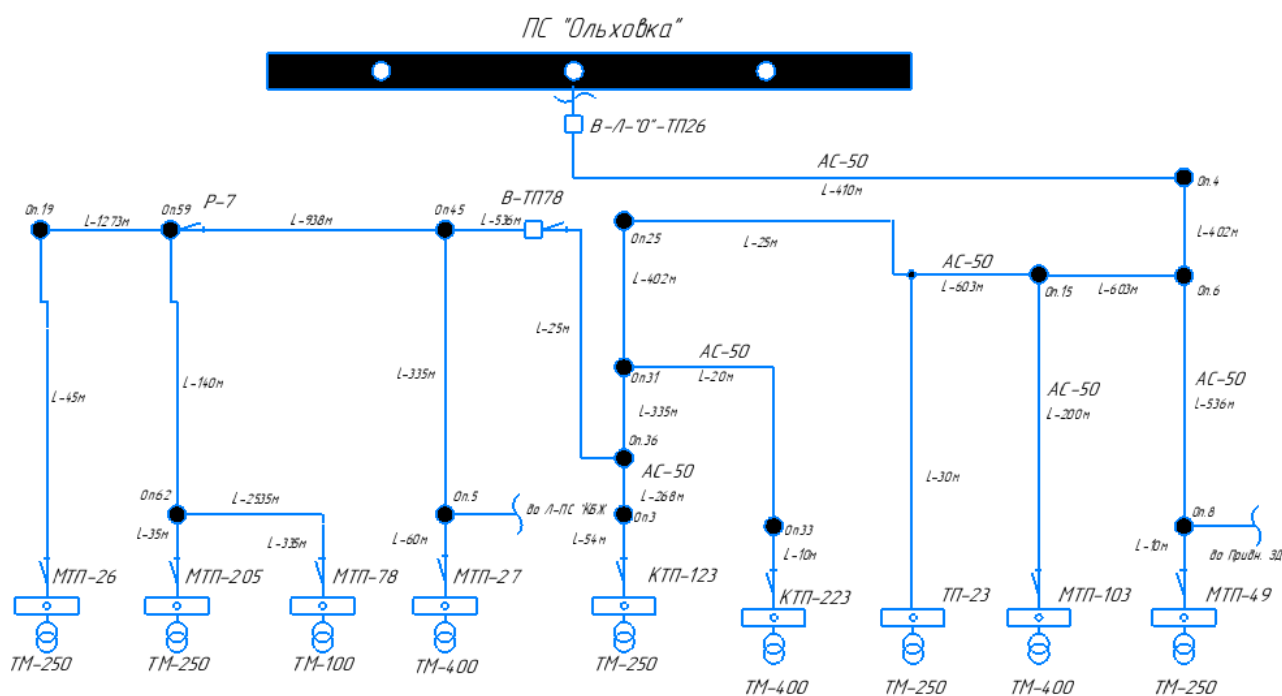


Рис. 2.2.1. Однолінійна схема Л-«О»-ТП-26

Навантаження лінії Л-«О»-ТП-26 представляють споживачі 0,4 кВ, які отримують живлення від трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ різної потужності за відгалуженнями від ПЛ-6 кВ. Для розрахунку розподілу навантажень в лінії приймаємо, що максимально можливе навантаження, що підключається до лінії, складається з сумарної потужності всіх ТП-6/0,4 кВ з урахуванням їх коефіцієнтів завантаження і різночасності максимумів. Приймаємо коефіцієнт завантаження трансформаторів ТП рівним $K_3 = 0,8$, а коефіцієнт різночасності максимумів $K_{p.m} = 0,85$.

Таким чином, активна потужність n – го відгалудження розраховується за формулою:

$$P_{\text{відг}} = S_{\text{ТП}} \cdot K_3 = 250 \cdot 0,8 = 200, \text{ кВт} \quad (2.2.1)$$

Реактивну потужність можна розрахувати за формулою:

$$Q_{\text{відг}} = \sqrt{S^2 - P^2} = \sqrt{250^2 - 200^2} = 150, \text{ кВар} \quad (2.2.2)$$

Активне та реактивне навантаження ділянки магістральної лінії до відгалудження розраховується за наступними формулами:

$$P_{\text{дільн}} = (P_8 + P_9) \cdot K_{p.m} = (200 + 200) \cdot 0,85 = 340, \text{ кВт} \quad (2.2.3)$$

$$Q_{\text{дільн}} = (Q_8 + Q_9) \cdot K_{p.m} = (150 + 150) \cdot 0,85 = 255, \text{ кВар} \quad (2.2.4)$$

Так як розрахунок проводиться для ділянки, то береться сума двох послідовно підключених ТП з урахуванням коефіцієнта різночасності максимумів.

У таблиці 2.2.1 наведено дані щодо розподілу навантажень за довжиною Л-«О»-ТП-26 (див. рис. 2.2.1), сумарна номінальна потужність ТП за їх відгалуженнями від магістральної частини ЛЕП.

Таблиця 2.2.1 - Дані щодо розподілу навантажень за довжиною Л-«О»-ТП-26

№ відгалудження ПЛ	Сумарна довжина ПЛ до п-го відгалудження	Довжина і-ї ділянки ПЛ	Навантаження ділянки магістральної лінії до відгалудження		Навантаження п-го відгалудження магістральної лінії		Сумарна встановлена потужність ТП відгалудження
			$P_{\text{ділн}}, \text{кВт}$	$Q_{\text{ділн}}, \text{квар}$	$P_{\text{відг}}, \text{кВт}$	$Q_{\text{відг}}, \text{квар}$	
0	В-Л-«О»-ТП-26	0	1734	1300,5			2550
1	1,358	1,358	1734,00	1300,50	200	150	250
2	2,161	0,803	1564,00	1173,00	320	240	400
3	2,794	0,633	1292,00	969,00	200	150	250
4	3,251	0,457	1122,00	841,50	320	240	400
5	3,573	0,322	850,00	637,50	200	150	250
6	4,864	1,291	680,00	510,00	320	240	400
7	8,812	3,948	408,00	306,00	80	60	100
8	8,847	0,035	340,00	255,00	200	150	250
9	10,165	1,318	200	150	200	150	250

Визначимо розрахунковий струм лінії за максимальним навантаженням:

$$I_{\text{роз.}} = \frac{\sqrt{P_{\text{дільн.}}^2 + Q_{\text{дільн.}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{\sqrt{1734^2 + 1300,5^2}}{\sqrt{3} \cdot 6} = 208,56, \text{ А} \quad (2.2.5)$$

Даною кваліфікаційною роботою передбачено заміну існуючого проводу А-50 на Самоутримний ізолюваний провід «СП». Згідно таблиці 1.3.40 ПУЕ «Допустимий тривалий струм для алюмінієвих самоутримних ізолюваних проводів (СП) і захищених проводів» напругою до 20 кВ становить 245А, що більше розрахункового струму [1], але, так як згідно статистики, підведеною оперативно-диспетчерською службою, з кожним роком навантаження зростають, обираємо до встановлення СП-3 1*70-20.

2.2 Оцінка відповідності встановлених типорозмірів ЛЕП за показниками пропускної спроможності та якості електроенергії (відхилення напруги)

Виконаємо аналіз режиму напруги у споживачів лінії Л-«О»-ТП-26. В умовах нормальної роботи приймачів електроенергії відхилення напруги від номінального значення допускається в межах $\pm 5\%$, згідно ГОСТ 13109-97 [2]

Втрати напруги на ділянках лінії розраховуємо за формулами:

$$\begin{aligned} \Delta U_{\text{дільн.}} &= \frac{(P_{\text{дільн.}} \cdot r_0 + Q_{\text{дільн.}} \cdot x_0) \cdot L_{\text{дільн.}}}{U_{\text{ном}}} \\ &= \frac{(1734 \cdot 0,493 + 1300,5 \cdot 0,266) \cdot 1,358}{6} = 272, \text{ В} \end{aligned} \quad (2.3.1)$$

Відхилення напруги у вузлах підключення відгалужень із навантаженнями:

$$\begin{aligned}\delta U_i &= \delta U_{i-1} - \Delta U_{\text{дільн}} \cdot 10^{-3} = \delta U_{i-1} - \Delta U_{\text{дільн}} \cdot 10^{-3} = \\ &= 6,3 - 272 \cdot 10^{-3} = 6,02 \text{ кВ}\end{aligned}\quad (2.3.2)$$

За фактичними вимірами при максимальному режимі на шинах 6 кВ ПС «Ольховка» відхилення напруги становить +3%, тобто. в абсолютних одиницях напруга дорівнює 6,3 кВ. Як приклад зробимо розрахунок втрати напруги на першій ділянці лінії Л-«О»-ТП-26 і визначимо відхилення напруги на другому вузлі підключення навантаження.

