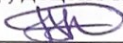


Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

Бакалаврська кваліфікаційна робота на тему:

Дослідження характеристик експлуатації повітряних ліній
електропередачі в районній електричній мережі

Виконав: студент 4 курсу, групи 1ЕСМ-216
спеціальності 141 – «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
за ОП «Електричні системи і мережі»,
Радіонов С. В. 

Керівник: к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС
Нетребський В.В. 

« 5 » серпня 2025 р.

Рецензент: к.т.н., доц., доц. каф. ЕЕМСК
(наук.ступінь, вч.звання, назва кафедри)

Накака О.М. 
« 09 » 06 2025 р.

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


« 06 » 06 2025 р.

Вінниця ВНТУ 2025 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 програма – Електричні системи і мережі

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

«20» 03 2025 р.

З А В Д А Н Н Я **НА БАКАЛАВРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

Радіонову Святославу Володимировичу.
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. «Дослідження характеристик експлуатації повітряних ліній електропередачі в районній електричній мережі»

Керівник роботи к.т.н., доцент каф. ЕСС Нетребський В. В.
затверджена наказом вищого навчального закладу від 20.03.2025 року № 97

2. Термін подання студентом роботи 4 червня 2025 року

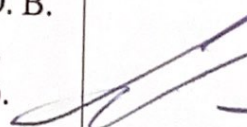
3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи: 1. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с. 2. «ПТЕ Технічна експлуатація електричних станцій та мереж.» 3. Електричні системи і мережі. Частина І: навчальний посібник / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський. Вінниця : ВНТУ, 2020. 203 с. 4. Кулик В. В. Типові рішення при проектуванні електричних мереж напругою 110-330 кВ: навчальний посібник / В. В. Кулик, В. В. Тептя, О. Б. Бурикін, О. В. Сікорська. Вінниця: ВНТУ, 2018. 110 с.

Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: категорія по надійності нових споживачів - І, ІІ, ІІІ; задані потужності 1-17,6 МВт, 2-6,6 МВт, 3-13,2 МВт, 4-6,6 МВт, 5-6,6 МВт.

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Розрахунок та оптимізація електричної мережі. 2. Особливості обслуговування ПЛЕП. 3. Охорона праці. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень)
1. Варіанти ЕМ. 2. Електрична схема ЕМ. 3. Пошкодження ПЛЕП.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Нетребський В. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС	 20.03.25	 04.06.25
Охорона праці	Кобилянський О. В. д.п.н., проф., завідувач каф. БЖДПБ		

7. Дата видачі завдання 20 березня 2025 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва та зміст етапів	Термін виконання етапів роботи		Прізвище
		початок	кінець	
1	Формування та затвердження задач БКР	21.03.2025	24.03.2025	
2	Вступ. Огляд літературних джерел	25.03.2025	30.03.2025	
3	Розрахунок та оптимізація електричної мережі (розділ 1 БКР)	31.03.2025	07.04.2025	
4	Обслуговування та забезпечення функціонування ПЛЕП (розділ 2 БКР)	08.04.2025	19.04.2025	
5	Виконання розділу охорона праці (розділ 3 БКР)	20.04.2025	30.04.2025	
6	Формування висновків по роботі	01.05.2025	03.05.2025	
7	Оформлення пояснювальної записки	04.05.2025	19.05.2025	
8	Виконання графічної частини та оформлення презентації	20.05.2025	27.05.2025	
9	Перевірка БКР на плагіат. Попередній захист БКР.	28.05.2025	3.06.2025	
10	Рецензування БКР	04.06.2025	09.06.2025	
11	Захист БКР	10.06.2025	12.06.2025	

Студент


(підпис)

С. В. Радіонов

Керівник роботи


(підпис)

В. В. Нетребський

УДК 621.311

АНОТАЦІЯ

Радіонов С. В. «Дослідження характеристик експлуатації повітряних ліній електропередачі в районній електричній мережі». Бакалаврська робота. – Вінниця: ВНТУ, 2025. – 74 с. Рис. 9, табл.17, бібліогр. 23.

У бакалаврській кваліфікаційній роботі проведено розрахунок та оптимізацію районної електричної мережі. Досліджено вибір схем електропостачання району та їх номінальної напруги, вибір марки проводів ліній електропередач, визначення втрат напруги, технічних показників та основного обладнання на підстанціях. Для обрання оптимального варіанта мережі визначено техніко-економічні показники. Також здійснено розрахунок усталеного режиму електричної мережі у програмному комплексі Втрати "RVM - Hign".

Детально проаналізовано особливості експлуатації повітряних ліній електропередачі, зокрема вплив корозії на металеві частини опор, методи боротьби із ожеледдю.

