Міністерство освіти і науки України
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя
(повне найменування вищого навчального закладу)
факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії
(повна назва факультету)
електричної інженерії
(повна назва кафедри)

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня
бакалавр

на тему: **Аналіз надійності електропостачання сільськогосподарських споживачів**

Виконав: студент (ка) 4 курсу, групи ЕТс-41
спеціальності 141– електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(шифр і назва спеціальності)
_____ Піхун В.С.
(підпис) (прізвище та ініціали)
Керівник _____ Буняк О.А.
(підпис) (прізвище та ініціали)
Нормоконтроль _____ Мовчан Л.Т.
(підпис) (прізвище та ініціали)
Завідувач кафедри _____ Коваль В.П.
(підпис) (прізвище та ініціпли)
Рецензент _____ _____
(підпис) (прізвище та ініціали)

Тернопіль
2026

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

Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії
(повна назва факультету)
Кафедра електричної інженерії
(повна назва кафедри)

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри ЕІ
_____ Коваль В.П.
(підпис) (прізвище та ініціали)
“ 05 ” січня 2026 р.

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

на здобуття освітнього ступеня бакалавр
(назва освітнього ступеня)
за спеціальністю 141 – електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(шифр і назва спеціальності)
студенту Піхуну Віталію Сергійовичу
(прізвище, ім’я, по батькові)
1. Тема роботи Аналіз надійності електропостачання сільськогосподарських споживачів
Керівник роботи Буняк Олег Андронікович, к.т.н., доцент,
(прізвище, ім’я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)
Затверджені наказом ректора від “31” грудня 2025 р. № 4/7-1164
2. Термін подання студентом завершеної роботи 10 червня 2026 року
3. Вихідні дані до роботи Відомості щодо: підстанції 35/10 кВ; повітряні лінії електропередачі 35 кВ та 10 кВ; споживачі. Значення параметрів потоку відмов елементів електричної мережі
4. Зміст роботи (перелік питань, які потрібно розробити)
Вступ. 1. Аналітичний розділ. 2. Розрахунковий розділ.3. Проектно-конструкторський розділ. 4. Безпека життєдіяльності, основи охорони праці. Загальні висновки. Перелік посилань.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов’язкових креслень, слайдів) Класифікація відмов. Порівняння показників відмов обладнання. Результати розрахунку показників надійності для підстанцій 35/10 кВ. Результати розрахунку середнього часу відновлення елемента мережі. Діаграми за результатами розрахунку. Технічні заходи щодо підвищення надійності. Схеми резервування мережі з АВР на трансформаторних підстанціях і з автоматичним секціонуванням.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Безпека життєдіяльності, охорона праці	Гурик О.Я., к.т.н., доцент		

7. Дата видачі завдання 06 січня 2026 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Аналітичний розділ	15.04.26 - 15.05.26	
2	Розрахунковий розділ	01.05.26 - 15.05.26	
3	Проектно-конструкторський розділ	10.05.26 - 01.06.26	
4	Заходи з безпеки життєдіяльності та основи охорони праці	15.05.26 - 01.06.26	
5	Формування пояснювальної записки та плакатів по кваліфікаційній роботі	15.05.26 - 10.06.26	
6	Попередній захист кваліфікаційної роботи	11.06.26 - 15.06.26	

Студент _____ Піхун В.С.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи _____ Буняк О.А.
(підпис) (прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Кваліфікаційна робота. Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя. Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії. Кафедра електричної інженерії, група ЕТс-41. – Тернопіль.: ТНТУ, 2026.

У роботі проведено комплексний аналіз структури відмов у системах електропостачання агропромислових об’єктів.

Визначено високу чутливість споживачів І категорії до перерв у живленні та обґрунтовано необхідність переходу від усереднених показників надійності до індивідуальних розрахунків для конкретних вузлів.

Показано, що підстанції *35/10 кВ* є критичною ланкою сільських мереж, де аварії мають груповий характер і супроводжуються тривалим часом відновлення через територіальну віддаленість.

Обґрунтовано, що головною причиною незадовільного стану мереж є фізичне старіння обладнання та низька стійкість неізольованих ліній до зовнішніх природних факторів.

Запропоновано комплекс технічних заходів підвищення надійності, що включають впровадження вакуумних вимикачів, самонесучих ізольованих проводів та мікропроцесорних систем релейного захисту.

Ключові слова: електричні мережі, підстанція, показники надійності.

ЗМІСТ

ВСТУП ……. 5
1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ ……. 7
1.1 Параметри відмов …….. 7
1.2 Оцінка надійності сільськогосподарських споживачів за параметрами відмов ……. 9
1.3 Оцінка надійності на ланках підстанції 35/10 кВ ……. 12
1.4 Висновки до першого розділу …… 14
2 РОЗРАХУНКОВИЙ РОЗДІЛ …….. 16
2.1 Вихідні дані щодо розрахунку показників надійності електропостачання споживачів …… 16
2.2 Розрахунок показників надійності системи електропостачання …… 17
2.3 Розрахунок тривалості раптових відключень споживачів …….. 20
2.4 Висновки до другого розділу…… 29
3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ ……. 31
3.1 Заходи щодо підвищення надійності електропостачання сільськогосподарських споживачів ……. 31
3.2 Висновки до третього розділу …… 41
4 БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ, ОСНОВИ ОХОРОНИ ПРАЦІ …….. 43
4.1 Вимоги до безпечного використання обладнання підстанції 35/10 кВ …… 43
4.2 Заходи з безпеки життєдіяльності на підстанції …… 48
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ …… 50
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ …….. 51
ДОДАТКИ …… 54

ВСТУП

Актуальність теми. Основним призначенням електричної мережі є забезпечення сталого постачання електричною енергією споживачів. За організацією, експлуатацією, принципами управління та структурою сучасні електричні мережі належать до класу складних технічних комплексів (систем), що визначає необхідність застосування системного підходу до оцінки їхньої надійності функціонування [1].

Найважливішою ланкою народногосподарського комплексу є сільське господарство, що відрізняється від інших галузей економіки сезонним характером виробництва та суттєвою залежністю від природних умов [1].

Найважливішим завданням системи електропостачання споживачів аграрного сектору є забезпечення надійної роботи системи електропостачання споживачів агропромислового комплексу [1, 2].

Надійна робота електричної мережі, яка повинна забезпечити безперервне постачання споживачів енергією необхідної якості та безпеку електропостачання, істотно залежить від вирішення питань попередження відмов елементів повітряних ліній, що працюють в умовах забруднення, зволоження, динамічних та термічних перевантажень [1].

Розрахунки показників надійності структури районних електричних мереж, що живлять сільськогосподарські споживачі, є затребуваними в даний час, що і визначає актуальність роботи.

Мета і завдання дослідження. Метою кваліфікаційної роботи є аналіз стану електричних мереж сільськогосподарських споживачів для розробки заходів щодо забезпечення необхідного рівня надійності на основі розрахунку та визначення показників надійності.

Відповідно до мети поставлені наступні завдання:

– провести аналіз надійності сільськогосподарських споживачів за параметрами відмов;

– провести комплексний розрахунок надійності на основі значень параметрів потоку відмов елементів електричної мережі;

– провести комплексний аналіз та запропонувати технічні заходи щодо підвищення надійності електропостачання сільськогосподарських споживачів;

– запропонувати заходи з безпечного та ефективного використання обладнання на знижувальних підстанціях розподільних мереж.

Об’єкт дослідження – електромережі районних електричних мереж.

Предмет дослідження – способи аналізу та визначення показників надійності електричних мереж.

Практичне значення отриманих результатів. Запропоновані технічні заходи підвищення надійності електричних мереж дозволять мінімізувати економічні збитки від недопостачання енергії агропідприємствам.

Структура роботи. Робота складається зі вступу, 4 розділів, висновків, переліку посилань (17найменувань).

Загальний обсяг текстової частини – 53 сторінки, які містять 14 таблиць та 10 рисунків.

1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ

1.1 Параметри відмов

Фундаментальною категорією в теорії надійності є відмова – стан, при якому об’єкт (система або її окремий елемент) втрачає здатність виконувати свої функції [2].

Причини втрати працездатності можна розділити на кілька ключових груп [2]:

– конструкційні прорахунки: виникають ще на етапі проектування через помилки інженерів (наприклад, неправильний розрахунок граничних навантажень або невдалий вибір матеріалів);

– технологічні невідповідності: наслідок порушення виробничих процесів, коли параметри об’єкту виходять за межі встановлених значень;

– експлуатаційні порушення: спричинені недотриманням правил використання або обслуговування;

– деградаційні процеси: наслідок природного зносу та старіння матеріалів, що призводить до незворотних змін у структурі об’єкта.

Згідно з системним підходом, відмови поділяють на три категорії [2]:

– первинні: виникають безпосередньо в самому елементі через його внутрішні властивості чи зношення за нормальних умов роботи та потребують ремонту.

– вторинні: спричинені зовнішнім впливом (перенапруга, вібрація, агресивне середовище);

– ініційовані (помилкові команди): виникають через некоректні керуючі сигнали або помилки оператора (часто працездатність відновлюється сама собою після усунення хибного сигналу).

В системах електропостачання відмови класифікують за ключовими ознаками для швидкого визначення причини та способу усунення проблеми (рис. 1.1) [2]:

Рисунок 1.1 – Класифікація відмов [2].

А) За характером пошкодження:

– короткі замикання $(КЗ)$: міжфазні (дво- та трифазні) або однофазні на землю – найбільш небезпечні та часті види відмов;

– обриви фаз: розрив електричного кола (падіння дерева на дроти, руйнування ізолятора);

Б) За часом існування:

– тимчасові (самоусувні): короткочасні перекриття ізоляції, які зникають після зняття напруги (наприклад, дуга при грозі);

– стійкі: необхідне втручання персоналу для ремонту (обрив дроту, пробій ізоляції трансформатора, тощо).

В) За динамікою розвитку процесу (швидкістю виникнення):

– миттєві: раптова відмова через зовнішні чинники (удар блискавки, механічне пошкодження);

– поступові: наслідок тривалого зношення, старіння ізоляції або корозії;

Г) За наслідками:

– повні: призводять до припинення електропостачання до споживача;

– часткові: обладнання продовжує працювати з погіршеними характеристиками.

– релаксаційні: тривале накопичення змін, що призводять до різкого виходу з ладу (наприклад, пробій кабелю після тривалої корозії).

– комбіновані: поєднання декількох вищеописаних факторів.

Для аналізу надійності причинні схеми відмов варто подати у вигляді статистичних моделей, як наслідок імовірнісного виникнення ушкоджень та описати їх ймовірнісними законами.

1.2 Оцінка надійності сільськогосподарських споживачів за параметрами відмов

Оцінка надійності електропостачання сільськогосподарських споживачів – це комплексне завдання, оскільки специфіка аграрного сектору поєднує розосередженість мереж, складні умови експлуатації та високу чутливість технологічних процесів до перерв у живленні.

Надійність системи електропостачання $(СЕП)$ сільськогосподарських споживачів має свої особливості: велика протяжність мереж $10/0,4\,кВ$, розгалуженість та особливості об’єктів за категоріями надійності [3]:

– І категорія: об’єкти, де перерва загрожує життю тварин або значними збитками (наприклад, інкубатори, системи вентиляції великих ферм) та потребують двох незалежних джерел живлення;

– ІІ категорія: молочні блоки, кормоцехи: допускається перерва на час включення резерву черговим персоналом;

– ІІІ категорія: допоміжні майстерні, склади; допускається перерва до 24 годин.

Щодо основних параметрів відмови, в більшості випадків використовується система статистичних показників, що базується на теорії

ймовірностей та математичній статистиці [4, 5]:

– параметр потоку відмов (ω), приймається як середня кількість відмов об'єкта за одиницю часу;

– середній час відновлення (T_υ), приймається як математичне очікування тривалості ремонтно-відновлювальних робіт;

– коефіцієнт неготовності K_n, розраховується, як ймовірність того, що об'єкт буде в стані відмови в довільний момент часу :

$$K_n = \frac{\omega \cdot T_\upsilon}{8760}. \tag{1.1}$$

Відмови в сільських мережах класифікують за характером виникнення та тривалістю [6]:

А) Стійкі відмови (аварійні), які вимагають втручання персоналу для ремонту або заміни обладнання при обриві проводів (ожеледь, вітер), пробою ізоляції, виходу з ладу трансформаторів через перевантаження, що є найбільш критично для тваринницьких комплексів, де перерва у живленні понад $2-3$ години може призвести до важких наслідків.