На інших ділянках розрахунки проводяться аналогічно. Результати розрахунків заносимо у табл. 2.3.1. У таблиці також наведемо реальний режим роботи лінії за фактичним завантаженням.

Таблиця 2.3.1 - Режим роботи лінії Л-«О»-ТП-26 по напрузі

№ ответвлен ия ВЛ	Довжи на і-ї дільни ці ПЛ	Навантаження дільниці магістральної лінії до відгалудження		Струм ове ннаван таженн я дільни ць лінії	Режим напруги лінії СП-3 1*70- 20 при розрахунковому навантаженні		Режим напруги лінії СП-3 1*70- 20 при фактичному навантаженні		Режим напруги лінії СП-3 1*70-20 при мінімальному навантаженні	
	$L_{\text{дільн.}},$ км	$P_{\text{дільн.}},$ кВт	$Q_{\text{дільн.}},$ квар	$I_{\text{дільн.}},$ А	$\Delta U_{pl},$ В	$\delta U_{pl},$ В	$\Delta U_{\text{факт.}},$ В	$\delta U_{\text{факт.}},$ кВ	$\Delta U_{\text{мін.}},$ В	$\delta U_{\text{мін.}},$ В
0	0	1734	1300,50	208,57	0	6,3	0	6,3	135,89	6,16
1	1,358	1734,00	1300,50	208,57	271,78	6,03	82,36	6,22	72,48	6,09
2	0,803	1564,00	1173,00	188,12	144,95	5,88	43,92	6,17	47,20	6,04
3	0,633	1292,00	969,00	155,40	94,39	5,79	28,60	6,15	29,59	6,01

Кінець таблиці 2.3.1

4	0,457	1122,00	841,50	134,96	59,18	5,73	17,93	6,13	15,79	6,00
5	0,322	850,00	637,50	102,24	31,59	5,70	9,57	6,12	50,66	5,95
6	1,291	680,00	510,00	81,79	101,32	5,60	30,70	6,09	92,96	5,86
7	3,948	408,00	306,00	49,07	185,91	5,41	56,34	6,03	0,69	5,85
8	0,035	340,00	255,00	40,90	1,37	5,41	0,42	6,03	15,21	5,84
9	1,318	200,00	150,00	24,06	30,42	5,38	9,22	6,02	135,89	6,16

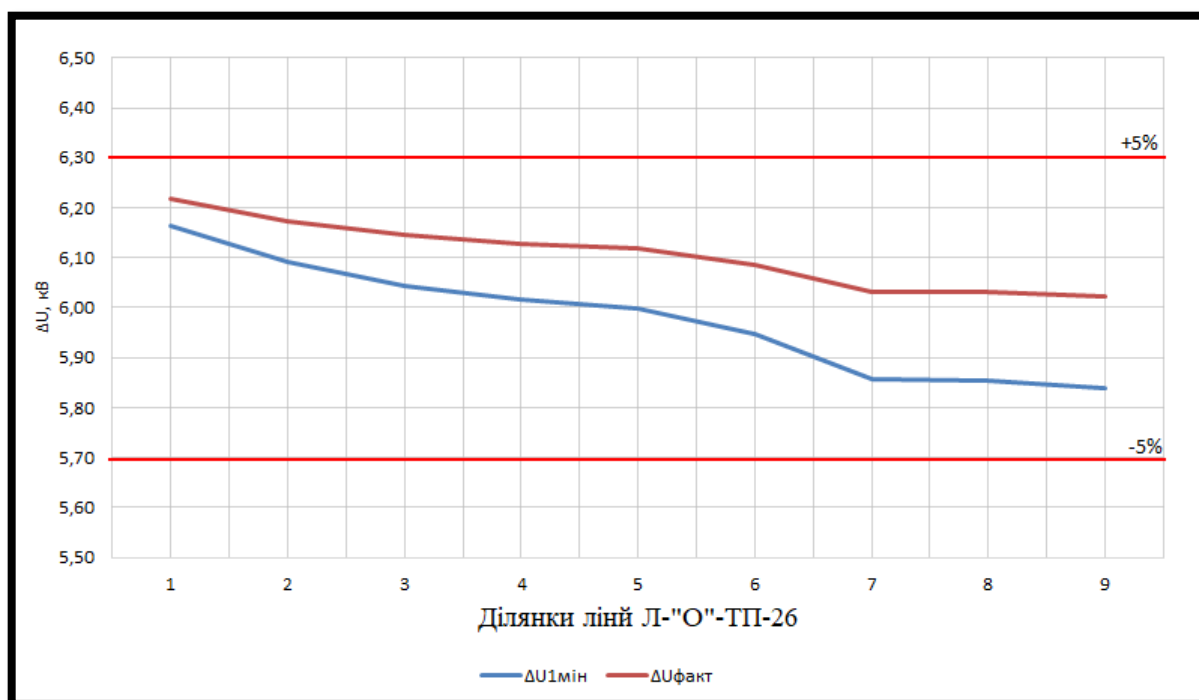


Рис. 2.3.1 – Режим роботи лінії Л-«О»-ТП-26 по напрузі на її ділянках

Відповідно до даних отриманих від оперативно-диспетчерської служби, для розрахунків мінімальних навантажень лінії було прийнято потужності $P_{\text{дільн.м}}$ та $Q_{\text{дільн.м}}$ рівними 50% від фактичних потужностей $P_{\text{дільн}}$ та $Q_{\text{дільн}}$.

2.3 Розрахунок струмів короткого замикання

Розрахунок буде проводитись в іменованих одиницях методом наближених розрахунків

Розрахуємо опори.

$$R_c = 0, \text{ Ом} \quad (2.4.1)$$

$$X_c = \frac{U_c^2}{S_{кз}} = \frac{6,3^2}{113,4} = 0,35, \text{ Ом} \quad (2.4.2)$$

$$R_1 = r_0 \cdot l_1 = 0,63 \cdot 2,403 = 1,51, \text{ Ом} \quad (2.4.3)$$

$$X_1 = x_0 \cdot l_1 = 0,43 \cdot 2,403 = 1,03, \text{ Ом} \quad (2.4.4)$$

$$R_2 = r_0 \cdot l_2 = 0,63 \cdot 0,938 = 0,59, \text{ Ом} \quad (2.4.5)$$

$$X_2 = x_0 \cdot l_2 = 0,43 \cdot 0,938 = 0,40, \text{ Ом} \quad (2.4.6)$$

$$R_3 = r_0 \cdot l_3 = 0,63 \cdot 2,675 = 1,68, \text{ Ом} \quad (2.4.7)$$

$$X_3 = x_0 \cdot l_3 = 0,43 \cdot 2,675 = 1,15, \text{ Ом} \quad (2.4.8)$$

Розрахуємо трьохфазні струми КЗ

$$I_{k1}^{(3)} = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_c + R_1)^2 + (X_c + X_1)^2}} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(0 + 1,51)^2 + (0,35 + 1,03)^2}} = 1,77, \text{ КА} \quad (2.4.9)$$

$$I_{k2}^{(3)} = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_c + R_1 + R_2)^2 + (X_c + X_1 + X_2)^2}} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(0 + 1,51 + 0,59)^2 + (0,35 + 1,03 + 0,40)^2}} = 1,32, \text{ КА} \quad (2.4.10)$$

$$I_{k3}^{(3)} = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_c + R_1 + R_2 + R_3)^2 + (X_c + X_1 + X_2 + X_3)^2}} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(0 + 1,51 + 0,59 + 1,68)^2 + (0,35 + 1,03 + 0,40 + 1,15)^2}} = 0,76, \text{ КА} \quad (2.4.11)$$