Розроблено заходи з охорони праці в процесі обслуговування повітряних ліній електропередачі.

Розрахунки проводились за допомогою програмного забезпечення MathCAD, Microsoft Exel.

Ключові слова: електрична мережа, повітряні лінії, експлуатація.

ABSTRACT

Radionov Sviatoslav " Study of the characteristics of operation of overhead power lines in the district power grid." Bachelor's thesis. - Vinnytsia: VNTU, 2025. - 74 p. Fig. 9, table 17, bibl. 23.

In his bachelor's thesis, he calculated and optimised the district power grid. The choice of power supply schemes for the district and their rated voltage, the choice of the brand of power line wires, the determination of voltage losses, technical indicators and basic equipment at substations were investigated. Technical and economic indicators are determined to select the optimal network option. The steady-state mode of the power grid was also calculated using the RVM-Hign software package.

The article analyses in detail the peculiarities of operation of overhead power lines, in particular, the impact of corrosion on the metal parts of the poles and methods of ice control.

Occupational health and safety measures have been developed for the maintenance of overhead power lines.

Calculations were performed using MathCAD and Microsoft Exel software.

Keywords: power grid, overhead lines, operation.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	6
1 РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	8
1.1 Проектування відповідних схем електропостачання району та обґрунтування номінальних напруг	8
1.2 Вибір оптимальної марки проводів для повітряних ліній електропередачі	16
1.3 Визначення величин втрат напруги	22
1.4 Оцінка технічних параметрів	25
1.5 Вибір основного обладнання підстанцій	26
1.6 Визначення ключових техніко-економічних параметрів для обґрунтування вибору оптимальної конфігурації мережі.....	28
1.7 Розрахунок і аналіз усталеного режиму електричної мережі.....	33
2 ОБСЛУГОВУВАННЯ ТА ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ФУНКЦІОНУВАННЯ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ	38
2.1 Експлуатація повітряних ліній електропередачі.....	38
2.2 Вплив корозії на механічні параметри ПЛЕП.....	48
2.3 Аналіз сучасних пристроїв плавки ожеледі на ПЛЕП	52
3 ОХОРОНА ПРАЦІ	59
3.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкту	59
3.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії	64
3.3 Пожежна безпека.....	67
ВИСНОВКИ.....	70
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ.....	72
ДОДАТОК А.....	76
ДОДАТОК Б.....	77
ДОДАТОК В	80

ВСТУП

Наразі функціонування повітряних ліній електропередачі (ПЛ) в Україні перебуває під впливом низки факторів, що вимагають посиленої уваги та впровадження нових рішень. Окрім природного старіння інфраструктури, значна частина якої збудована багато десятиліть тому і потребує оновлення, головною проблемою сьогодення є широкомасштабна військова агресія. Вона спричиняє систематичні пошкодження енергетичної системи, руйнуючи основні компоненти ПЛ та об'єкти електропостачання. У подібних обставинах ключовими завданнями стають швидкість виконання аварійно-відновлювальних робіт, підвищення опірності до зовнішніх впливів та загальна надійність мереж. Для забезпечення стабільного функціонування енергосистеми енергетична галузь України мусить розробляти та впроваджувати ефективні стратегії, що враховують як наявні технологічні обмеження, так і надзвичайні умови війни.

Повітряна лінія електропередачі (ПЛЕП) є інженерною спорудою, що слугує для транспортування або дистрибуції електричної енергії. Її конструкція передбачає прокладання провідників просто неба, які фіксуються на спеціальних опорах або інших об'єктах (як-от мости чи шляхопроводи) за допомогою траверс, ізоляційних елементів та відповідної арматури [1]. Однак, наразі ці мережі зазнають значних руйнувань. Будучи ключовими компонентами критичної інфраструктури, повітряні лінії електропередачі постійно піддаються ворожим ракетним та дронним ударам. Це спричиняє численні перерви в роботі проводів, знищення опор, пошкодження ізоляційних пристроїв та іншого устаткування.

Процеси проектування, зведення та конфігурування повітряних ліній регулюються відповідно до Правил улаштування електроустановок (ПУЕ) і Будівельних норм та правил (БНіП). Український уряд, задля прискорення відбудовчих заходів, тимчасово послабив деякі вимоги до будівництва та ремонту ліній електропередачі та підстанцій під час дії воєнного стану.