Б) Нестійкі відмови (перехідні), які нівелюються дією засобів автоматики $(АПВ)$, причиною яких є гілки дерев, що торкаються $ЛЕП$, птахи, перекриття ізоляторів під час грози.

Як показує аналіз [1, 2], у сільських мережах до $70-80\,\%$ усіх відмов у мережах $10\,кВ$ є нестійкими і успішно усуваються $АПВ$. Окрім цього, для забезпечення стійкості агропідприємств необхідно впроваджувати елементи "*Smart Grid*" та індивідуальні системи гарантованого живлення.

Для аналізу надійності застосовують структурні схеми, оскільки більшість споживачів живляться за радіальній схемі, де відмова будь-якого елемента в ланці «вимикач – лінія – трансформатор» призводить до припинення живлення споживача [3].

Параметр потоку відмов системи $(\omega_{сист})$ означується як сума параметрів відмов усіх з'єднаних послідовно ланок (елементів) [1]:

$$\omega_{сист} = \sum_{i=1}^{n} \lambda_i \cdot L_i + \sum_{j=1}^{m} \omega_{aj}, \quad (1.2)$$

де λ_i – питома відмова i – ї ділянки лінії на 1 *км*;

L_i – довжина ділянки, *км*;

ω_{aj} – параметр відмови апаратів (роз'єднувач, *ТП*, тощо).

На відміну від ланок $0,4$ *кВ* та 10 *кВ* включення в аналіз надійності ланок 110 *кВ* та 35 *кВ* змінює модель, так як такі мережі виконують функцію магістральної (розподільної) «основи», де аварія на підстанції $35/10$ *кВ* може знеструмити десятки агропідприємств. Мережі 35 *кВ* є найбільш вразливою ланкою в сільській місцевості, мають значну протяжність, часто проходять через важкодоступні ділянки (ліси, поля), а рівень їхньої автоматизації істотно нижчий, ніж, наприклад, на ланках 110 *кВ*, які мають найвищий рівень надійності.

При оцінці надійності високовольтних ланок 110 *кВ* та 35 *кВ* використовуються специфічні коефіцієнти, що відрізняються від розподільчих мереж (Таблиця 1.1) [3].

Таблиця 1.1 – Порівняльні показники відмов обладнання

Елемент мережі	Питома частота відмов (λ)	Час відновлення $(T_в, год)$
ЛЕП 110 *кВ* (*на 100 км*)	$0,5-1,2$	$5-10$
ЛЕП 35 *кВ* (*на 100 км*)	$1,5-3,5$	$8-15$
Силовий трансформатор 110 *кВ*	$0,015-0,02$	$100-500$ (в залежності від пошкодження)
Вимикач $35-110$ *кВ*	$0,03-0,05$	$5-10$

Як видно з табл. 1.1, хоча частота відмов у мережах 110 *кВ* нижча, тривалість відновлення значно більша через складність обладнання, наприклад [3], заміна високовольтного вводу трансформатора або ліквідація падіння опори.

Щодо надійності, електропостачання сільськогосподарських споживачів

критично залежить від схеми підстанції ланок $35\,кВ$, від якої він отримує живлення:

а) тупикові або *ПС* з відпайками – найменш надійні, де, відмова на лінії електропостачання $35\,кВ$ призводить до повного знеструмлення всіх споживачів;

б) *ПС* із двома трансформаторами та *АВР* дозволяє забезпечити високу надійність, де, при відмові одного трансформатора або лінії $35\,кВ$, навантаження автоматично перемикається на резерв.

1.3 Оцінка надійності на ланках підстанції 35 / 10 кВ

Оцінка надійності на рівні підстанції $35/10\,кВ$ є критичною, оскільки саме тут відбувається трансформація енергії від розподільчих мереж середньої напруги до безпосередніх ліній живлення сільських споживачів. На цьому рівні відмови мають груповий характер [1, 6].

Надійність підстанції $35/10\,кВ$ визначається сукупною надійністю її основних елементів. Для розрахунку загального параметра потоку відмов *ПС* $(\omega_{ПС})$ використовується модель послідовно-паралельного з'єднання [4, 6], де основними вузлами ризику є:

– силові трансформатори (двох трансформаторна структура): найбільш відповідальні елементи, де параметр відмов $\omega_{Тр} \approx 0,015 - 0,025$;

– вимикачі $35\,кВ$ та $10\,кВ$ – механічні та електричні відмови при комутаціях;

– системи шин $10\,кВ$ – короткі замикання на шинах призводять до погашення всіх відхідних ліній (фідерів);

– пристрої релейного захисту та автоматики $(РЗА)$ – хибні спрацювання або відмова в спрацюванні при аварії.

Для сільськогосподарських споживачів II та III категорій часто використовується схема з одним трансформатором або двома трансформаторами, що працюють роздільно. В цьому випадку модель оцінки надійності вузла здійснюється за параметром потоку відмов для споживача на шинах $10\ кВ$ [7]:

$$\omega_{СП} = \omega_{ЛЕП.35} + \omega_{ВМ.35} + \omega_{Тр} + \omega_{ЛЕП.10} \tag{1.3}$$

Якщо підстанція $35/10\ кВ$ двох трансформаторна й з секційним вимикачем та $АВР$ (автоматичне введення резерву), ймовірність тривалої перерви в електропостачання різко знижується. У цьому випадку критичною стає відмова системи автоматики:

$$Q_{відм.} \approx q_{Тр1} \cdot q_{Тр2} + p_{АВР}, \tag{1.4}$$

де $p_{АВР}$ – ймовірність того, що при відмові одного введення резервне живлення не ввімкнеться;

$q_{Тр1}$, $q_{Тр2}$ – ймовірність на відмову першого та другого трансформаторів, що отримають живлення від незалежних ліній.

Аналіз відмов на $ПС\ 35/10\ кВ$ показав особливості ланок живлення сільськогосподарських споживачів [7]:

– перевантаження в пікові періоди: в період збирання врожаю або взимку (при використанні електричного опалення) трансформатори працюють на межі потужності, що прискорює старіння ізоляції;

– агресивне середовище тваринницьких комплексів: Якщо підстанції розташовані поблизу великих ферм, хімічно активні випари можуть спричинити корозію контактів та ізоляторів.

– Віддаленість об’єктів: параметр час відновлення $(T_в)$ для сільських $ПС$ на $30-50\ \%$ вищий, ніж для міських, через час доїзду оперативно-виїзної бригади $(ОВБ)$.

Аналіз наслідків відмов для агросектору при оцінці надійності на рівні підстанції $35/10\ кВ$ подано в таблиці 1.2 [7].

– Таблиця 1.2 – Диференціювання відмови за часом при оцінці надійності на рівні підстанції $35/10$ *кВ*

Тип відмови на *ПС*	Причина	Наслідки для споживача
Короткочасна $(до\ 1-2\ с)$	Робота *АПВ* або *АВР*	Збій в роботі частотних перетворювачів, зупинка автоматизованих конвеєрних ліній
Середня $(15\ хв-2\ год)$	Переключення на резерв вручну *ОВБ*	Порушення температурних режимів теплиць, затримка в роботі доїльних апаратів
Тривала $(понад\ 24\ год)$	Пошкодження обмоток трансформатора	Масове псування продукції, загроза життю тварин (без наявності *ДЕС*)

1.4 Висновки до першого розділу

У результаті проведеного аналізу встановлено, що відмови в системах електропостачання агропромислових об’єктів мають складну структуру та поділяються за характером пошкодження, часом існування та динамікою розвитку. Особливу увагу приділено стійким відмовам, які потребують тривалого часу на відновлення та нестійким (самоусувним) відмовам, частка яких у сільських мережах сягає значних показників і які можуть бути нівельовані засобами автоматизації $(АПВ,\ АВР)$.

Агропромисловий сектор характеризується високою чутливістю до перерв у електропостачанні. Для споживачів I категорії (інкубатори, системи вентиляції ферм) навіть короткочасна відмова на рівні підстанції може призвести до незворотних технологічних втрат та загибелі тварин, що зумовлює необхідність переходу від середньостатистичних показників надійності до індивідуальних розрахунків для конкретних вузлів живлення.

Аналіз показує, що підстанції напругою $35/10\,кВ$ є ключовою магістральною основою сільських мереж. Хоча частота відмов обладнання $35\,кВ$ є нижчою порівняно з мережами $0,4-10\,кВ$, наслідки аварій на *ПС* мають груповий характер (одночасне знеструмлення десятків підприємств) і супроводжуються значно довшим часом відновлення через складність ремонту та територіальну віддаленість об'єктів.

Доведено, що для забезпечення нормативного рівня надійності недостатньо лише вибору типової схеми *ПС*. Необхідно проводити математичне моделювання та розрахунок кількісних показників (параметра потоку відмов, ймовірності відмови), що дозволить обґрунтувати доцільність реконструкції тупикових схем у кільцеві або двох трансформаторні та мінімізувати економічні збитки від недопостачання електроенергії.

Тому в роботі необхідно провести аналіз надійності споживачів агропромислового сектору на рівні *ПС* $35/10\,кВ$.

2 РОЗРАХУНКОВИЙ РОЗДІЛ

2.1 Вихідні дані щодо розрахунку показників надійності електропостачання споживачів

Вихідними даними для розрахунку показників надійності є:

1. Відомості щодо підстанцій $35/10$ *кВ*:

– напруга високої сторони *ПС*, *кВ*;

– число трансформаторів на *ПС* $35/10$ *кВ*, *шт*;

– число ліній електропередачі $(ЛЕП)$ 35 *кВ* приєднаних до шин $35/10$ *кВ*;

– наявність секційного вимикача на стороні 35 *кВ*;

– число вимикачів 10 *кВ* на *ПС* $35/10$ *кВ*, *шт.*;

– наявність оперативно-виїзної бригади $(ОВБ)$.

2. Відомості про повітряні лінії електропередачі 35 *кВ*:

– схеми мережі *ПЛ* 35 *кВ* з означенням довжини ділянок, марки та січення проводів, трансформатори, комутаційні апарати (вимикачі, роз'єднувачі);

– відомості про кількість елементів різних видів на лінії.

3. Відомості про споживачів:

– схеми електричних з'єднань *ПС*;

– класифікація сільськогосподарських споживачів з врахуванням підключення та рівня напруги.

В якості основних показників надійності приймаємо:

– параметр потоку відмов (ω), $1/рік$;

– середній час відновлення $(T_в)$, *год*;

– тривалість ремонтів (плановий, капітальний текучий) (T_r), *год*.

Табличні значення параметрів потоку відмов елементів електричної мережі подані в Додатку А [9].

Ймовірнісна розрахункова кількість відмов при електропостачанні споживача визначається числом відключень елементів всієї ланки «джерело живлення – споживач» з урахуванням наявних пристроїв протиаварійної автоматики. Початком ланки «джерело живлення – споживач» приймаються шини *ПС* $35\,кВ$, а останнім елементом – кінець його ланки живлення на затискачах ввідного пристрою споживача.

Розрахунок числа відключень кожного елемента ланки «джерело живлення – споживач» заснований на врахуванні їхнього питомого пошкодження.

Кількість пошкоджень (відключень), які виникли в ланці дослідження за рік розраховуємо за формулою [10]:

$$M = \sum \omega_i \cdot n_i , \tag{2.1}$$

де ω_i – параметр потоку відмов i – го елемента ланки;

n_i – число елементів i – го виду в ланці «джерело живлення – споживач».

Число раптових відключень з врахуванням елементів ланки «джерело живлення – споживач» за рік можна подати у вигляді [10]:

$$N = N_{ПЛ.35} + N_{ВМ.35} + N_{РЗ.35} + N_{ВМ.10}, \tag{2.2}$$

де $N_{ПЛ.35}, N_{ВМ.35}, N_{РЗ.35}, N_{ВМ.10}$ – число раптових відключень на повітряній лінії $35\,кВ$, на вимикачі $35\,кВ$, на роз'єднувачі $35\,кВ$, на вимикачі $10\,кВ$, відповідно.