Розрахуємо ударні струми КЗ, для цього розрахуємо аперіодичну складову T_a та коефіцієнт ударний K_y

$$T_{a1} = \frac{X_c + X_1}{\pi \cdot (R_c + R_1)} = \frac{0,35 + 1,03}{3,14 \cdot (0 + 1,51)} = 0,29 \quad (2.4.12)$$

$$T_{a2} = \frac{X_c + X_1 + X_2}{\pi \cdot (R_c + R_1 + R_2)} = \frac{0,35 + 1,03 + 0,40}{3,14 \cdot (0 + 1,51 + 0,59)} = 0,27 \quad (2.4.13)$$

$$T_{a3} = \frac{X_c + X_1 + X_2 + X_3}{\pi \cdot R_c + R_1 + R_2 + R_3)} = \frac{0,35 + 1,03 + 0,40 + 1,15}{3,14 \cdot (0 + 1,51 + 0,59 + 1,68)} = 0,24 \quad (2.4.14)$$

$$K_{yд1} = 1 + e^{\frac{0,01}{T_{a1}}} = 1 + e^{\frac{0,01}{0,29}} = 1,96 \quad (2.4.15)$$

$$K_{yд2} = 1 + e^{\frac{0,01}{T_{a1}}} = 1 + e^{\frac{0,01}{0,27}} = 1,96 \quad (2.4.16)$$

$$K_{yд3} = 1 + e^{\frac{0,01}{T_{a1}}} = 1 + e^{\frac{0,01}{0,24}} = 1,95 \quad (2.4.17)$$

$$i_{yд1} = \sqrt{3} \cdot I_{k1}^{(3)} \cdot K_{yд1} = \sqrt{3} \cdot 1,77 \cdot 1,96 = 6,00 \text{ Ka} \quad (2.4.18)$$

$$i_{yд2} = \sqrt{3} \cdot I_{k2}^{(3)} \cdot K_{yд2} = \sqrt{3} \cdot 1,32 \cdot 1,96 = 4,48 \text{ Ka} \quad (2.4.19)$$

$$i_{yд3} = \sqrt{3} \cdot I_{k3}^{(3)} \cdot K_{yд3} = \sqrt{3} \cdot 0,76 \cdot 1,95 = 2,56 \text{ Ka} \quad (2.4.20)$$

Розрахуємо двохфазні струми КЗ

$$I_{k1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{k1}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1,77 = 1,53 \text{ Ka} \quad (2.4.21)$$

$$I_{k2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{k2}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1,32 = 1,14 \text{ Ka} \quad (2.4.22)$$

$$I_{k3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{k3}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 0,76 = 0,65 \text{ Ka} \quad (2.4.23)$$

2.4 Вибір параметрів обладнання автоматичних пунктів секціонування

Реклоузери призначені для використання в повітряних розподільних мережах 6-35 кВ.

Використання реклоузерів дозволяє реалізовувати повноцінний захист, протиаварійну автоматику, дистанційне керування у повітряній розподільній мережі без будівництва підстанцій.

У комплект реклоузера входить все необхідне для його швидкого встановлення на опорах лінії і інтеграції в існуючу мережу:

- 1) модуль вакуумного вимикача з вбудованими трансформаторами струму і датчиками напруги (опціонально);
- 2) шафа захисту і телемеханіки;
- 3) комунікаційне обладнання (GSM, радіорелейний зв'язок, TETRA, оптоволоконна лінія, тощо. Остаточний тип комунікаційних обладнання вибирається замовником)
- 4) кронштейни, пристрої грозозахисту, кабелі інтерфейсу тощо.

Встановлення реклоузера можливе, як на існуючі опори повітряної лінії, так і на нові. Часто реклоузери вигідно встановлювати на відкритих розподільних пристроях підстанцій при їх реконструкціях для економії місця і трудовитрат.

Металеві деталі корпусів обладнання, що входять в комплект реклоузера виконані з високоякісної нержавіючої сталі. Ізоляція устаткування виконана зі стійкої до атмосферних впливів силіконової гуми або з гідрофобної циклоаліфатичної епоксидної смоли

Це забезпечує тривалу експлуатацію і бездоганний зовнішній вигляд.

Шафа захисту і телемеханіки містить все електронне обладнання реклоузера і джерело резервного живлення. Пристрій адаптовано до українських

кліматичних умов. Шафа має автоматичний обігрів і інтегрований фільтр в системі вентиляції для запобігання утворення конденсату.

Реклоузер виконує наступні функції:

Автоматика:

- автоматичне введення резерву АВР
- автоматичне повторне включення АПВ (4 спроби)

Захист:

- триступеневий струмовий захист БСЗ
- чутливий захист від замикань на землю SEF (0,1А)
- автоматичне частотне розвантаження АЧР
- захист від зниження / підвищення напруги
- блокування від стрибка струму намагнічування
- 4 групи уставок і їх ручне або автоматичне перемикавання в залежності від напрямку потоку потужності.

Вимірювання:

- величини струму, напруги, частоти, гармоніки;
- технічний (комерційний) облік.

Модуль вакуумного вимикача реклоузера відповідає спеціальним вимогам до конструкції, що пред'являються до таких пристроїв:

- можливість ручного включення / вимикання;
- можливість ручного взводу приводної пружини вимикача;
- механічну наочну індикацію стану (вимкнено / включено).

Унікальною властивістю модуля є вбудовані повноцінні три трансформатори фазного струму і трансформатор струму нульової послідовності. Це дозволяє поряд з вбудованими в ТСН резистивним датчиками напруги реалізувати чутливий, спрямований захист від замикань на землю.

Відповідно до характеристик повітряної лінії Л-«О»-ТП-26 обираємо з каталогу продукції MVT PLUS вакуумний реклоузер типу 10кВ. Вартість обладнання занесемо до таблиці.



Рис.2.5.1. Реклоузер компанії MVT PLUS

Таблиця 2.5.1 - Вартість обладнання та реклоузера

Обладнання	Вартість одиноч і з НДС, грн	Кількі сть, шт/м	Сумарна вартість, грн.
Провід СІП-3 1х70-20, м	61,00	30 495	1 860 195,00
Реклоузер MVT PLUS 6 кВ, шт.	380 000,00	2	760 000,00
Обмежувач перенапруг ОПН-П- 6/7,2/10/400УХЛ1, шт	1 035,00	12	12 420,00
Роз'єднувач РЛНД-10/400 УХЛ1, шт.	5 720,00	4	22 880,00
Ізолятор ШФ-20Г з ковпачком, шт.	154,00	20	3 080,00
Провід ASxSn 4х50, км.	97 135,50	0,080	7 771,00
Кронштейний, шт	210,00	2	420,00

Кінець таблиці 2.5.1

Стрічка стальна бандажна IF207	48,00	12	576,00
Стійка СВ-105-5, шт	3 728,40	2	7 457,00
Плоса сталева 30х2, кг	32,00	10,5	336,00
Всього			2 675 135,00

2.5.2 Вибір вимикачів.

Вибираємо вимикач напруги 6 кВ:

а) за місцем установки приймаємо вимикач для зовнішньої установки (робота на відкритому повітрі), для роботи в районах з помірним кліматом;

б) за напругою установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}; \quad (2.5.2.1)$$

$$6 < 10 \text{ кВ};$$

в) за тривалим струмом:

$$I_p \leq I_n; \quad (2.5.2.2)$$

$$208,57 < 630 \text{ А};$$

г) за струмом вимикання :

$$i_{\text{уд1}} \leq i_{\text{вим.н}}; \quad (2.5.2.3)$$

$$6 < 12,5 \text{ кА};$$

Приймаємо з каталогу продукції компанії «Таврида електрик Україна»[13] вакуумний вимикач типу ВВ/TEL-10

Так як розрахунок проводився для найбільшого значення КЗ, то другий вимикач обираємо аналогічний, так як значення КЗ у точці 2 нижчі.

2.5.3 Вибір вимірювальних трансформаторів струму

Вибираємо трансформатор струму 6кВ:

а) за напругою установки:

$$\begin{aligned} U_{\text{уст}} &\leq U_{\text{ном}}; \\ 6 &< 10 \text{ кВ}; \end{aligned} \quad (2.5.3.1)$$

б) за тривалим струмом:

$$\begin{aligned} I_p &\leq I_n; \\ 208,57 &< 600; \end{aligned} \quad (2.5.3.2)$$

в) за номінальним струмом вторинної обмотки. Приймаємо $I_{2\text{ном}}=5 \text{ А}$;

г) по вторинному навантаженні. Попередньо приймаємо трансформатори струму типу ТПОЛ10-У3 виробництва Запорізького трансформаторного заводу «ЕЛІЗ» з каталогу обладнання [14], $Z_{2\text{ном}}=0,8 \text{ Ом}$ в класі точності 0,5.

Складаємо таблицю підключених приладів:

Навантаження на вторинну обмотку трансформаторів струму

Таблиця 8-Навантаження на вторинну обмотку трансформаторів струму

Прилад	Тип	Навантаження фази, ВА		
		А	В	С
Амперметр	А-96-6	-	10	-
Лічильник активної і реактивної енергії	НІК 2303	5	-	5
Разом		5	10	5

З таблиці 8 видно, що найбільш завантажені фази В. загальний опір приладів:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{10}{5^2} = 0,4 \text{ Ом}; \quad (2.5.3.3)$$

де $S_{\text{приб}}$ – потужність, яка споживається приладами найбільш завантаженої фази, ВА;

I_2 – вторинний номінальний струм приладу, А.