Повітряна лінія електропередачі є доволі складною інженерною конструкцією, як з точки зору механічних аспектів, так і електротехнічних особливостей. Усі її структурні компоненти функціонують у досить жорстких умовах експлуатації, які

характеризуються широким діапазоном змін. Ці електропередавальні лінії мають ефективно протистояти різноманітним зовнішнім факторам, серед яких найважливішими є: руйнівні наслідки бойових дій; механічні навантаження, зумовлені масою всіх компонентів повітряних ліній; вага ожеледі, що утворюється на проводах, тросах та ізоляторах; тиск вітру на зазначені елементи, а також натяг від проводів і тросів; добові, сезонні та річні коливання температури навколишнього середовища; атмосферна корозія.

Під час воєнних дій, ремонтні команди функціонують у вкрай складних та небезпечних обставинах, нерідко під ворожими обстрілами, прагнучи оперативно відновити електропостачання. Така робота вимагає масштабної мобілізації кадрів, обладнання та ресурсів.

Отже, функціонування повітряних ліній електропередачі в Україні на теперішній час характеризується поєднанням проблем, зумовлених старінням інфраструктури та потребою її оновлення, із безпрецедентними труднощами, спричиненими повномасштабною військовою агресією. Це вимагає максимального залучення всіх ресурсів, пристосування до змінених умов та безперервного пошуку дієвих шляхів для забезпечення стабільної роботи енергетичної системи.

Мета роботи: ця робота присвячена дослідженню та оцінці характеристик експлуатації повітряних ліній електропередачі в районній електричній мережі.

Для реалізації визначеної мети в даній роботі були поставлені та розв'язані наступні ключові **задачі**:

- 1) проектування та аналіз структури, а також параметрів районної електромережі;
- 2) досліджувалось та оцінено характеристики експлуатації повітряних ліній електропередачі в районній електричній мережі.

Об'єктом дослідження є повітряних ліній електропередачі .

Предметом дослідження є характеристики експлуатації повітряних ліній електропередачі в районній електричній мережі.

1 РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

1.1 Проєктування відповідних схем електропостачання району та обґрунтування номінальних напруг

Вибір оптимальної економічно обґрунтованої схеми та їх номінальної напруги у мережі є фундаментальним етапом проєктування, що вимагає ретельного аналізу. Зміна конфігурації мережі часто зумовлює необхідність перегляду її номінальної напруги. Оскільки схема та номінальна напруга взаємозалежні, їх вибір має бути інтегрованим. Сучасне проєктування електромереж засновано на варіантному підході, де рішення приймаються з врахуванням техніко-економічних показників, що оцінюються за методом приведених витрат, який забезпечує їхню обґрунтованість [7].

Згідно з Правилами улаштування електроустановок (ПУЕ), споживачі електроенергії класифікуються на три категорії за рівнем вимог до надійності їхнього електропостачання. Зокрема, для електроприймачів першої категорії передбачено живлення щонайменше від двох незалежних джерел, що обов'язково включає наявність резервного живлення. Для споживачів другої категорії допускається короткочасна перерва в електричному забезпеченні, що не повинна призводити до масштабної недовіддачі продукції; для них також має бути забезпечене надійне резервне живлення, яке вмикається на час відсутності основного. А до споживачів третьої категорії належать усі інші електричні приймачі, для них дозволена перерва в електрозабезпеченні у період, який необхідний для ремонту або ж заміни пошкодженого елемента мережі, проте цей час не повинен перевищувати доби.

Відповідно до чинних стандартів, найбільш ефективне резервування в електричних мережах досягається завдяки їх замкненій роботі.

Організація резервного електропостачання також може здійснюватися за допомогою використання дволінійних ЛЕП. Враховуючи необхідну потужність, категорійність споживачів та їхнє територіальне розташування відносно одне одного та живильної станції, у межах проєкту було запропоновано п'ять альтернативних варіантів схем електромережі. (дивись рис. 1.1).