2.2 Розрахунок показників надійності системи електропостачання

Для проведеного аналізу виділено п'ять підстанцій *ПС* $-1-$ *ПС* -5 $35/10\,кВ$ Тернопільської області, які живлять, в основному, споживачів агропромислового комплексу.

Розрахунок числа раптових відключень за схемами електропостачання *ПС* $35/10\,кВ$ було виконано за формулами (2.1) та (2.2), а аналітичні розрахунки в середовищі *MS Excel* [11]. Було розраховано: вибіркове середнє (M), вибіркове

середнє квадратичне відхилення (S), довірчий інтервал для M при заданій надійності $(\beta = 0{,}95)$ [12, 13].

Результати розрахунку елементів мережі подано в таблицях 2.1-2.5 у відповідності до даних мережі та комутаційного обладнання в Додатку Б [9].

Таблиця 2.1 – Результати розрахунків показників надійності для $ПС-1$

Вибіркове середнє (M)	Сер. квадр. відхилення (S)	Довірчий інтервал для M при β = 0,95		Параметр
0,9915/0,383	0,6085	0,1554	1,8286	Кількість раптових відключень споживачів, *відк./ рік*
				у т. ч. через відмови:
0,93/0,334	0,596	0,104	1,756	*ЛЕП* 35 *кВ*
0,009/0,008	0,001	0,0082	0,0098	Роз'єднувач 35 *кВ*
0,011/0,01	0,001	0,0099	0,0121	Вимикач 35 / 10 *кВ*
0,013/0,012	0,001	0,0116	0,0144	Трансформатор *ГПП* 35 / 10 *кВ*
0,0098/0,009	0,0008	0,0094	0,0102	Роз'єднувач 10 *кВ*
0,0187/0,01	0,0087	0,0123	0,0251	Вимикач 10 *кВ*

Таблиця 2.2 – Результати розрахунків показників надійності для $ПС-2$

Вибіркове середнє (M)	Сер. квадр. відхилення (S)	Довірчий інтервал для M при β = 0,95		Параметр
1	2	3	4	5
0,452/0,3439	0,1081	0,401	0,7823	Кількість раптових відключень споживачів, *відк./ рік*
				у т. ч. через відмови:
0,3985/0,2999	0,0986	0,2618	0,5351	*ЛЕП* 35 *кВ*
0,0083/0,008	0,0003	0,0081	0,0085	Роз'єднувач 35 *кВ*
0,0103/0,01	0,0003	0,1027	0,1033	Вимикач 35 *кВ*

– продовження таблиці 2.2

1	2	3	4	5
0,009/0,007	0,002	0,0062	0,0118	Трансформатор *ГПП* 35 / 10 *кВ*
0,0159/0,01	0,0059	0,0127	0,0191	Вимикач 10 *кВ*
0,01/0,009	0,001	0,0095	0,1045	Роз'єднувач 10 *кВ*

Таблиця 2.3 – Результати розрахунків показників надійності для *ПС* – 3

Вибіркове середнє (*M*)	Сер. квадр. відхилення (*S*)	Довірчий інтервал для *M* при β = 0,95		Параметр
0,5263/0,3616	0,1647	0,2767	0,79	Кількість раптових відключень споживачів, *відк./ рік*
				у т. ч. через відмови:
0,4595/0,3276	0,1319	0,2767	0,6423	*ЛЕП* 35 *кВ*
0,0093/0,008	0,0013	0,0078	0,0108	Роз'єднувач 35 *кВ*
0,0075/0,007	0,0005	0,0065	0,0085	Трансформатор *ГПП* 35 / 10 *кВ*
0,04/0,01	0,03	0,0188	0,0988	Вимикач 10 *кВ*
0,01/0,009	0,001	0,0096	0,0296	Роз'єднувач 10 *кВ*

Таблиця 2.4 – Результати розрахунків показників надійності для *ПС* – 4

Вибіркове середнє (*M*)	Сер. квадр. відхилення (*S*)	Довірчий інтервал для *M* при β = 0,95		Параметр
0,6699/0,4817	0,1882	0,4092	0,9039	Кількість раптових відключень споживачів, *відк./ рік*
				у т. ч. через відмови:
0,5985/0,4447	0,1538	0,3583	0,8117	*ЛЕП* 35 *кВ*
0,009/0,008	0,001	0,008	0,0099	Роз'єднувач 35 *кВ*
0,011/0,01	0,001	0,0096	0,0124	Трансформатор *ГПП* 35 / 10 *кВ*
0,0293/0,01	0,0193	0,0167	0,0419	Вимикач 10 *кВ*
0,0221/0,009	0,0131	0,0166	0,028	Роз'єднувач 10 *кВ*

Таблиця 2.5 – Результати розрахунків показників надійності для $ПС-5$

Вибіркове середнє (M)	Сер. квадр. відхилення (S)	Довірчий інтервал для M при β = 0,95		Параметр
0,5284/0,411	0,1174	0,36792	0,6896	Кількість раптових відключень споживачів, *відк./рік*
				у т. ч. через відмови:
0,482/0,367	0,115	0,333	0,641	*ЛЕП* 35 *кВ*
0,0082/0,008	0,0002	0,00802	0,0084	Роз'єднувач 35 *кВ*
0,0103/0,01	0,0003	0,001	0,0106	Вимикач 35 *кВ*
0,008/0,007	0,001	0,0066	0,0094	Трансформатор *ГПП* 35/10 *кВ*
0,0101/0,01	0,0001	0,01	0,0102	Вимикач 10 *кВ*
0,0098/0,009	0,0008	0,0093	0,01	Роз'єднувач 10 *кВ*

2.3 Розрахунок тривалості раптових відключень споживачів

Значення середньої тривалості одного раптового відключення споживача (τ) визначалося як середньозважена тривалість відключень, виходячи з числа пошкоджень основних елементів ланцюга «джерело – споживач [10]:

$$N = \frac{N_{ПЛ.35} \cdot \tau_{ПЛ.35} + N_{ВМ.35} \cdot \tau_{ВМ.35} + N_{РЗ.35} \cdot \tau_{РЗ.35} + N_{ВМ.10} \cdot \tau_{ВМ.10}}{N_{\Sigma}}, \qquad (2.3)$$

де $\tau_{ПЛ.35}, \tau_{ВМ.35}, \tau_{РЗ.35}, \tau_{ВМ.10}$ – середня тривалість раптових відключень споживача на повітряній лінії $35\ кВ$, на вимикачі $35\ кВ$, на роз'єднувачі $35\ кВ$, на вимикачі $10\ кВ$, відповідно.

Розрахунок числа раптових відключень за схемами електропостачання *ПС* $35/10\ кВ$ було виконано за формулою (2.3), а аналітичні розрахунки в середовищі *MS Excel* [11]. Було розраховано: вибіркове середнє (M), вибіркове середнє квадратичне відхилення (S), довірчий інтервал для M при заданій надійності $(\beta = 0{,}95)$.

Результати розрахунку елементів мережі подано в таблицях 2.6-2.11 у відповідності до даних мережі та комутаційного обладнання в Додатку В [9].

Таблиця 2.6 – Результати розрахунків показників надійності для $ПС-1$

Вибіркове середнє (M)	Сер. квадр. відхилення (S)	Довірчий інтервал для M при $\beta = 0{,}95$		Параметр
17,918/16,547	1,372	16,269	19,567	Середня тривалість одного раптового відключення споживача, *год*
				у т. ч. через відмови:
8,4/7	1,4	5,656	11,144	*ЛЕП* 35 *кВ*
4,23/3,6	0,63	3,73	4,73	Роз'єднувач 35 *кВ*
15,1/13,6	1,5	13,4	16,8	Вимикач 35 *кВ*
63,9/61,3	2,6	60,3	67,5	Трансформатор *ГПП* 35/10 *кВ*
4,95/4,15	0,8	4,56	5,34	Роз'єднувач 10 *кВ*
10,93/9,63	1,3	9,97	11,89	Вимикач 10 *кВ*

Таблиця 2.7 – Результати розрахунків показників надійності для $ПС-2$

Вибіркове середнє (M)	Сер. квадр. відхилення (S)	Довірчий інтервал для M при $\beta = 0{,}95$		Параметр
17,97/16,547	1,423	16,428	19,512	Середня тривалість одного раптового відключення споживача, *год*
				у т. ч. через відмови:
8,4/7	1,4	6,46	10,34	*ЛЕП* 35 *кВ*
3,87/3,6	0,27	3,65	4,09	Роз'єднувач 35 *кВ*
15,7/13,6	2,1	13,32	18,08	Вимикач 35 *кВ*
63,9/61,3	2,6	60,3	67,5	Трансформатор *ГПП* 35/10 *кВ*
11,06/9,63	1,43	10,28	11,84	Вимикач 10 *кВ*
4,89/4,15	0,74	4,56	5,22	Роз'єднувач 10 *кВ*

Таблиця 2.8 – Результати розрахунків показників надійності для *ПС* – 3

Вибіркове середнє (*M*)	Сер. квадр. відхилення (*S*)	Довірчий інтервал для *M* при β = 0,95		Параметр
18,474/17,44	1,034	16,612	20,334	Середня тривалість одного раптового відключення споживача, *год*
				у т. ч. через відмови:
7,75/7	0,75	6,71	8,79	*ЛЕП* 35 *кВ*
4,07/3,6	0,47	3,54	4,6	Роз'єднувач 35 *кВ*
63,9/61,3	2,6	58,8	68,99	Трансформатор *ГПП* 35 / 10 *кВ*
11,4/10,5	0,9	9,64	13,16	Вимикач 10 *кВ*
5,25/4,8	0,45	4,37	6,13	Роз'єднувач 10 *кВ*

Таблиця 2.9 – Результати розрахунків показників надійності для *ПС* – 4

Вибіркове середнє (*M*)	Сер. квадр. відхилення (*S*)	Довірчий інтервал для *M* при β = 0,95		Параметр
18,357/17,196	1,161	17,079	19,635	Середня тривалість одного раптового відключення споживача, *год*
				у т. ч. через відмови:
8/7	1	6,61	9,39	*ЛЕП* 35 *кВ*
4,2/3,9	0,3	3,906	4,494	Роз'єднувач 35 *кВ*
63,9/61,3	2,6	60,3	67,5	Трансформатор *ГПП* 35 / 10 *кВ*
10,81/9,63	1,18	10,04	11,58	Вимикач 10 *кВ*
4,875/4,15	0,725	4,54	5,21	Роз'єднувач 10 *кВ*

Таблиця 2.10 – Результати розрахунків показників надійності для $ПС-5$

Вибіркове середнє (M)	Сер. квадр. відхилення (S)	Довірчий інтервал для M при $\beta = 0,95$		Параметр
18,047/16,547	1,5	16,412	19,68	Середня тривалість одного раптового відключення споживача, *год*
				у т. ч. через відмови:
7,75/7	0,75	6,71	8,79	*ЛЕП* 35 *кВ*
4,05/3,6	0,45	3,65	4,44	Роз'єднувач 35 *кВ*
16,9/13,6	3,3	13,17	20,63	Вимикач 35 *кВ*
63,9/61,3	2,6	60,3	67,5	Трансформатор *ГПП* 35/10 *кВ*
10,73/9,63	1,1	10,01	11,45	Вимикач 10 *кВ*
4,95/4,15	0,8	4,63	5,27	Роз'єднувач 10 *кВ*

Таблиця 2.11 – Результати розрахунку середнього часу відновлення елемента мережі протягом року

Параметр	Середня тривалість одного раптового відключення споживача, *год*		Кількість раптових відключень споживачів, *відк./рік*		Середній час відновлення елемента *СЕП* протягом року, *год*	
ПС – 1, *ТМ* – 1600/35/10 *кВ*						
Усього					9,1	3,372
у тому числі через відмови:						
ЛЕП 35 *кВ*	8,4	7	0,93	0,334	7,812	2,338
Роз'єднувач 35 *кВ*	4,23	3,6	0,009	0,008	0,038	0,029
Вимикач 35 *кВ*	15,1	13,6	0,011	0,01	0,166	0,136
Трансформатор *ГПП* 35/10 *кВ*	63,9	61,3	0,013	0,012	0,831	0,736
Роз'єднувач 10 *кВ*	4,95	4,15	0,0098	0,009	0,049	0,037