Припустимий опір проводів:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 0,8 - 0,4 - 0,05 = 0,35 \text{ Ом}; \quad (2.5.3.4)$$

де $Z_{2\text{ном}}$ – номінальне допустиме навантаження трансформатора струму в обраному класі точності, Ом;

$r_{\text{к}}$ – перехідний опір контактів, які приймається рівними 0,05 Ом при кількості приладів 2-3 та 0,1 при більшій кількості приборів.

Приймаємо кабель з алюмінієвими жилами, орієнтована довжина 4 м, тоді переріз жил кабелю:

$$l_{\text{расч}} = 4 \text{ м}; \quad (2.5.3.5)$$

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0283 \cdot 4}{0,35} = 0,32 \text{ мм}^2; \quad (2.5.3.6)$$

де ρ - питомий опір матеріалу проводу. Для проводів з алюмінієвими жилами $\rho=0,0283 \text{ Ом мм}^2/\text{м}$;

$l_{\text{расч}}$ – розрахункова довжина, яка залежить від схеми з'єднання трансформаторів струму. Трансформатори струму з'єднані в повну зірку, тому $l_{\text{расч}} = 4$.

Виходячи з умови механічної міцності приймаємо контрольний кабель марки АКРВГ з перерізом жил 4 мм^2 .

Визначаємо фактичне розрахункове навантаження на вторинну обмотку трансформаторів струму:

$$z_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{к}} + r'_{\text{пр}} = 0,4 + 0,05 + 0,0283 = 0,4783 \text{ Ом}; \quad (2.5.3.7)$$

$$r'_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q_{\text{ф}}} = \frac{0,0283 \cdot 4}{4} = 0,0283 \text{ мм}^2; \quad (2.5.3.8)$$

де $q_{\text{ф}}$ – фактичний перетин жил кабелю, мм^2 ;

$$z_2 < z_{2\text{ном}}; \quad (2.5.3.9)$$

$$0,4783 < 0,8;$$

Електродинамічна та термічна стійкість трансформаторів струму в реклоузерах визначається стійкістю самого реклоузера, внаслідок цього такі трансформатори по цим умовам не перевіряються. Остаточного приймаємо трансформатори струму типу ТПОЛ10-У3 з класом точності обмоток 0,5/10Р.

2.5.4 Вибір вимірювальних трансформаторів напруги

Вибираємо трансформатор напруги на збірних шинах підстанції. Вибір ведемо за наступними параметрами:

а) за напругою установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{н}}; \quad (2.5.4.1)$$

$$6 = 6 \text{ кВ.}$$

б) за навантаженням на вторинну обмотку. Попередньо приймаємо трансформатор напруги типу ЗНОЛ.06-10-У3 [15], $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$, $S_{2\text{ном}} = 75 \text{ ВА}$ у класі точності 0,5. Підрахунок вторинного навантаження однієї секції збірних шин приведений у таблиці 2.5.4.1.

Таблиця 2.5.4.1 - Навантаження на вторинну обмотку трансформаторів напруги

Прилад	Тип	Потужність Вт/ В·А	Число приладів	Загальна споживана потужність	
				P, Вт	Q, вар
Вольтметр	М42100	3/-	2	6	-
Лічильник активної та реактивної енергії	НІК 2303	2/8	2	4	16
Разом				10	16

Вторинне навантаження трансформаторів напруги:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{10^2 + 16^2} = 18,86 \text{ В} \cdot \text{А} . \quad (2.5.4.2)$$

Трансформатор напруги має потужність у класі точності 0,5:

$$S_{\text{ном}} = 50 \text{ В} \cdot \text{А};$$

що більше $S_{2\Sigma}=18,86 \text{ В} \cdot \text{А}$. Тому передбачуємо установку трансформаторів ЗНОЛ.06-10-УЗ, Для з'єднання трансформаторів напруги з приладами приймаємо контрольний кабель АКРВГ з перерізом жил 4 мм^2 за умовою механічної міцності.

3 ЕФЕКТ ВІД РЕКОНСТРУКЦІЇ ПОВІТРЯНОЇ ЛІНІЇ ДЛЯ ПІДПРИЄМСТВА ТА ДЛЯ СПОЖИВАЧІВ

Слід відзначити, що реконструкція повітряної лінії приносить позитивний ефект споживачам, які отримують живлення від цієї лінії (таблиця 3.1). Після установки нового обладнання завдяки використанню автоматичного повторного включення зменшується кількість аварійних відключень лінії, а завдяки розділенню лінії на декілька більш коротких ділянок зменшується час на ліквідацію пошкодження завдяки зменшенню витрат часу на огляд лінії аварійно-виїзною бригадою. Слід зазначити, що реконструкція лінії безпосередньо не впливає на величину тарифу для споживача, оскільки вона відбувається за рахунок коштів, які закладені в інвестиційну програму (та вже враховані в тарифі).

Таблиця 3.1 - Ефект від реконструкції повітряної лінії для підприємства та для споживачів

Показник	Одиниці виміру	До виконання заходів	Після виконання заходів
<i>Для підприємства</i>			
Недовідпуск електроенергії споживачам	тис. грн.	26,712	6,67
<i>Для споживача</i>			
Кількість аварійних відключень на рік	шт.	4	1
Середня тривалість одного аварійного відключення	хв.	141,75	35,43

За даними таблиці 3.1 побудуємо діаграми 3.1-3.3 на яких відобразимо ефект від виконання заходів з покращення якості послуг з електропостачання споживачів.



Рис. 3.1 Ефект від реконструкції повітряної лінії: недовідпуск електричної енергії споживачам

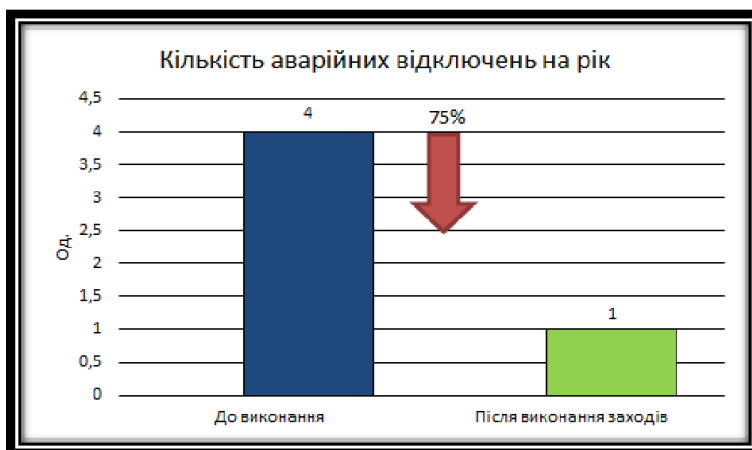


Рис. 3.2 Ефект від реконструкції повітряної лінії: кількість аварійних відключень на рік

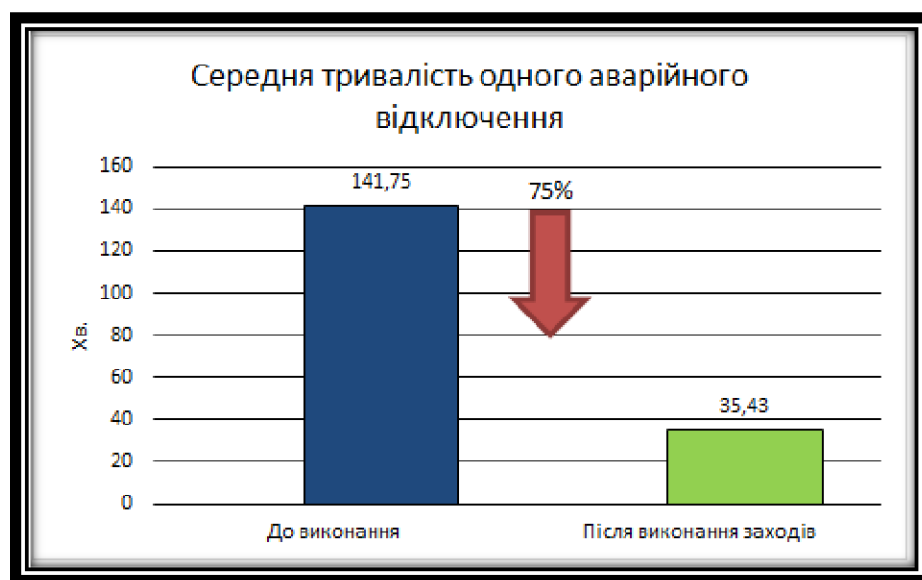


Рис. 3.3 Ефект від реконструкції повітряної лінії: середня тривалість одного аварійного відключення

Слід відзначити, що при переході на стимулююче регулювання Товариство може не тільки поліпшити показник якості з електропостачання споживачів, але і за допомогою додаткових інвестицій здійснити оновлення основних засобів і тим самим зменшити коефіцієнт зносу.

Таким чином, можна сказати, що за рахунок правильного вибору об'єктів розподільчих мереж для включення їх в інвестиційну програму в умовах стимулюючого регулювання можливо спрогнозувати зменшення коефіцієнту зносу основних засобів за рахунок поступового збільшення первісної вартості основних засобів та зменшення величини їхнього зносу.

Підведемо підсумки. В сучасних ринкових умовах надійність електропостачання нерозривно пов'язана з економічними показниками та енергетичною безпекою промислових підприємств. Одним із критеріїв

надійності електропостачання споживачів є цільовий показник SAIDI, який враховується після переходу Товариства на стимулююче регулювання.

Із проведених розрахунків цільового завдання щодо досягнення показників якості послуг по мережах на найближчі 10 років можна зробити висновок, що фактичні значення цільового показника SAIDI по місту будуть перевищувати нормативні значення, що призведе до коригування необхідного доходу Товариства через коефіцієнт КЯ у бік зменшення. Для запобігання цього Товариству необхідно прийняти заходи щодо підвищення електропостачання споживачів.

В першу чергу, був визначений район електричних мереж Товариства за середнім значенням показника SAIDI, а потім вже визначена слабка ланка. Для усунення обмеження був запропонований варіант реконструкції об'єкту розподільчих мереж.

Показано, що при поступовому визначенні та усуванні слабких ланок за рахунок правильного вибору об'єктів розподільчих мереж для включення їх в інвестиційну програму Товариства в умовах стимулюючого регулювання можливо довести значення показника якості послуг з електропостачання до нормативного, здійснити оновлення основних засобів і тим самим зменшити коефіцієнт їх зносу.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ

Розділ бакалаврської роботи присвячений дотримання вимог охорони праці під час монтажу та обслуговуванню повітряних ліній електропередач в електричних мережах. На оперативно-ремонтний персонал, що здійснює експлуатації системи електропостачання, впливають такі небезпечні та шкідливі виробничі фактори [1, 2]:

фізичні фактори: мікроклімат (температура, вологість, швидкість руху повітря, інфрачервоне випромінювання); виробничий шум, ультразвук, інфразвук; вібрація (локальна, загальна); освітлення: природне (недостатність), штучне (недостатня освітленість, прямий і відбитий сліпучий відблиск тощо);

хімічні фактори: речовини хімічного походження, аерозолі фіброгенної дії (пил);

фактори трудового процесу: важкість (тяжкість) праці; напруженість праці. Важкість праці характеризується рівнем загальних енергозатрат організму або фізичним динамічним навантаженням, масою вантажу, що піднімається і переміщується, загальною кількістю стереотипних робочих рухів, величиною статичного навантаження, робочою позою, переміщенням у просторі. Напруженість праці характеризують: сенсорні, емоційні навантаження, ступінь монотонності навантажень, режим роботи.

4.1 Технічні рішення з безпечної організації будівельно-монтажних робіт

4.1.1 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць

Експлуатація пристроїв компенсації реактивної потужності передбачає розробку та експлуатацію системи автоматичного управління ними. Для убезпечення робіт, що їх провадять в колах вимірювальних приладів і пристроїв релейного захисту, всі вторинні обмотки вимірювальних трансформаторів струму і напруги слід постійно заземлювати. За необхідності розриву кола струму вимірювальних приладів і реле кола вторинної обмотки трансформатора струму попередньо закорочується на спеціально призначених для цього затискачах.

Розривати кола, підключені до вторинної обмотки трансформатора струму, забороняється. За необхідності розриву цих кіл вони мають бути попередньо замкнуті перемичкою, встановленою до передбачуваного місця розриву (рахуючи від трансформатора струму). Під час встановлення перемички слід застосовувати інструмент з ізолювальними рукоятками.

Під час роботи на трансформаторах струму або в колах, підключених до їх вторинних обмоток, слід виконувати такі заходи безпеки: зажими вторинних обмоток до закінчення монтажу кіл, що до них підключаються, мають бути замкнені накоротко. Після приєднання змонтованих кіл до трансформатора струму закоротку слід переносити на найближчу збірку затискачів і знімати тільки після повного закінчення монтажу та перевірки правильності приєднання змонтованих кіл; під час перевірки полярності до подавання імпульсів струму в первинну обмотку прилади слід приєднувати до затискачів вторинної обмотки. Забороняється використовувати шини первинних обмоток як струмопровідні під час монтажних та зварювальних робіт.

Робота в колах пристроїв релейного захисту, електроавтоматики і телемеханіки (РЗАіТ) проводиться за виконавчими схемами. Під час робіт в пристроях РЗАіТ слід користуватися слюсарно-монтажним інструментом з ізолювальними рукоятками.

Під час перевірки кіл вимірювання, сигналізації, керування і захисту за необхідності в приміщенні електроустановок напругою понад 1000 В дозволяється залишатися одному члену бригади за умовами роботи (наприклад, регулювання вимикачів, перевірка ізоляції); працівник, який перебуває окремо від керівника робіт, повинен мати групу III. Під час робіт в колах трансформаторів напруги з подачею напруги від стороннього джерела знімаються запобіжники з боку вищої і нижчої напруги, а також відключаються автомати від вторинних обмоток.

За необхідності проведення будь-яких робіт в колах чи на апаратурі РЗАіТ за умови ввімкненого основного обладнання слід вжити додаткових заходів щодо запобігання його випадковому відключенню. Забороняється на панелях або поблизу

місця розміщення релейної апаратури провадити роботи, які викликають сильний струс релейної апаратури, що може спричинити до помилкових дій реле.

Перемикання, вмикання і вимикання вимикачів, роз'єднувачів та іншої комутаційної апаратури, пускання і зупинення агрегатів, регулювання режиму їх роботи, необхідні під час налагодження або перевірки пристроїв РЗАіТ, провадять тільки оперативні працівники.

Записувати покази електролічильників та інших вимірювальних приладів, встановлених на щитах керування і в РУ, дозволяється:

- одноособово працівникам з групою II за наявності місцевих оперативних працівників (з чергуванням двох осіб) і з групою III — без місцевих оперативних працівників;
- працівникам інших організацій з групою III у супроводі місцевого оперативного працівника.

Встановлення і зняття електролічильників та інших вимірювальних приладів, підключених до вимірювальних трансформаторів, повинні провадити за нарядом зі зняттям напруги два працівники, один з яких повинен мати групу IV, а другий — групу III. За наявності в колах електролічильників контактів (блоків), що дозволяють працювати без розмикання кіл, підключених до вторинних обмоток трансформатора струму, ці роботи можна виконувати за розпорядженням, не знімаючи напруги зі схеми електролічильника. За відсутності вказаних контактів напругу і струм в колах електролічильника слід відключити.

Приєднання вимірювальних приладів, встановлення і зняття електролічильників, підключених до вимірювальних трансформаторів, за наявності випробувальних блоків або спеціальних затискачів, що дають змогу безпечно закорочувати кола струму, виконуються без зняття навантаження і напруги. Встановлення і зняття електролічильників безпосереднього ввімкнення допускається провадити за розпорядженням одному працівнику з групою III. Встановлення і зняття електролічильників, а також приєднання вимірювальних приладів виконуються зі зняттям напруги.

Роботи з електролічильниками на різних приєднаннях, розміщених в одному приміщенні, можна виконувати за одним нарядом (розпорядженням). Оформлення в наряді переходу з одного робочого місця на інше не вимагається.

4.1.2 Електробезпека

Живлення силового обладнання підприємства та систем освітлення здійснюється від чотирьохпровідної трифазної мережі 380 х 220В (фазна напруга (фаза – "0") – 220В, а міжфазна лінійна (фаза – фаза) – 380В), з'єднаної з силовим трансформатором. Категорія умов за небезпекою електротравматизму – підвищеної небезпеки, у зв'язку з наявністю на об'єктах, що будуються та реконструюються, струмопровідної підлоги.