Параметр	Середня тривалість одного раптового відключення споживача, *год*		Кількість раптових відключень споживачів, *відк./ рік*		Середній час відновлення елемента *СЕП* протягом року, *год*	
Вимикач 10 *кВ*	10,93	9,63	0,0187	0,01	0,204	0,096
ПС – 2, *ТМ* – 4000 / 35 / 10 *кВ*						
Усього					4,341	2,827
у тому числі через відмови:						
ЛЕП 35 *кВ*	8,4	7	0,3985	0,2999	3,347	2,099
Роз'єднувач 35 *кВ*	3,87	3,6	0,0083	0,008	0,032	0,029
Вимикач 35 *кВ*	15,7	13,6	0,0103	0,01	0,162	0,136
Трансформатор *ГПП* 35 / 10 *кВ*	63,9	61,3	0,009	0,007	0,575	0,429
Вимикач 10 *кВ*	11,06	9,63	0,0159	0,01	0,176	0,096
Роз'єднувач 10 *кВ*	4,89	4,15	0,01	0,009	0,049	0,037
ПС – 3, *ТМ* – 3150 / 35 / 10 *кВ*						
Усього					4,587	2,293
у тому числі через відмови:						
ЛЕП 35 *кВ*	7,75	7	0,4595	0,3276	3,561	2,293
Роз'єднувач 35 *кВ*	4,07	3,6	0,0093	0,008	0,038	0,029
Трансформатор *ГПП* 35 / 10 *кВ*	63,9	61,3	0,0075	0,007	0,479	0,429
Вимикач 10 *кВ*	11,4	10,5	0,04	0,01	0,456	0,105
Роз'єднувач 10 *кВ*	5,25	4,8	0,01	0,009	0,053	0,432
ПС – 4, *ТМ* – 1600 / 35 / 10 *кВ*						
Усього					5,953	3,888
у тому числі через відмови:						
ЛЕП 35 *кВ*	8	7	0,5985	0,4447	4,788	3,113
Роз'єднувач	4,2	3,6	0,009	0,008	0,038	0,029

35 *кВ*						
Параметр	Середня тривалість одного раптового відключення споживача, *год*		Кількість раптових відключень споживачів, *відк./ рік*		Середній час відновлення елемента *СЕП* протягом року, *год*	
Трансформатор *ГПП* 35/10 *кВ*	63,9	61,3	0,011	0,01	0,703	0,613
Вимикач 10 *кВ*	10,81	9,63	0,0293	0,01	0,317	0,096
Роз'єднувач 10 *кВ*	4,875	4,15	0,0221	0,009	0,108	0,037
ПС – 5, *ТМ* – 4000 / 35 / 10 *кВ*						
Усього					4,611	3,297
у тому числі через відмови:						
ЛЕП 35 *кВ*	7,75	7	0,482	0,367	3,736	2,569
Роз'єднувач *35 кВ*	4,05	3,6	0,0082	0,008	0,033	0,029
Вимикача *35 кВ*	16,9	13,6	0,0103	0,01	0,174	0,136
Трансформатор ГПП 35/10 *кВ*	63,9	61,3	0,008	0,007	0,511	0,429
Вимикач 10 *кВ*	10,73	9,63	0,0101	0,01	0,108	0,096
Роз'єднувач 10 *кВ*	4,95	4,15	0,0098	0,009	0,049	0,037

Для наглядного аналізу надійності електричного обладнання споживачів ланок 35/10 *кВ* п'яти підстанцій проводимо побудову діаграм розподілу середнього часу відновлення елементів *СЕП* протягом року (рис. 2.1-2.5) [12, 13].

Елементи *СЕП* в ланці «джерело–споживач» в системі аналізу:

В – 10 – вимикач на ланці *10 кВ*;

Р – 10 – роз'єднувач на ланці *10 кВ*;

Т – 35 – трансформатор 35/10 *кВ* для електропостачання споживачів;

В – 35 – вимикач на ланці *35 кВ*;

Р – 35 – роз'єднувач на ланці *35 кВ*;

ЛЕП – 35 – повітряна лінія електропередачі *35 кВ*.

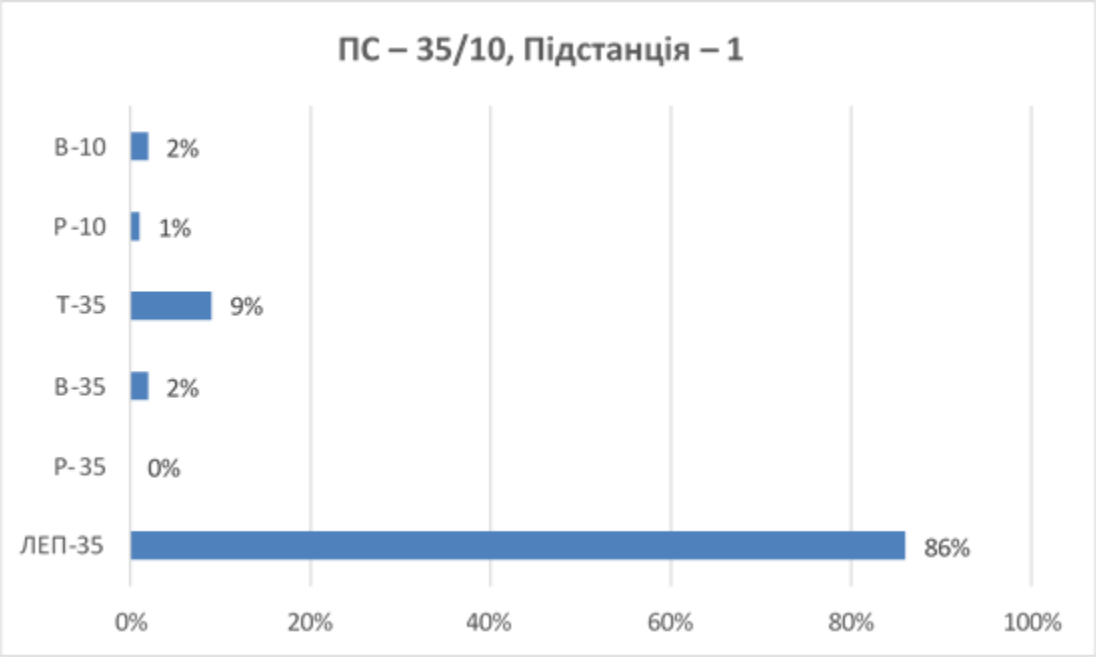

Рисунок 2.1 – Діаграма розподілу середнього часу відновлення елементів *СЕП ПС* – 1 протягом одного року.

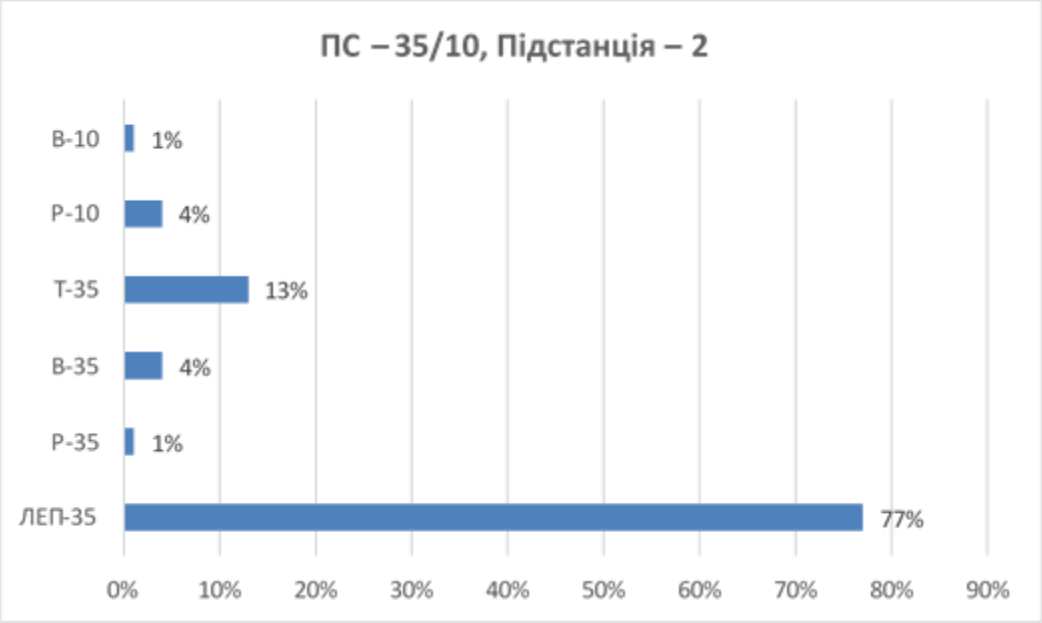

Рисунок 2.2 – Діаграма розподілу середнього часу відновлення елементів *СЕП ПС* – 2 протягом одного року.

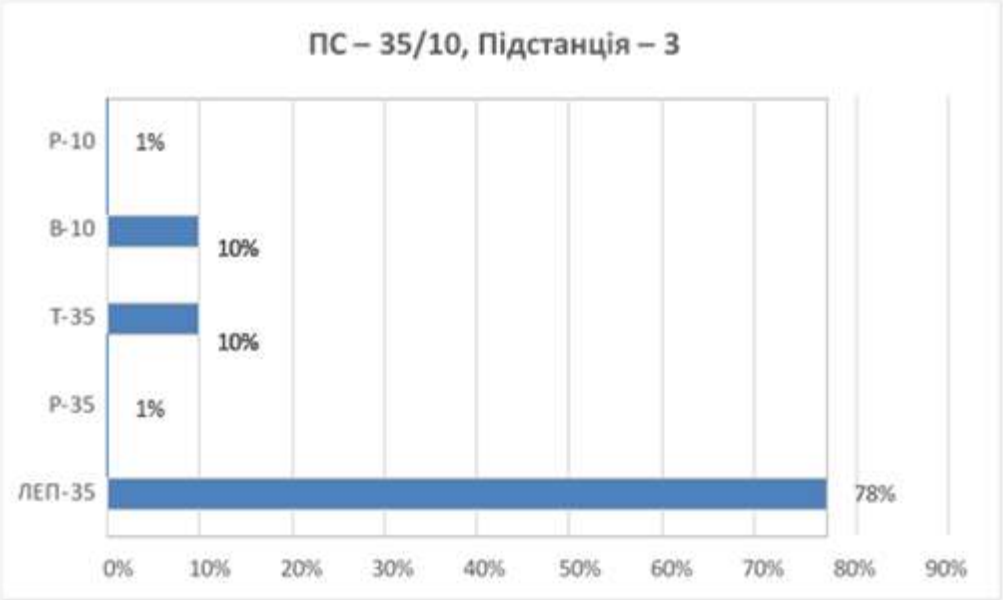

Рисунок 2.3 – Діаграма розподілу середнього часу відновлення елементів *СЕП ПС* – 3 протягом одного року.

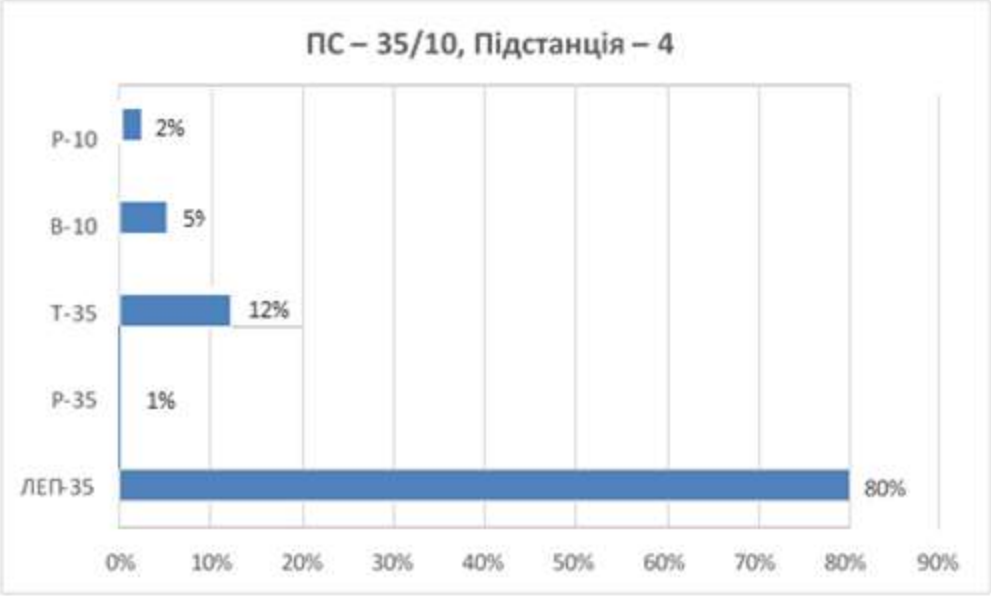

Рисунок 2.4 – Діаграма розподілу середнього часу відновлення елементів *СЕП ПС* – 4 протягом одного року.