Технічні рішення щодо запобігання електротравмам: для запобігання електротравм від контакту з нормально-струмопровідними елементами електроустаткування, необхідно:

- розміщувати неізольовані струмопровідні елементи в окремих приміщеннях з обмеженим доступом, у металевих шафах; використовувати засоби орієнтації в електроустаткуванні – написи, таблички, попереджувальні знаки; підвід кабелів до споживачів здійснювати у закритих конструкціях підлоги;

- при живленні однофазних споживачів струму від трипровідної мережі при напрузі до 1000 В використовується нульовий захисний провідник. При його використанні пробій на корпус призводить до КЗ. Спрацьовує захист від КЗ і пошкоджений споживач відключається від мережі. Згідно з вимогами нормативів, повинна бути забезпечена необхідна кратність струму К.З. залежно від типу запобіжного пристрою, повинна бути забезпечена цілісність нульового захисного провідника.

- електрозахисні засоби захисту. Електротехнічний персонал повинен бути забезпечений випробуваними засобами захисту. Перед застосуванням засобів захисту персонал зобов'язаний перевірити їх справність, відсутність зовнішніх пошкоджень, очистити і протерти від пилу, перевірити за штампом дату наступної перевірки. Забороняється користуватися засобами захисту, термін придатності яких

вийшов.

Використовуються основні та допоміжні електрозахисні засоби. Основними електрозахисними засобами називаються засоби, ізоляція яких тривалий час витримує робочу напругу, що дозволяє дотикатися до струмопровідних частин, які знаходяться під напругою. До них відносяться (до 1000В): ізолювальні штанги; ізолювальні та струмовимірювальні кліщі; покажчики напруги; діелектричні рукавиці; слюсарно-монтажний інструмент з ізольованими ручками.

Додатковими електрозахисними засобами називаються засоби, які захищають персонал від напруги дотику, напруги кроку та попереджають персонал про можливість помилкових дій. До них відносяться (до 1000 В): діелектричні калоші; діелектричні килимки; переносні заземлення; ізолювальні накладки і підставки; захисні пристрої; плакати і знаки безпеки.

4.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

4.2.1 Мікроклімат

Мікроклімат приміщення – це сукупність фізичних параметрів повітря в виробничому приміщенні, які діють на людину в процесі праці на її робочому місці, в робочій зоні. Параметри мікроклімату характеризуються такими показниками: температурою повітря і відносною вологістю повітря, швидкістю його переміщення, потужністю теплових випромінювань. При цьому слід розрізняти оптимальні та допустимі мікрокліматичні умови.

Допустимі мікрокліматичні умови – поєднання кількісних показників мікроклімату, які при тривалому та систематичному впливові на людину можуть викликати скороминучі зміни, що швидко нормалізують тепловий стан організму, і які супроводжуються напруженням механізмів терморегуляції, не виходячи за межі фізіологічних пристосувальних можливостей. При цьому виникає пошкодження або порушення стану здоров'я, але можуть спостерігатися дискомфортні тепловідчуття, погіршення самопочуття та зниження працездатності. Допустимі величини

показників мікроклімату встановлюють тоді, коли за технологічними умовами, технічними і економічними причинами не забезпечуються оптимальні норми.

Нормуються параметри мікроклімату в виробничих приміщеннях та гранично допустимі концентрації шкідливих речовин в повітрі робочої зони. Тяжкість роботи розділяється на категорії залежно від загальних енерговитрат організму, ккал/с (Вт). Параметри мікроклімату в приміщенні наведено в таблиці 4.1.

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату на робочому місці оператора крану передбачається: в холодну пору року – використання калорифера; в літню пору – застосування кондиціонерів та вентиляторів обдуву, провітрювання приміщень.

Таблиця 4.1 – Нормування параметрів мікроклімату на непостійних робочих місцях

Період року	Категорія робіт	Температура, °C	Відносна вологість, %	Швидкість руху, м/с
Теплий	Пб	15-29	70 при 25°C	0,2-0,5
Холодний	Пб	13-23	не більш 75	не більш 0,4

4.2.2 Склад повітря робочої зони

Забруднення повітря робочої зони регламентується концентраціями (ГДК) в мг/м. В умовах роботи на граничнодопустимих концентраціях можливими забруднювачами повітря робочої зони можуть бути пил та шкідливі гази, їх ГДК наведено в таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 – Гранично допустимі концентрації шкідливих речовин у повітрі робочої зони

Назва речовини	ГДК, мг/м ³		Клас небезпечності
	Максимально разова	Середньо добова	
Вуглецю оксид (CO)	3	1	4
Пил нетоксичний	0,5	0,15	4

Для забезпечення складу повітря робочої зони передбачено: провітрювання приміщень; встановлення пиловловлюючих засобів.

4.2.3 Виробниче освітлення

Для забезпечення найбільш сприятливих умов зорової праці нормуємо освітлення на робочому місці працівника.

Характеристика зорових робіт – середньої точності.

Відповідно до ДБН В.2.5-28-2018 розряд зорової роботи IV, підрозряд «в». Норми при штучному, природньому та суміщеному освітленні наведено в таблиці 4.3.

Таблиця 4.3 – Вимоги до освітлення виробничих приміщень

Харак-ка зорової роботи	Найменши й або еквівалентний розмір об'єкта розрізнення, мм	Розряд зорової роботи	Під-розряд зорової роботи	Контраст об'єкта фоном	Характеристика фону	Штучне при системі комбінованого освітлення		Природнє Ен пр	Сумісне Е сум
						всього	у т. ч. від загального		
Середньої точності	Від 0,5 до 1,0 включно	IV	в	малий середній великий	світлий середній темний	400	200	4	2,4

Для забезпечення достатнього освітлення здійснюють систематичне очищення скла та світильників від пилу (не рідше двох разів на рік), використовують жалюзі. В разі нестачі природного освітлення, використовують загальне штучне освітлення, що створюється за допомогою світлодіодних ламп [E25 LED 15W NW A50 "SG"](#). Висота підвісу світильників над робочою поверхнею 2,5 метра.

При експлуатації здійснюється контроль за рівнем напруги освітлювальної мережі, своєчасна заміна перегорілих ламп, забезпечується чистота повітря у приміщенні.

4.2.4 Виробничий шум

Для відносної логарифмічної шкали в якості нульових рівнів обрані показники, що характеризують мінімальний поріг сприйняття звуку людським вухом на частоті 1000 Гц. Нормативним документом, який регламентує рівні шуму для різних категорій робочих місць службових приміщень, є «ССБТ. Шум Загальні вимоги безпеки». Норми звукового тиску на постійних робочих місцях в виробничих приміщеннях наведено в таблиці 4.4.

Таблиця 4.4 – Рівень звукового тиску

Характер робіт	Допустимі рівні звукового тиску (дБ) в стандартизованих октавних смугах з середньгеометричними частотами, Гц								
	32	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Постійні робочі місця в промислових приміщеннях	107	95	87	82	78	75	73	71	69

Засоби боротьби із шумом в залежності від числа осіб, для яких вони призначені, поділяються на засоби індивідуального захисту і на засоби колективного захисту – «ССБТ. Засоби індивідуального захисту органів слуху. Загальні технічні умови і методи випробувань» і «Засоби і методи захисту від шуму. Класифікація».

Для зниження шуму в приміщенні, необхідно:

- безпосередньо біля джерел шуму використовувати звукопоглинаючі матеріали для покриття стелі, стін, застосовувати підвісні звукопоглиначі (ширми, екрани тощо).

- для боротьби з вентиляційним шумом потрібно застосовувати мало шумові вентилятори.

4.3 Пожежна безпека

Пожежну безпеку промислових і інших об'єктів регламентують «Правила пожежної безпеки в Україні» та інші правила пожежної безпеки для промислових

підприємств і окремих об'єктів [11, 12]. Визначення пожежо- вибухонебезпечності речовин і матеріалів здійснюється за рекомендаціями [13], а, відповідно, категорії приміщень, будинків та зовнішніх установок, де вони використовуються, зберігаються тощо, за [14].

Приміщення підстанції за вибухонебезпекою та пожежонебезпекою відноситься до категорії Д – речовини і/або матеріали, що зазначені вище для категорій приміщень В (крім горючих газів, горючих пилу і/або волокон), а також негорючі речовини і/або матеріали в холодному стані (за температури навколишнього середовища), за умов, що приміщення, в яких знаходяться (зберігаються, переробляються, транспортуються) зазначені вище речовини і/або матеріали, не відносяться до категорій А, Б або В, з зонами П-III (місця, де зберігаються тверді горючі речовини – зерно, борошно тощо).