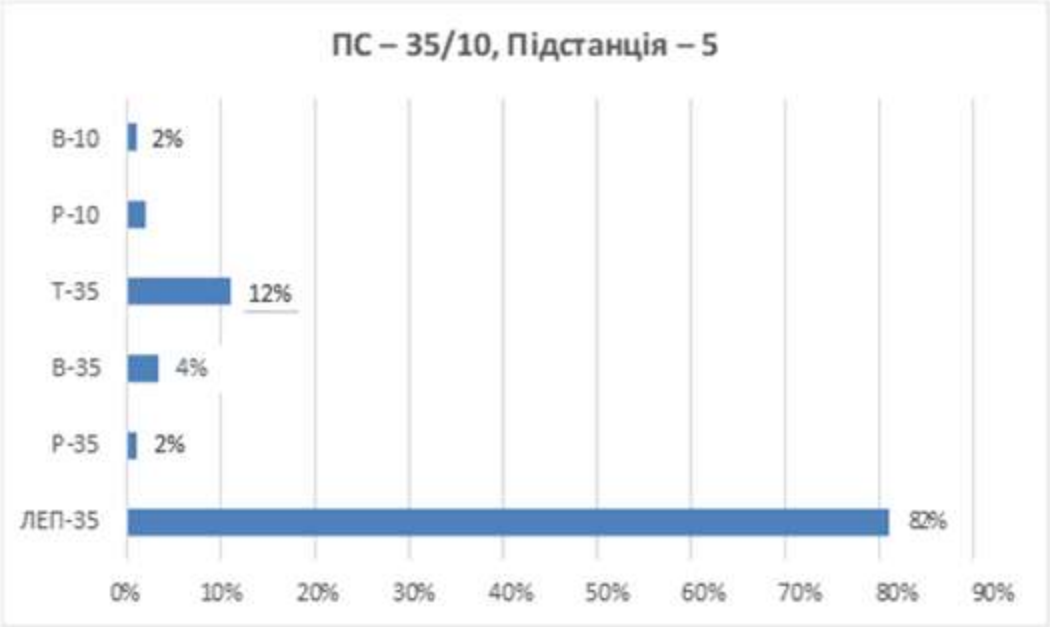

Рисунок 2.5 – Діаграма розподілу середнього часу відновлення елементів *СЕП ПС* – 4 протягом одного року.

Як видно з діаграм при експлуатації електричних мереж сільськогосподарських споживачів найбільший час відновлення відноситься до ліній $35\,кВ$, трансформаторів *35/10 кВ* та вимикачів *10 кВ*. З виконаних розрахунків і з аналізу експлуатації означених мереж, описані елементи не відносяться до компонентів із високою надійністю. Наприклад, повітряні лінії схильні до грозових розрядів, постійного старіння ізоляції, очікуваних та неочікуваних сторонніх впливів, які пов’язані з людським фактором, тощо.

В цілому, аналіз надійності показав недостатній рівень надійності, де основна причина – морально та фізично застаріле устаткування на ланках *35 кВ* та *10 кВ*.

Виконаємо порівняння даних щодо кожної підстанції та встановимо найменш надійні елементи та їх середній час відновлення протягом одного року в відсотках. Зіставлення показує, що такими є повітряні лінії, трансфоматори та вимикачі:

ПС 35/10 *кВ* – Підстанція – 1: *ЛЕП-35* – 86 %, Т-35 – 9 %;

ПС 35/10 *кВ* – Підстанція – 2: *ЛЕП-35* – 77%, Т-35 – 13%;

ПС 35/10 *кВ* – Підстанція – 3: *ЛЕП-35* – 78%, Т-35 – 10%, В-10 – 10%;

ПС 35/10 *кВ* – Підстанція – 4: *ЛЕП-35* – 80%, Т-35 – 12%;

ПС 35/10 *кВ* – Підстанція – 5: *ЛЕП-35* – 82%, Т-35 – 12%.

Для підвищення надійності електричної мережі необхідна насамперед заміна вказаних елементів більш новими.

2.4 Висновки до другого розділу

Проведений комплексний розрахунок параметрів потоку відмов (ω) та середнього часу відновлення (T_υ) для п'яти ключових підстанцій області. Отримані дані свідчать про суттєву неоднорідність показників надійності, що підтверджується розрахованими довірчими інтервалами β = 0,95 та середньоквадратичними відхиленнями.

Встановлено, що найбільш вразливими елементами в ланці «джерело живлення – споживач» є повітряні лінії електропередачі *35 кВ* та силові трансформатори. Зокрема, на частку *ЛЕП* – 35 *кВ* припадає від 77 % до 86 % загального часу відновлення системи, що є критичним показником для безперебійного функціонування сільськогосподарських підприємств.

Виявлено, що основною причиною високого рівня аварійності є фізичне та моральне старіння обладнання на ланках *35 кВ* та *10 кВ*. Повітряні лінії мають низьку стійкість до зовнішніх впливів (грозові розряди, стан ізоляції), а трансформатори *35/10 кВ* та вимикачі *10 кВ* демонструють недостатні показники надійності через тривалий термін експлуатації.

Розрахункові дані підтверджують гостру необхідність підвищення надійності через реалізацію таких заходів:

– технічне переоснащення: пріоритетна заміна застарілих вимикачів та трансформаторів на сучасні аналоги з вищими експлуатаційними характеристиками;

– модернізація лінійної частини: реконструкція найбільш аварійних ділянок *ЛЕП* із використанням захищених проводів та покращених систем ізоляції;

– автоматизація: впровадження пристроїв протиаварійної автоматики та систем моніторингу, що дозволить скоротити час локалізації пошкоджень та середній час відновлення електропостачання.

Ці заходи розглянуті в третьому розділі.

3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

3.1 Заходи щодо підвищення надійності електропостачання сільськогосподарських споживачів

Основною метою заходів щодо підвищення надійності електропостачання є зниження кількості, тривалості раптових відключень споживача та збитків від недовідпуску електроенергії при перервах електропостачання [13].

Для обраних споживачів пропонуємо такі заходи щодо підвищення надійності електропостачання [14]:

– заміна неізольованих проводів на самонесучі ізольовані проводи на ділянках $ПЛ-10\ кВ$, що проходять через ліс;

– заміна неізольованих проводів на ізольовані для $ПЛ-0,4\ кВ$, що живлять споживача;

– застосування $ТП-10/0,4\ кВ$ на стороні $10\ кВ$ місцевого $АВР$.

Найбільшу доцільність для $ПЛ-10\ кВ$ має заміна проводів на ділянках ліній, що проходять через ліс, тому що на них відбувається найбільша кількість пошкоджень, що призводять до відключення споживачів.

Застосування місцевого $АВР$ на стороні $10\ кВ$ дозволяє скоротити кількість раптових відключень споживача через пошкодження на ланці живлення $ПЛ-10\ кВ$.

Аналіз надійності роботи електричних мереж через розрахункові показники дозволив виявити таке:

– отримані показники загалом вищі за середньостатистичні, внаслідок морального та фізичного зношення електрообладнання;

– підвищення надійності може бути забезпечене за рахунок зниження кількості та тривалості відключень споживачів. Одним із шляхів досягнення позитивних результатів можна вважати заміну застарілого обладнання на більш сучасне;

– оскільки в даний час багато вимикачів (типу *ВМП*, *ВМПЕ*), встановлені на підстанціях вже знято з виробництва, можна запропонувати, наприклад, заміну масляних вимикачів на вакуумні, що сприятиме зниженню витрат на їх експлуатацію;

– повітряні лінії з маркою кабелю AC є також застарілими та економічно не доцільними, тому заміна неізольованих проводів на самонесучі ізольовані проводи для повітряних ліній на напрузі $35\ кВ$ (наприклад $СІП-3$) буде одним із заходів щодо підвищення надійності електропостачання споживачів. При цьому буде потрібна розробка проекту модернізації з урахуванням додаткових інвестицій [14].

Класифікація технічних заходів щодо підвищення надійності наведено на рис. 3.1. Проведемо аналіз.

Рисунок 3.1 – Технічні заходи щодо підвищення надійності.

Підвищення надійності елементів мережі досягається застосуванням довговічних матеріалів для опор та приставок, міцніших проводів, лінійних ізоляторів з покращеними електричними характеристиками, удосконаленням характеристик лінійного та електрообладнання підстанції, використанням підземних полегшених кабелів та самонесучих ізольованих проводів.

Для підвищення надійності електропостачання повітряних ліній сільськогосподарського призначення ($35\,кВ$ та $10\,кВ$), що реконструюються доцільно виконувати відповідно на залізобетонних та металевих опорах. Схему мережі напругою $10\,кВ$ необхідно будувати за магістральним принципом. Магістраль ліній, що реконструюються напругою $10\,кВ$, виходячи з вимог надійності, повинна бути виконана дротом однієї площі поперечного перерізу (не менше напругою $70\,мм^2$), а при спорудженні та реконструюються повітряних ліній напругою $0{,}4\,кВ$ доцільно використовувати залізобетонні опори та сталеалюмінієві дроти. На кінцевих, кутових, анкерних та перехідних опорах повітряних ліній напругою $10\,кВ$ слід застосовувати підвісні лінійні ізолятори.

Надійність сільських повітряних ліній напругою $0{,}4\,кВ$ та $10\,кВ$ можна підвищити застосуванням самонесучих ізольованих проводів. При напрузі $0{,}4\,кВ$ використовують самонесучі ізольовані дроти $СІП-1$, $СІП-2$ з алюмінієвими фазними струмопровідними жилами, ізоляцією зі світло збалансованого термопластичного ($СІП-1$) або зшитого ($СІП-2$) поліетилену. Нульова несуча жила з алюмінієвого сплаву може бути ізольованою ($СІП-1А$, $СІП-2А$) або неізольованою. На лініях $10\,кВ$ застосовують одножильний провід $СІП-3$ із захисною ізоляцією зі зшитого поліетилену [13].

Автоматизація сільських електричних мереж має важливе значення для забезпечення надійного електропостачання споживачів.

Кожна лінія напругою $10\,кВ$ (незалежно від параметрів) повинна бути оснащена наступними засобами автоматизації: пристроєм дворазового $АПВ$, що розташовані на головному вимикачі лінії та секціонованому вимикачі; пристроєм для вимірювання відстані до місця пошкодження повітряної лінії на $10\,кВ$ (фіксуючий омметр реактивного опору $ФМК-10$), змонтованим на вимикачі введення в розподільному пристрої $10\,кВ$ підстанції; телесигналізацією положення головного вимикача лінії $10\,кВ$ та наявності замикання на землю на підстанції $35/10\,кВ$; телесигналізацією положення секціонованих вимикачів

лінії 10 *кВ*, телесигналізацією положення вимикачів *АВР* лінії 10 *кВ*.

Сільські електричні мережі напругою 35 *кВ* працюють, як правило, за замкнутими схемами, що забезпечує їхню підвищену надійність. При цьому, живлення споживачів може відбуватися щонайменше у двох напрямках. Вимкнення будь-якого з елементів у ланцюзі одного з напрямків не призводить до припинення подачі електроенергії. Частка аварійних відключень, що перебувають у мережі напругою 35 *кВ*, у загальному об'ємі недовідпущеної електроенергії порівняно невелика [15].

Сільські електричні мережі напругою 10 *кВ* будують як радіальними, так і розімкненими. За ступенем надійності їх поділяють на нерезервовані та резервовані (або умовно замкнуті). У розімкнених нерезервованих мережах живлення кожного споживача може відбуватися лише в одному напрямку. Такі схеми найпростіші, а їх експлуатація не вимагає великих витрат. Однак при відключенні головної ділянки лінії всі споживачі втрачають живлення на час усунення ушкодження. Розімкнені нерезервовані схеми на 10 *кВ* застосовують для електропостачання сільських споживачів третьої категорії за надійністю, переважно з комунально-побутовим навантаженням.