Будівлі, в якій розташовані ці приміщення, характеризується II-IV ступенем вогнестійкості. Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій (у хвиликах) та максимальні межі поширення вогню по них (см) за ДБН В.1.1.7-2002 наведено в таблиці 7.5.

Межі вогнестійкості самонесучих стін, які враховуються в розрахунках жорсткості та стійкості будинку, приймають, як для несучих стін. Будівельні конструкції класифікують за вогнестійкістю та здатністю поширювати во-гонь. Показником вогнестійкості є межа вогнестійкості конструкції, що визначається часом (у хвиликах) від початку вогневого випробування за стандартним температурним режимом до настання одного з граничних станів конструкції:

- втрати несучої спроможності (R);
- втрати цілісності (E);
- втрати тепло та ізолювальної спроможності (I).

Таблиця 4.5 – Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій та максимальні межі поширення вогню по них

Ступінь вогнестійкості будинків	Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій (у хвилинах) і максимальні межі поширення вогню по них (см)								
	стіни				коло-ни	сходові площадки, сходи, балки, марші сходових кліток	пере-криття між поверхові (у т.ч. горищні та над підвалами)	елементи суміщених покриттів	
	несучі та сходових кліток	само-несучі	зовнішні не-несучі	внутрішні не-несучі (перегородки)				плити, настили, прого-ни	балки, ферми, арки, рами
II	REI 120 M0	REI 60 M0	E 15 M0	E1 15 M0	R 120 M0	R 60 M0	REI 45 M0	RE 15 M0	R 30 M0
III	REI 120 M0	REI 60 M0	E 15 M0, E 30, M1	E1 15 M1	R 120 M0	R 60 M0	REI 45 M1	Не нормуються	
IV	REI 30 M1	REI 15 M1	E 15 M1	E1 15 M1	R 30 M1	R 15 M1	REI 15 M1	Не нормуються	

Протипожежні перешкоди та мінімальні межі їх вогнестійкості за ДБН В.1.1.7-2002 наведено в таблиці 4.6.

Таблиця 4.6 – Протипожежні перешкоди та мінімальні межі їх вогнестійкості

Протипожежні перешкоди	Типи протипожежних перешкод або їх елементів	Мінімальна межа вогнестійкості протипожежної перешкоди (у хвилинах)	Тип заповнення прорізів, не нижче	Тип протипожежного тамбур-шлюзу, не нижче
Стіни	2	REI 60	2	1
Перегородки	2	EI 15	3	2
Перекриття	2	REI 60	2	1

Протипожежні відстані між житловими, громадськими, адміністративно-побутовими будинками промислових підприємств, гаражами слід приймати за таблицею 4.7 (чисельник). В умовах забудови, що склалася, протипожежні відстані між житловими будинками та від житлових будинків до будівель і споруд іншого призначення слід визначати згідно з протипожежними вимогами даних норм,

наведеними у таблиці 4.7. Протипожежні відстані від житлових, громадських, адміністративно-побутових будинків промислових підприємств, гаражів до виробничих, складських, сільськогосподарських будинків і споруд слід приймати за таблицею 4.7 (знаменник).

Таблиця 4.7 Протипожежні відстані між житловими, громадськими, адміністративно-побутовими будинками промислових підприємств, гаражами, а також до виробничих будинків, сільськогосподарських будівель і споруд

Ступінь вогнестійкості будинку	Відстані при ступені вогнестійкості будинків, м		
	I, II	III	IIIa, IIIб, IV, IVa, V
I, II	6/9	8/9	10/12
III	8/9	8/12	10/15
IIIa, IIIб, IV, IVa, V	10/12	10/15	15/18

На території підстанції на кожному з об'єктів потрібно встановити від 2 до 5 вогнегасників ВП-5, ВВП-5 або аналогічних ємністю 6 або 9 л.

ВИСНОВКИ

У вступній частині визначено сучасний стан функціонування розподільчих мереж в Україні, особливості та складові ринку електричної енергії, основні показники надійності електропостачання; З'ясовано особливості та вимоги впровадження стимулюючого тарифоутворення в умовах ОСР; Проведено аналіз об'єкту проектування, встановлено його основні ланки та елементи.

У основній частині проведено основні розрахунки обраного обладнання необхідного для реконструкції об'єкту проектування, а саме ПЛ-6 кВ . Враховано усі можливі втрати електричної енергії та напруги, проведено обґрунтування встановлення нового обладнання.

У техніко-економічному обґрунтуванні прийнято до розрахунку усі витрати необхідні на придбання, транспортування та монтаж електричного обладнання. Визначенно фінансові витрати на будівництво і обслуговування ПЛ-6 кВ.

Слід відзначити, що при переході на стимулююче регулювання Товариство може не тільки поліпшити показник якості з електропостачання споживачів, але і за допомогою додаткових інвестицій здійснити оновлення основних засобів і тим самим зменшити коефіцієнт зносу.

Таким чином, можна сказати, що за рахунок правильного вибору об'єктів розподільчих мереж для включення їх в інвестиційну програму в умовах стимулюючого регулювання можливо спрогнозувати зменшення коефіцієнту зносу основних засобів за рахунок поступового збільшення первісної вартості основних засобів та зменшення величини їхнього зносу.

Розроблене технічне рішення може бути використано для розрахунків робочих проектів по реконструкції повітряних ліній.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. ПРАВИЛА УЛАШТУВАННЯ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК 2017р
URL: <https://artenergetyka.com.ua>
2. ГОСТ 13109-97 URL: https://odz.gov.ua/lean_pro/standardization/files/electromagnitnaja_sovmestimost_2014_03_11_1
3. Про затвердження Положення (стандарту) бухгалтерського обліку 7 "Основні засоби" URL: <https://zakon.help/law/z0288-00>
4. Кодекс законів про працю України від 10.12.71 г. (КЗоТ) URL: <https://buhgalter.com.ua/articles/trudovi-vidnosini/222295/>
5. Режим роботи робочого часу згідно КЗпП URL: <https://buhgalter.com.ua/articles/kadrova-sprava/193320/>
6. ДБН Д.1.1-1-2000 URL: <https://dbn.co.ua/load/normativy/dbn/1-1-0-233>
7. Про затвердження Методичних рекомендацій з розробки бізнес-планів інвестиційних проектів URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0073537-10#Text>
8. Постанова НКРЕКП №1175 «Про затвердження Порядку встановлення (формування) тарифів на послуги з розподілу електричної енергії» URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v1175874-18#Text>
9. Річні звіти НКРЕКП URL: <https://www.nerc.gov.ua/pro-nkrekp/richni-zviti>.
10. Постанова НКРЕКП №1029 Про застосування стимулюючого регулювання при провадженні господарської діяльності з розподілу електричної енергії URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1294-13#Text>
11. Таврида електрик Україна, вакуумні вимикачі URL: <http://tavrida-ua.com/products/vacuumswitch.html>
12. Каталог продукції трансформаторного заводу «ЕЛІЗ» трансформатори струму URL: <http://eliz.zp.ua/litye/>

13. Каталог продукції трансформаторного заводу «ЕЛІЗ», трансформатори напруги URL:http://eliz.zp.ua/litye_napr/

14. Бондаренко Є. А., Кутін В. М., Лежнюк П. Д. Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Навчальний посібник. Вінниця, ВНТУ, 2018. 46 с. 70

15 Положення про кваліфікаційні роботи на першому (бакалаврському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:21 / А. О. Семенов, Л. П. Громова, О. В.

ДОДАТОК А
ПРОТОКОЛ
ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ
ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Розробка заходів для підвищення надійності роботи розподільчих електричних мереж напругою 6 кВ

Тип роботи: Бакалаврська дипломна робота
(БДР, МКР)

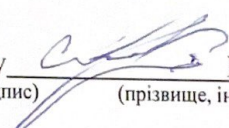
Підрозділ кафедра електричних станій та систем, факультет електроенергетики та електромеханіки
(кафедра, факультет)

Показники звіту подібності Unicheck

Оригінальність 96,8 % Схожість 3,2 %

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

1. Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак плагіату.
2. Виявлені у роботі запозичення не мають ознак плагіату, але їх надмірна кількість викликає сумніви щодо цінності роботи і відсутності самостійності її виконання автором. Роботу направити на розгляд експертної комісії кафедри.
3. Виявлені у роботі запозичення є недобросовісними і мають ознаки плагіату та/або в ній містяться навмисні спотворення тексту, що вказують на спроби приховування недобросовісних запозичень.

Особа, відповідальна за перевірку  Вишневський С.Я.
(підпис) (прізвище, ініціали)

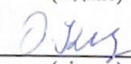
Ознайомлені з повним звітом подібності, який був згенерований системою Unicheck щодо роботи.

Автор роботи


(підпис)

Бевз Т.П.
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи

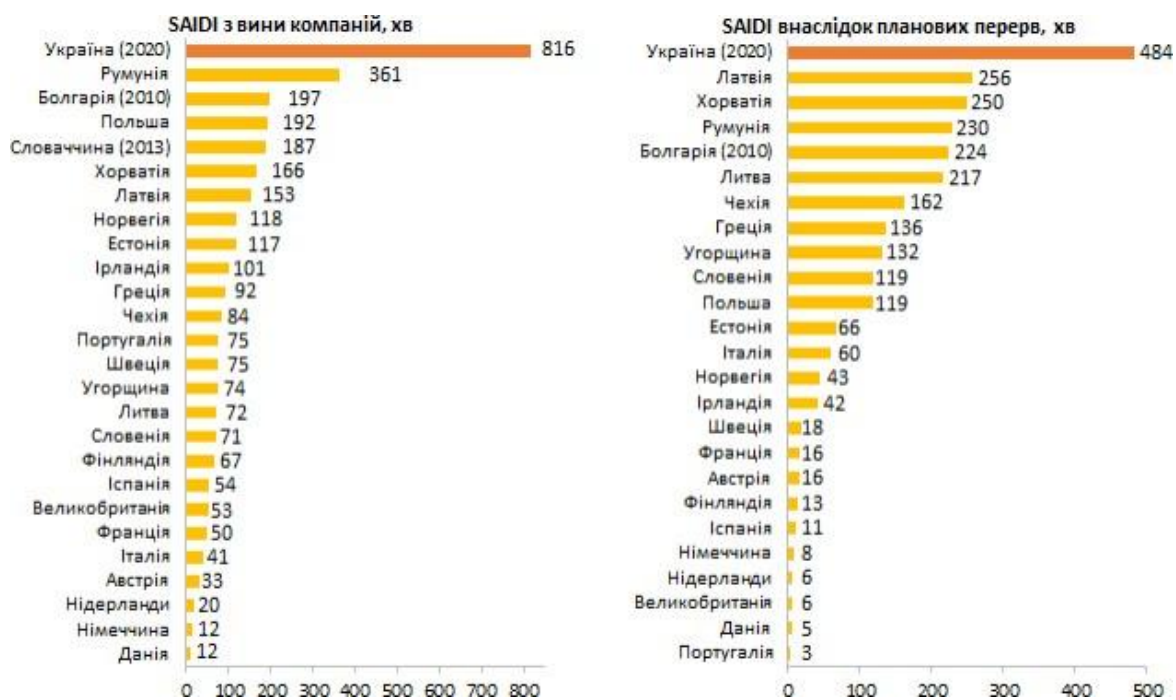

(підпис)

Казьмірук О. І.
(прізвище, ініціали)

ДОДАТОК Б

Ілюстративна частина

Показники SAIDI країн Європи (2016) та України (2020)



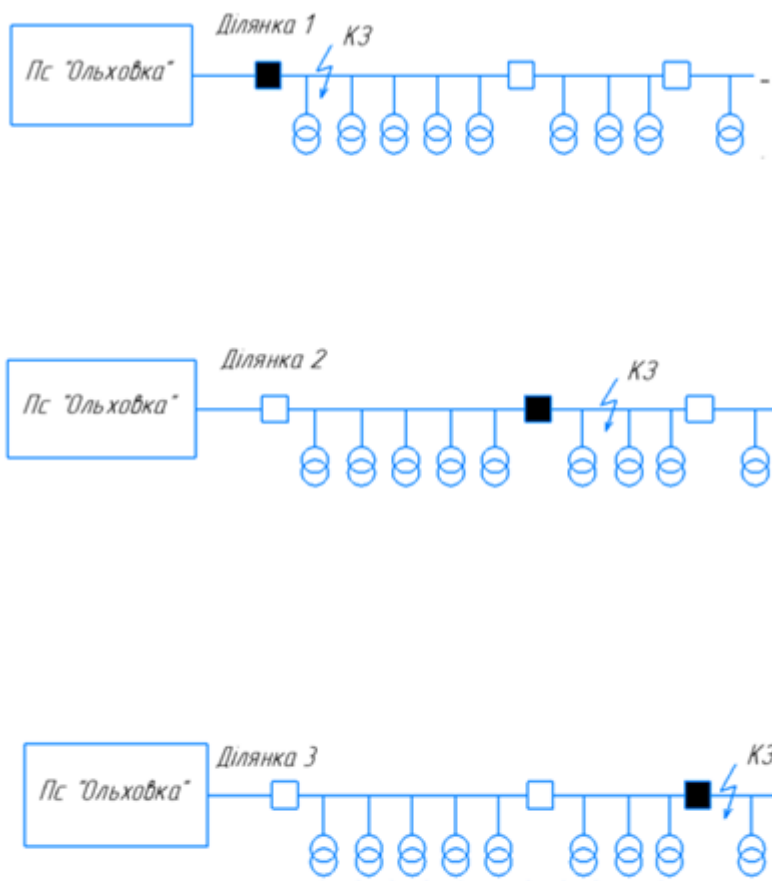


Рис. 2.1.1. Відключення лінії по ділянкам



Рис. 3.1 Ефект від реконструкції повітряної лінії: недовідпуск електричної енергії споживачам

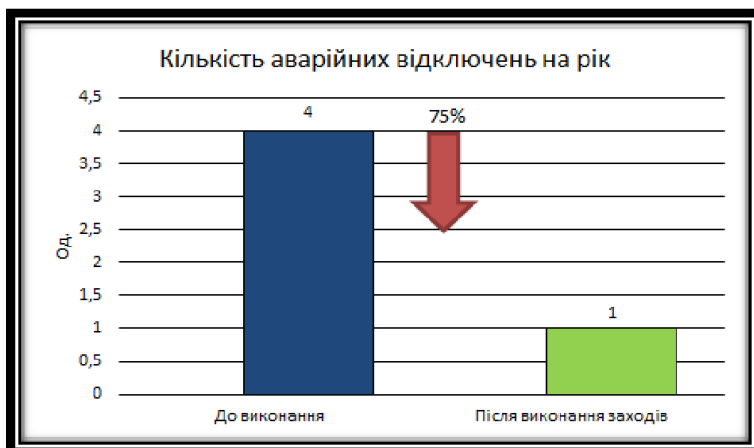


Рис. 3.2 Ефект від реконструкції повітряної лінії: кількість аварійних відключень на рік

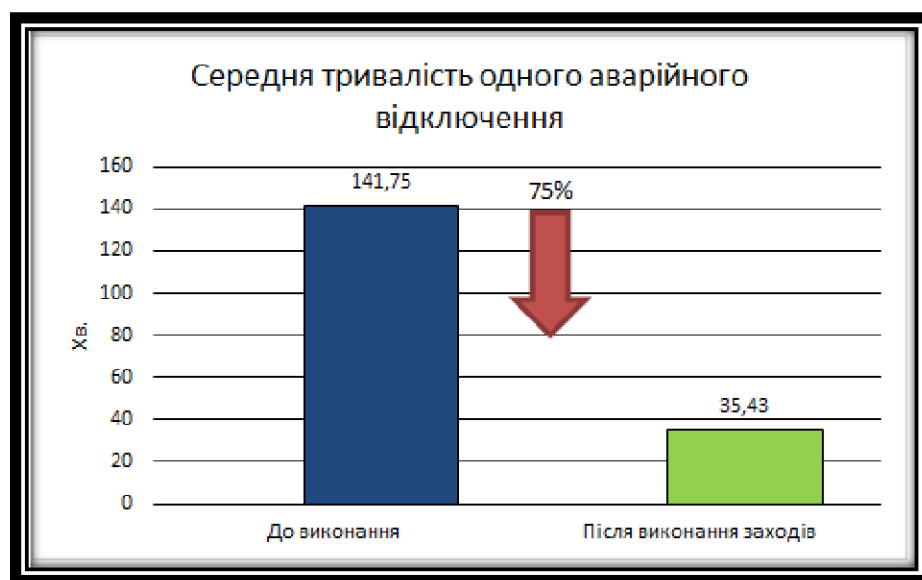


Рис. 3.3 Ефект від реконструкції повітряної лінії: середня тривалість одного аварійного відключення



Рис.2.5.1. Реклоузер компанії MVT PLUS