Для електропостачання споживачів першої та другої категорій необхідно передбачати умовно замкнуті схеми на 10 *кВ* із мережевим резервуванням, а в ряді випадків – із поєднанням мережного та автономного резервування [15].

У разі аварії мережне резервування дозволяє переключити живлення (вручну або автоматично) на сусідню підстанцію, резервний трансформатор тієї ж підстанції або резервну лінію. На рис. 3.2 показано схеми резервування з *АВР* на трансформаторних підстанціях. У нормальному режимі лінії та трансформатори працюють окремо, кожна ланка живить своє навантаження; при пошкодженні однієї з ланок, вона відключається релейним захистом, а живлення її споживачів переводиться на резервну ланку пристроєм *АВР*. Схеми можуть працювати без пристрою *АВР*, тоді замість вимикача *ПЛ* використовують роз'єднувач *S*. Перерва в електропостачанні при автоматичному режимі

комутації дорівнює часу спрацьовування релейного захисту та включення вимикача перемички, тобто, не більше $2…3\,с$. При ручному введенні резервного живлення електропостачання відновлює оперативний персонал на підстанції або *ОВБ*, що призводить до перерв електропостачання тривалістю від декількох хвилин до $1…2$ *год* [15].

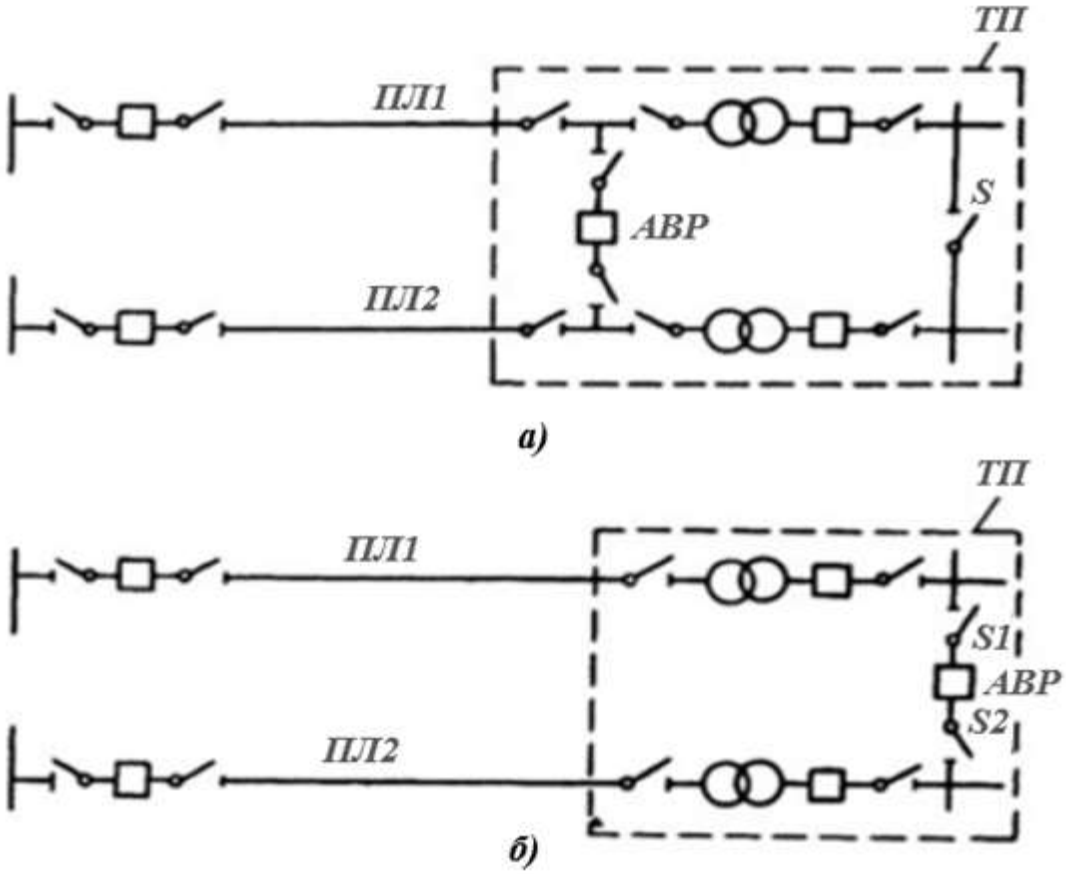

Рисунок 3.2 – Схеми резервування мережі з *АВР* на трансформаторних підстанціях: *а* – з боку вищої напруги; *б* – з боку нижчої напруги; *ПЛ1*, *ПЛ2* – повітряні лінії.

Вимикачі з пристроєм *АВР* та роз'єднувачі для ручного введення резервного живлення розімкнених резервованих мереж встановлюють не тільки на трансформаторних підстанціях, а й на розподільних пунктах, а також на спеціально споруджуваній перемичці, що з'єднує дві сусідні лінії однієї напруги.

Відповідно до стандартів технологічного проектування електричних мереж сільськогосподарського призначення [15] магістральна лінія напругою

10 *кВ* повинна мати мережевий резерв від незалежного джерела.

При мережному резервуванні в після аварійному режимі (порівняно з нормальним) збільшується навантаження однієї ланки за рахунок живлення всіх (або більшої частини) споживачів іншої, відключеної ланки. Отже, необхідно передбачити запас пропускної спроможності повітряної лінії та підстанцій, що забезпечують взаємне резервування. Мережеве резервування дозволяє скоротити кількість і тривалість одиночних відключень, які викликані перехрещуванням і обривом проводів, пробоєм ізоляції, падінням опор і т.п.

Але, слід відмітити, що мережеве резервування неефективне при масових відмовах в електричних мережах внаслідок дії руйнівних вітрових навантажень, атмосферних перенапруг (гроза), коли пошкоджуються як основна, так і резервна лінії, що розташовані одна поблизу іншої [15].

Ефективний засіб підвищення надійності електропостачання – автономне резервування відповідальних споживачів, для захисту від одиночних та масових відмов. Встановлення автономних джерел резервного електропостачання має бути передбачена для резервного живлення електроприймачів першої категорії, а також для електроприймачів другої категорії, які не допускають перерви в електропостачанні тривалістю понад 0,5 години, незалежно від наявності мережевого резерву. Для інших електроприймачів тип резервування (мережеве або автономне) визначають порівняльною техніко-економічною оцінкою варіантів з урахуванням додаткових витрат та зменшення збитків споживачів [15].

Як автономні джерела резервного електропостачання використовують стаціонарні та пересувні дизельні електростанції (ДЕС), а також резервні джерела з приводом від трактора (РІПТ). Потужність та кількість електроагрегатів резервних автономних джерел вибирають відповідно до навантаження електроприймачів першої та другої категорій.

До недоліків резервного електропостачання від автономних джерел відносяться вибірковий характер резервування, в результаті чого окремі

технологічні процеси не забезпечуються надійним харчуванням (відключаються), а також висока вартість електроенергії, що виробляється невеликими резервними електростанціями (у 10... 15 разів дорожча за енергію, що отримується від централізованої) мережі).

Важливу роль у підвищенні надійності електропостачання відіграє секціонування ліній, яке дозволяє відключити частину споживачів найближчим до місця аварії секційним апаратом і тим самим забезпечити безперебійне живлення інших споживачів.

Застосовують неавтоматичне та автоматичне секціонування. Неавтоматичне секціонування відноситься до технічних заходів, що скорочують в першу чергу число та тривалість навмисних (планових) відключень. В якості неавтоматичних апаратів секціонування використовують лінійні роз'єднувачі [15].

Відповідно до стандартів технологічного проектування електричних мереж сільськогосподарського призначення [15] лінійні роз'єднувачі встановлюють на відгалуженнях від повітряних ліній напругою $10\,кВ$ з обмеження довжини ділянки до $3{,}5\,км$ (включаючи несекційні відгалуження).

Наявність у мережі роз'єднувачів секціонування полегшує пошук замикань на землю, та зменшує кількість споживачів, що відключаються під час ремонтних роботах. Однак, із встановленням роз'єднувачів збільшуються кількість можливих місць ушкоджень та, відповідно, обсяг робіт. При виборі числа та місць встановлення роз'єднувачів необхідно враховувати додаткові відключення, які можуть виникнути.

При автоматичному секціонуванні повітряних ліній відключаються ділянки, а решта неушкодженої частини лінії продовжує діяти. Автоматичне секціонування лінії у кількох точках може бути паралельним, послідовним або паралельно-послідовним [15].

При паралельному секціонуванні (рис. 3.3, а) дія кожного апарату секціонування не залежить від іншого, їх не слід узгоджувати за часом.

Надійність електропостачання підвищується у тому чи іншою мірою всіх споживачів. При послідовному секціонуванні (рис. 3.3, б) дію апаратів секціонування необхідно узгоджувати за часом. Надійність електропостачання підвищується у всіх споживачів, крім розташованих за останнім апаратом. Найбільша надійність у споживачів, підключених до місця встановлення першого секційного апарату.

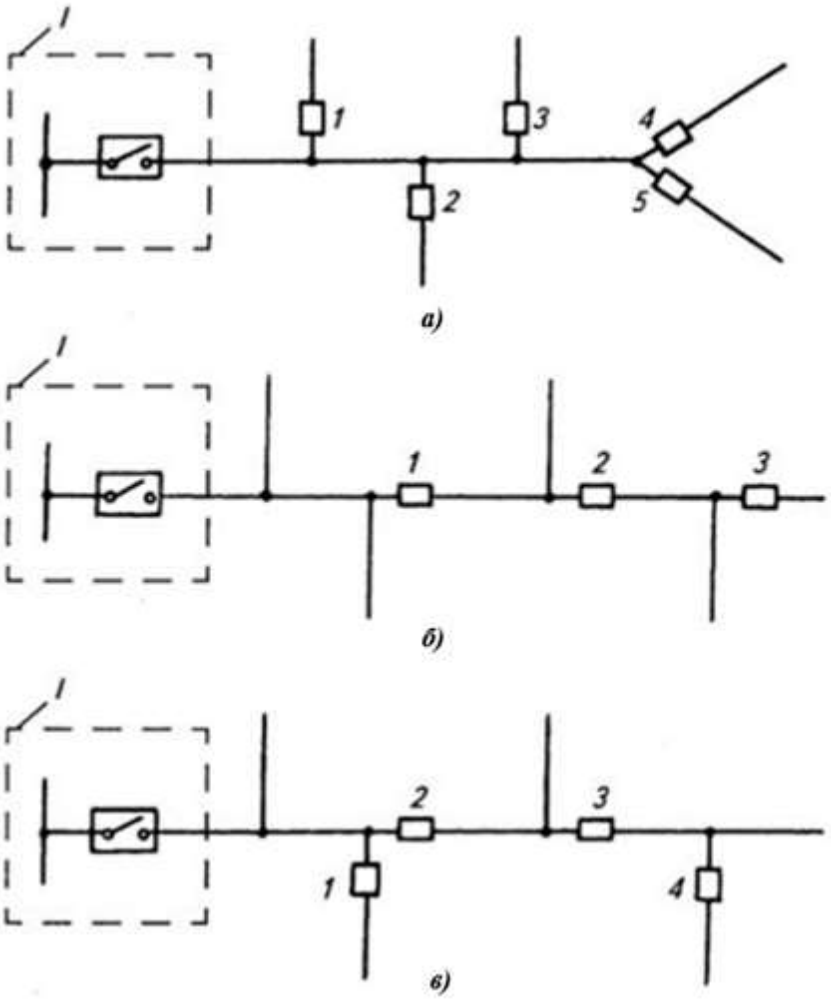

Рисунок 3.3 – Схеми мережі з автоматичним секціонуванням:
а – паралельним; *б* – послідовним; *в* – послідовно-паралельним;
1 – районна $ТП - 35/10\ кВ$; 1…5 – секційні вимикачі.

При послідовно-паралельному секціонуванні (рис. 3.3, в) підвищується надійність електропостачання всіх споживачів мережі.

Для автоматичного секціонування використовують системи із

запобіжниками, мережевими вимикачами та автоматичними відокремлювачами. Основною в даний час є система з мережевими вимикачами на базі спеціальних вимикачів $10\,кВ$ для зовнішнього встановлення та вимикачів у шафах комплектного розподільчого пристрою зовнішньої встановлення (*КРУН*).

Для підвищення живучості радіальних сільських мереж $10\,кВ$, які мають значну протяжність, недостатньо мати захист лише на підстанції. Необхідне впровадження сучасних елементів – реклоузерів (пунктів автоматичного секціонування), який за конструкцією являє собою інтелектуальний апарат, що створює можливість поєднати в собі вакуумний вимикач, систему давачів струму та напруги та мікропроцесорну шафу керування з автономним живленням [14].

Основні особливості при використанні реклоузерів [14]:

– принцип децентралізації: встановлення реклоузера всередині довгої лінії $10\,кВ$ розділяє її на дві частини. При виникненні аварії у «хвості» лінії, реклоузер відключає лише пошкоджену ділянку, залишаючи споживачів першої половини лінії з напругою (рис. 3.4).

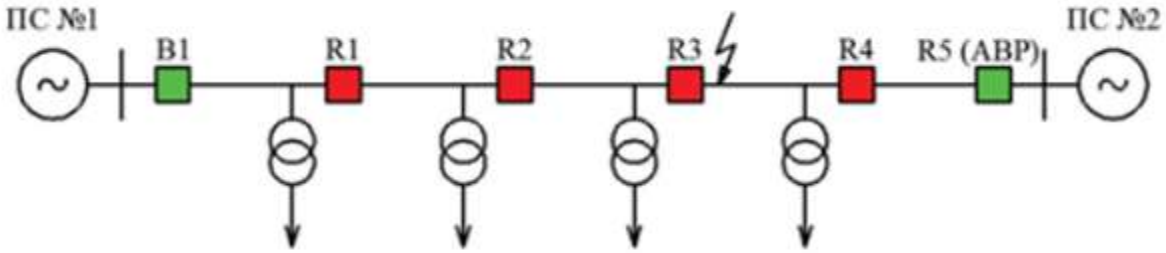

Рисунок .3.4 – Встановлення реклоузерів на довгій лінії $10\,кВ$.

– робота в режимі *АВР*: у разі наявності міжсистемного зв'язку (перемички) між двома лініями, реклоузери можуть автоматично відновлювати живлення з іншого боку за лічені секунди.

Подана схема (рис. 3.4) реалізує секціонування довгої лінії при великому числі ланок розгалуження та локалізації пошкодженої ділянки.

Перехід від традиційної електромеханічної бази до мікропроцесорних

терміналів (*МПТ*) є критичним кроком для забезпечення надійності мереж $35/10\ кВ$. На відміну від старих реле, *МПТ* мають значно вищу точність, менший час спрацьовування та розширений функціонал.

Перевагами мікропроцесорної бази для сільських мереж є [14]:

– стабільність характеристик: цифрова обробка сигналів виключає дрейф параметрів через старіння або температурні коливання, що характерно для індукційних реле;

– чутливість до малих струмів замикання: в мережах $10\ кВ$ із ізольованою нейтраллю особливо важливою є функція захисту від однофазних замикань на землю, яку *МПТ* реалізують через аналіз вищих гармонік.

– функція самодіагностики: пристрій постійно контролює власну справність. У разі внутрішньої відмови він негайно видає сигнал, що запобігає «відмові спрацювання» під час реальної аварії.

Для підвищення селективності захисту та скорочення часу локалізації пошкоджень у мережах $10\ кВ$, доцільним є використання мікропроцесорних терміналів *РЗА* у поєднанні з вакуумними вимикачами. Це дозволяє реалізувати протоколи дистанційної передачі даних і інтегрувати кожен апарат у єдину систему диспетчерського керування, що відповідає концепції інтелектуальних мереж (*"Smart Grid"*) [14]:

– дистанційне керування: диспетчер може змінювати вставки захисту або здійснювати перемикання без виїзду *ОВБ*;

– реєстрація аварійних подій: осцилограми струмів та напруг передаються в «хмарне» сховище для подальшого аналізу причин аварії;

– економічний ефект: впровадження системи автоматичного секціонування дозволяє знизити індекс тривалість відключень (*SAIDI*) на $40-60\ \%$. Це критично для тваринницьких комплексів або підприємств із безперервним циклом виробництва, де перерва у живленні понад 30 хвилин веде до значних фінансових збитків.

3.2 Висновки до третього розділу

У третьому розділі проведено комплексний аналіз та розроблено технічні заходи щодо підвищення надійності електропостачання сільськогосподарських споживачів. За результатами проведених досліджень можна зробити такі висновки:

– обґрунтовано необхідність модернізації мереж. Аналіз розрахункових показників надійності підтвердив, що існуючі мережі мають високий рівень фізичного та морального зносу. Основними шляхами зниження недопостачання електроенергії визначено заміну неізольованих проводів на самонесучі ізольовані проводи (*СІП*), особливо на лісових ділянках трас, де фіксується найбільша кількість пошкоджень;

– запропоновано перехід на сучасну комутаційну апаратуру. Для зниження експлуатаційних витрат та підвищення швидкодії захисту обґрунтовано доцільність заміни застарілих масляних вимикачів на сучасні вакуумні вимикачі. Це дозволить не лише підвищити ресурс обладнання, але й забезпечити надійну роботу пристроїв автоматики;

– визначено ефективність автоматизації та секціонування. Доведено, що впровадження систем автоматичного секціонування (зокрема реклоузерів) дозволяє реалізувати принцип децентралізації мережі. Це забезпечує локалізацію пошкодженої ділянки без відключення всієї лінії, що є критично важливим для споживачів першої та другої категорій.

– обґрунтовано перехід на мікропроцесорну базу *РЗА*. Встановлено, що використання мікропроцесорних терміналів у поєднанні з вакуумними вимикачами забезпечує високу селективність, стабільність характеристик та можливість самодіагностики. Це створює підґрунтя для побудови інтелектуальних мереж (*"Smart Grid"*) з функціями дистанційного керування та реєстрації аварійних подій.

– оцінено техніко-економічну доцільність резервування. Для найбільш

відповідальних сільськогосподарських об’єктів (тваринницькі комплекси, підприємства безперервного циклу) запропоновано комбінований підхід, що поєднує мережеве резервування (через пристрої *АВР*) та встановлення автономних джерел живлення. Це дозволить мінімізувати збитки від перерв електропостачання, які перевищують критичний час технологічного процесу.

4 БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ, ОСНОВИ ОХОРОНИ ПРАЦІ

4.1 Вимоги до безпечного використання обладнання підстанції 35/10 кВ.

У процесі експлуатації знижувальних підстанцій необхідно гарантувати ефективну та постійну роботу обладнання, їхню захищеність та дотриманням екологічних стандартів [16].

1. Організаційні заходи гарантування безпеки робіт.

Безпека на підстанції базується на суворій ієрархії відповідальності. Виконання будь-яких робіт розпочинається з документального підтвердження – наряду-допуску та розпорядження: письмове завдання, що визначає місце, час, склад бригади та необхідні заходи безпеки. Для робіт під напругою або поблизу струмопровідних частин наряд є обов'язковим [16]. Склад бригади: мінімальна кількість – 2 особи. Керівник робіт повинні мати групу з електробезпеки не нижче *IV* (для установок понад 1000 *В*).

Підготовка робочого місця здійснюється за алгоритмом «5 правил» [16]:

– вимкнення: проведення необхідних відключень комутаційними апаратами (вимикачі, роз'єднувачі);

– запобігання помилковому ввімкненню: механічне блокування приводів, зняття запобіжників, вивішування заборонних плакатів «Не вмикати! Працюють люди».

– перевірка відсутності напруги: виконується покажчиком напруги відповідного класу ($35\,кВ$ або $10\,кВ$), який попередньо перевірено на справність;

– встановлення заземлення: ввімкнення заземлювальних ножів або встановлення переносних заземлень (*ПЗ*). Важливо: спочатку *ПЗ* приєднують до заземлювального пристрою, а потім – до струмопровідних частин;

– огородження та маркування: Встановлення тимчасових огороджень та плакатів «Стій! Напруга», «Працювати тут».

2. Технічні заходи безпеки при різних режимах роботи.

Режим роботи підстанції безпосередньо впливає на рівень ризику для персоналу [16].

А) При нормальному режимі експлуатації основна увага приділяється:

– обходи та огляди: проводяться одноосібно (група *III*) або вдвох. Забороняється відкривати двері комірок $10\ кВ$ або заходити за огорожі $ВРП\ 35/10\ кВ$. Щодо правил пересування: заборона наближення до струмопровідних частин під напругою на відстань менше ніж *0,6 м* для *35 кВ* та *0,7 м* для *10 кВ*;

– контроль масла: слідкувати за рівнем та температурою масла в трансформаторах. Витік масла – це не лише екологічна загроза, а й ризик пожежі.

– контроль стану ізоляції та заземлення: перевірка цілісності контурів заземлення обладнання.

Б) При режимі оперативних перемикань, який є найбільш небезпечним етапом роботи:

– усі складні перемикання виконуються за заздалегідь складеним бланком;

– дотримання послідовності робіт: вимкнення навантаження завжди проводиться вимикачем, і лише після цього — роз’єднувачем. Ввімкнення – за зворотнім порядком.

– використання засобів індивідуального захисту (*ЗІЗ*): Операції з ручними приводами розєдн’увачів *35 кВ* проводяться виключно в діелектричних рукавичках та на ізолювальній основі;

– блокування: перевірка працездатності електромагнітних та механічних блокувань, що запобігають помилковим діям з роз'єднувачами під навантаженням.

В) При аварійному режимі та проведенні ремонтних робіт, необхідно забезпечити:

– захист від напруги кроку та дотику: використання спецвзуття та засобів захисту при виявленні замикання на землю. При замиканні на землю (особливо в мережі *35 кВ* з ізольованою нейтраллю) виникає небезпечна зона радіусом *8-10* метрів. Пересуватися в цій зоні можна лише «гусячим кроком» (не відриваючи ступні від землі);

– переносне заземлення: Послідовність встановлення (спочатку до «землі», потім до фаз) та зняття.

Психологічний фактор: оперативний персонал повинен діяти згідно з інструкцією, уникаючи поспіху, який часто призводить до помилкового допуску на ділянку під напругою.

3. Захист від шкідливих фізичних факторів.

Робота на *ПС 35/10 кВ* пов’язана з постійним впливом факторів, що можуть спричинити професійні захворювання [16].

– електромагнітні поля: обмеження часу перебування в зонах з підвищеною напруженістю поля. Напруженість електричного поля на *ВРП 35 кВ* може перевищувати граничні норми. При перебуванні в зоні понад *5 кВ/м*, час роботи обмежується або використовуються екранувальні комплекти;

– шум та вібрація: особливо актуально поблизу силових трансформаторів *35/10 кВ*. Використання засобів захисту органів слуху. Силові трансформатори *35/10 кВ* генерують низькочастотний гул. Робочі місця (пульт управління) повинні бути звукоізольовані. При огляді працюючого обладнання обов’язкове використання протишумних навушників;

– освітлення: забезпечення нормативного освітлення відкритих розподільчих пристроїв та закритих приміщень для запобігання травматизму. Оскільки частина обладнання (*ВРП 35 кВ*) знаходиться просто неба, персонал піддається впливу низьких/високих температур та опадів, що вимагає використання спецодягу за сезоном та облаштування місць для обігріву.

4. Пожежна безпека на підстанції.

Трансформаторні підстанції є об’єктами підвищеної пожежної небезпеки через наявність сотень літрів горючого трансформаторного масла та електричної дуги [16]. Тому необхідно:

– маслогосподарство: під кожним трансформатором повинен бути маслоприймач (гравійна засипка). Гравій необхідно періодично промивати, щоб він не закоксовувався пилом і міг ефективно гасити полум’я масла;

– первинні засоби пожежогасіння: розміщення пересувних та переносних вогнегасників (вуглекислотні – *ОУ* або порошкові – *ОП*). Заборона використання води для гасіння обладнання під напругою. Ящики з піском та азбестові полотна біля входів у *ЗРУ 10 кВ*;

– вимоги до приміщень: двері в камеру трансформатора та *ЗРУ* повинні відкриватися назовні та бути виготовлені з вогнетривких матеріалів (межа вогнестійкості не менше *0,6 год*).

5. Електробезпека та засоби індивідуального захисту (ЗІЗ).

ЗІЗ поділяються на основні та додаткові. Їх наявність та справність – персональна відповідальність кожного працівника.

Основні засоби (витримують напругу):

– для *35 кВ*: ізолювальні штанги всіх призначень, ізолювальні кліщі, покажчики напруги (мають витримувати робочу напругу тривалий час);

– для *10 кВ*: аналогічні пристрої, а також діелектричні рукавички (якщо робота ведеться інструментом з ізольованими ручками).

Додаткові засоби (доповнюють основні):

– діелектричне взуття: Боти (для напруги *35 кВ*); калоші (для напруги *10 кВ*);

– килимки та підставки: забезпечують ізоляцію від підлоги чи землі;

– захисні окуляри та щитки: є обов’язковими при операціях з роз’єднувачами та заміні запобіжників для захисту очей від ультрафіолетового випромінювання дуги.

Перевірка засобів захисту: перед кожним використанням працівник зобов'язаний перевірити штамп про дату наступного випробування. Використання *ЗІЗ* з протермінованою датою суворо заборонено.

Застосування засобів індивідуального захисту на *ПС 35/10 кВ* представлено в таблиці 4.1 [16].

Таблиця – 4.1 Засоби індивідуального захисту на *ПС 35/10 кВ*

Категорія *ЗІЗ*	Назва засобу	Призначення	Періодичність випробувань
Основні (до *1 кВ* та вище)	Ізолювальні штанги (оперативні, універсальні)	Операції з роз'єднувачами, встановлення заземлення, заміна запобіжників	1 раз на 24 місяці
	Покажчики напруги (*35 кВ* та *10 кВ*)	Перевірка відсутності напруги в струмопровідних частинах перед початком робіт	1 раз на 12 місяців
	Ізолювальні кліщі	Заміна запобіжників у комірках *ЗРУ 10 кВ*	1 раз на 24 місяці
	Електровимірювальні кліщі	Вимірювання струму в колах *10 кВ* без розриву ланцюга	1 раз на 24 місяці
Додаткові (електробезпека)	Діелектричні рукавиці	Основний засіб до *1 кВ* та додатковий понад 1 *кВ*	1 раз на 6 місяців
	Діелектричні боти (для *ПС* > 1 *кВ*)	Захист від напруги кроку та додаткова ізоляція при роботі з приводами роз'єднувачів *35 кВ*	1 раз на 36 місяців
	Діелектричні килимки	Додаткова ізоляція підлоги перед щитами керування та в комірках *ЗРУ*	Огляд 1 раз на 6 місяців
	Ізолювальні підставки	Використовуються на ВРП 35 кВ у сиру погоду або при недостатній ізоляції грунту	Огляд 1 раз на 12 місяців
Захист від дуги та механізмів	Захисні каски	Захист голови від ударів, падіння предметів та випадкового дотику до шин	Огляд перед зміною
	Захисні окуляри/щитки	Захист очей від ультрафіолету та бризок металу при виникненні електричної дуги	Огляд перед зміною
	Спецодяг (термостійкий0	Захист тіла від термічного впливу дуги (копмлекти «Енерго»)	Огляд перед зміною
Колективні / допоміжні	Переносні заземлення	Захист від помилкової подачі напруги на робоче місце	Огляд 1 раз на 24 місяців
	Плакати та знаки безпеки	Заборона ввімкнення, попередження про небезпеку, вказівка місця роботи	Не нормується

4.2 Заходи з безпеки життєдіяльності на підстанції

Для повної оцінки з безпеки життєдіяльності (*БЖД*) на підстанції *35/10 кВ,* необхідно розглянути комплексний захист людини як біологічного та соціального суб'єкта [16].

1. Аналіз небезпечних та шкідливих факторів на ПС.

Першим кроком у забезпеченні *БЖД* є ідентифікація ризиків. На підстанції *35/10 кВ* вони поділяються на:

– фізичні: електричний струм, напруга кроку, електрична дуга, рухомі частини механізмів (приводи вимикачів), шум трансформаторів, електромагнітні поля;

– хімічні: пари трансформаторного масла, продукти горіння при пожежі, гази при спрацюванні елегазових вимикачів (*SF6*).

– психофізіологічні: напруженість праці, необхідність швидкого прийняття рішень в аварійних ситуаціях, робота в нічні зміни.

2. Електробезпека: Технічні та експлуатаційні заходи.

Це фундамент безпеки на енергооб'єкті [16]:

– система заземлення: опис контуру заземлення підстанції, де опір заземлювального пристрою для *ПС 35/10 кВ* не повинен перевищувати *4 Ом* (або згідно з розрахунком для мереж з великими струмами замикання);

– захисні огородження: використання сітчастих або суцільних огороджень висотою не нижче *1,7 м*, що унеможливлює випадковий дотик до частин під напругою;

– низька напруга: використання для ремонтного освітлення та переносних світильників напруги не вище *12–36 В*.

3. Захист від електромагнітного випромінювання (ЕМВ)

Підстанції *35 кВ* створюють потужні електричні та магнітні поля промислової частоти (*50 Гц*) [16].

Заходи захисту:

– екранування робочих місць металевими сітками або козирками;

– раціональне розміщення обладнання (збільшення відстані від зон постійного перебування персоналу);

– застосування індивідуальних екранувальних комплектів (спецодяг з металізованою ниткою).

4. Гігієна праці та ергономіка

Для підтримки працездатності персоналу та запобігання помилкам (людський фактор) необхідні заходи [16]:

– освітлення: комбіноване освітлення (природне + штучне). На щитах управління освітленість має бути не менше *300-500 лк* для чіткого зчитування показників приладів;

– мікроклімат: у приміщеннях *ЗРУ 10 кВ* та пунктах управління повинна підтримуватися температура в межах *18–24 °С*. Важливою є вентиляція для запобігання накопиченню газів та перегріву обладнання.

– питний режим та зони відпочинку: облаштування кімнат для приймання їжі та короткочасного відпочинку, що критично при ліквідації тривалих аварій.

5. Надання першої допомоги при ураженні струмом.

БЖД обов’язково включає алгоритм порятунку життя[16] :

а) звільнення потерпілого від дії струму: вимкнення рубильника, відкидання дроту сухою дерев’яною палицею або перерубування дроту інструментом з ізольованими ручками;

б) оцінка стану: перевірка дихання та пульсу на сонній артерії;

в) реанімаційні заходи: проведення непрямого масажу серця та штучної вентиляції легень до приїзду швидкої допомоги;

г) перша допомога при опіках: накладання стерильної пов’язки на місця «міток струму» або термічних опіків від дуги.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

1. У роботі проведено комплексний аналіз структури відмов у системах електропостачання агропромислових об’єктів, що дозволило класифікувати їх за характером пошкоджень та динамікою розвитку.

2. Визначено високу чутливість споживачів І категорії до перерв у електропостачанні та обґрунтовано необхідність переходу від усереднених показників надійності до індивідуальних розрахунків для конкретних вузлів.

3. Доведено, що підстанції 35/10 кВ є критичною ланкою сільських мереж, де аварії мають груповий характер і супроводжуються тривалим часом відновлення через територіальну віддаленість.

4. Шляхом моделювання параметрів потоку відмов для п’яти ключових підстанцій виявлено суттєву неоднорідність показників надійності, що підтверджено розрахунками довірчих інтервалів.

5. Встановлено, що найбільш вразливими елементами системи є повітряні лінії *35 кВ* та силові трансформатори, на частку яких припадає до *86 %* загального часу відновлення електропостачання.

6. Обґрунтовано, що головною причиною незадовільного стану мереж є фізичне старіння обладнання та низька стійкість неізольованих ліній до зовнішніх природних факторів.

7. Запропоновані технічні заходи, що включають впровадження вакуумних вимикачів, самонесучих ізольованих проводів (СІП) та мікропроцесорних систем релейного захисту.

8. Доведено високу ефективність автоматизації мереж через використання реклоузерів та пристроїв *АВР*, що дозволяє мінімізувати економічні збитки від недопостачання енергії агропідприємствам.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Журахівський А.В. Надійність електроенергетичних систем і електричних мереж: підручник / А. В. Журахівський, С. В. Казанський, Ю. П. Матеєнко, О. Р. Пастух. – Київ.: КПІ ім. Ігоря Сікорського, Видавництво «Політехніка», 2017. – 456 с.1. Попов В. А., Ткаченко В. В., Ярмолюк О. С. Ефективне керування режимами системи забезпечення споживачів електричною енергією [Електронний ресурс]: Навч. посіб. для студ. – Київ: КПІ ім. І. Сікорського, – 2021. – 163 с. Режим доступу: https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/45661/1/ Efektyvne_keruvannia_NP.pdf.

2. Бидзюра І. П., Смирнов І. В. Надійність технічних систем: навч. посіб. Київ : Кондор, 2019. – 320 с.

3. Надійність техніки. Терміни та визначення: ДСТУ 2860-94. [Чинний від 1995-01-01]. Київ: Держстандарт України, 1995. 91 с.

4. Кіндрачук М. В., Лабунець С. В., Пашечко М. І. Трибологія : підручник. Київ : НАУ-друк, 2009. – 392 с.

5. Павлов О. В. Надійність складних технічних систем: монографія. Харків: НТУ «ХПІ», 2017. – 245 с.

6. Василенко О. М. Теорія надійності: навч. посіб. Житомир: ЖДТУ, 2020. – 180 с.

7. БУНЯК, О., СТАСІВ, А., ОРОБЧУК, Б., & СУДОМИР, В. (2025). РОЗРОБКА ПРОГРАМНОГО МОДУЛЯ ДЛЯ РОЗРАХУНКУ ПОРІВНЯЛЬНИХ ХАРАКТЕРИСТИК ТРАНСФОРМАТОРІВ З ВРАХУВАННЯМ УМОВИ ЕКОНОМІЧНОСТІ. Herald of Khmelnytskyi National University. Technical Sciences, 357(5.2), 115-122. https://doi.org/10.31891/2307-5732-2025-357-73.

8. Барна Ю. М. Надійність електричних мереж та систем : навч. посіб. / Ю. М. Барна, С. П. Черевко. – Львів : Новий Світ-2000, 2019. – 214 с.

9. Звіт щодо показників надійності (безперервності) електропостачання (Звітність перед НКРЕКП, форма № 11) по Тернопільській області (АТ

«Тернопільобленерго», в форматі .xls) за І-4 квартали 2025 року.

10. Лисицин С. О. Надійність систем електропостачання: навч. посіб. / С. О. Лисицин, В. В. Каплун, В. В. Кузнецов. – К.: НУБіП України, 2015. – 160 с.

11. Правила улаштування електроустановок. – [Перевидання з допов. та змінами]. – К. : Форт, 2017. – 716 с.

12. Кодекс систем розподілу : Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 310 / Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг. – URL: https: //www.nerc.gov.ua (дата звернення: 20.03.2026).

13. Настанови з проектування електричних мереж напругою 0,38–20 кВ із застосуванням самонесучих ізольованих та захищених проводів: ГКД 341.004.001-94. – Київ : Міненерго України, 2014. – 124 с.

14. Буцький Ю. Й. Автоматизація та інтелектуалізація розподільних електричних мереж 6–35 кВ / Ю. Й. Буцький, О. В. Павличенко. — Харків: ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2020. – 186 с.

15. Експлуатація систем електропостачання та електрообладнання: підручник / [В. М. Синєглазов, М. В. Пристай, О. М. Терещук та ін.]. – Київ: НАУ, 2019. – 312 с.

16. Навчально-методичний посібник до практичних заняття з дисципліни «Безпека життєдіяльності, основи охорони праці» для студентів освітнього ступеня „бакалавр" усіх спеціальностей та форм навчання / Укладачі : О. Я. Гурик, І. Б. Окіпний, В. С. Сенчишин, С. Ю. Мариненко, О. І. Король. Тернопіль : ТНТУ імені Івана Пулюя, 2025. 123 с. http://elartu.tntu.edu.ua/handle/lib/48496.

17. Коваль В.П., Тарасенко М.Г., Буняк О.А., Мовчан Л.Т. Методичні вказівки до виконання кваліфікаційної роботи бакалавра для здобувачів першого рівня вищої освіти за ОПП Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка/ В.П. Коваль, М.Г. Тарасенко, О.А. Буняк, Л.Т. Мовчан – Тернопіль: ТНТУ, 2024. – 50 с. http://elartu.tntu.edu.ua/handle/lib/45300.