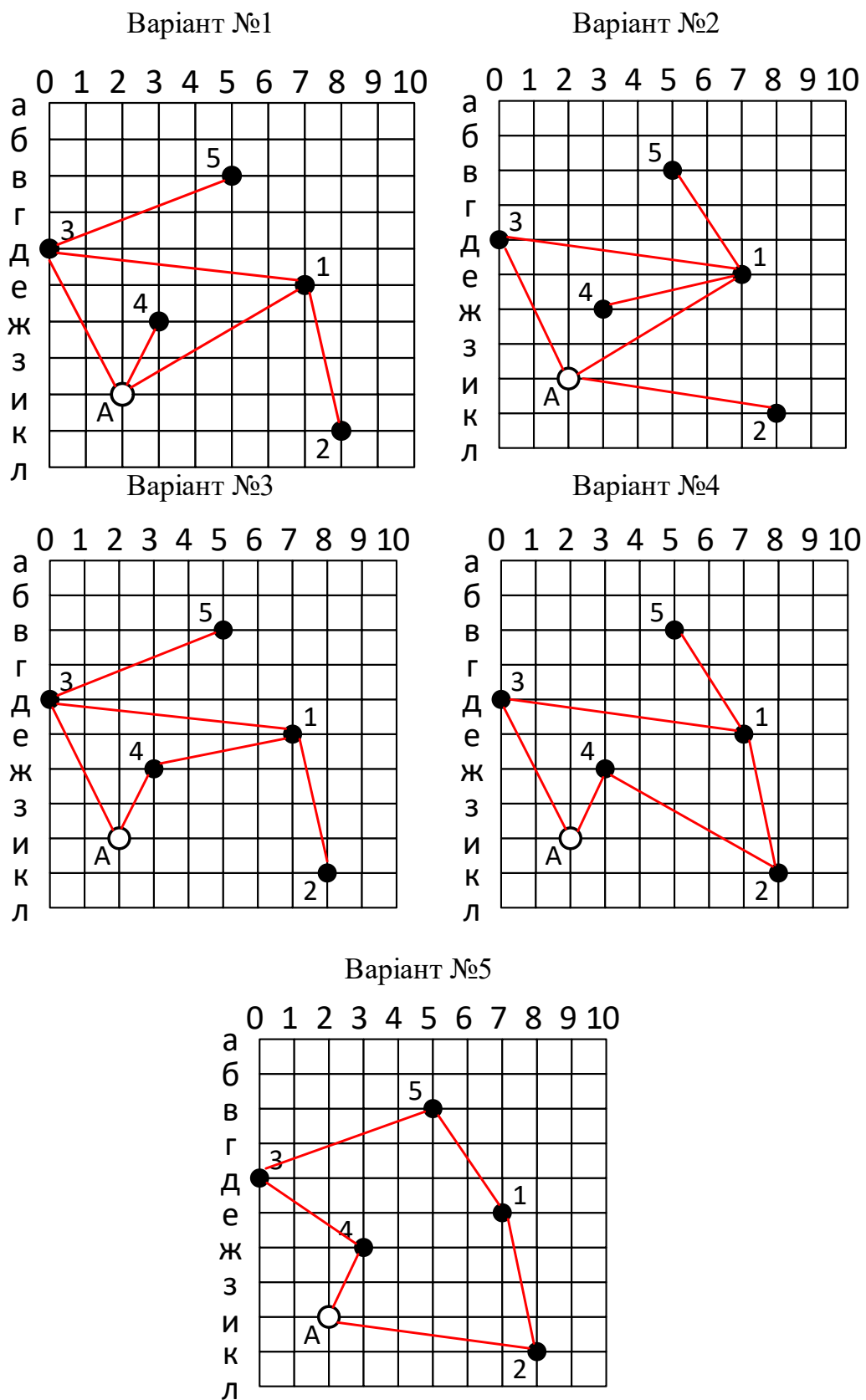


Рисунок 1.1 – п'ять альтернативних конфігурацій мережі

Використовуючи встановлені залежності та вихідні дані щодо активних потужностей навантажень нових споживачів P_i і коефіцієнтів $\cos(\phi_i)$, проведено обчислення реактивної Q_i і повної S_i потужностей у відповідних проектованих вузлах споживання. [5]

$$S_i = \frac{P_i}{\cos \phi_i}, \quad (1.1)$$

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2}. \quad (1.2)$$

Як приклад розглянемо вузол 1:

$$S_2 := \frac{P_2}{\cos \phi_2} = 7.586 \text{ МВА}$$

$$Q_2 := \sqrt{S_2^2 - P_2^2} = 3.74 \text{ МВАр}$$

Аналогічні розрахунки Q та S застосовані для всіх інших вузлів, а результати заносяться у таблицю 1.1.

Таблиця 1.1 — Результати потужностей навантажень нових споживачів

Номер вузла	P, (МВт)	Q, (МВАр)	S, (МВА)	cos φ
1	17.6	8.524	19.556	0.9
2	6.6	3.74	7.586	0.87
3	13.2	6.014	14.505	0.91
4	6.6	3.381	7.416	0.89
5	6.6	3.74	7.586	0.87

Для обчислення довжини будь-якої ділянки мережі, приймаючи до уваги непрямолінійність її траси, використовується формула:

$$l = 1,1 \cdot m_L \cdot L_{mp}; \quad (1.3)$$

де m_L – заданий масштаб, км/см, L_{mp} – виміряна довжина на карті, см.

Так, для прикладу, розрахуємо довжину відрізка A1:

$$l_{A4} := 1 \text{ cm}$$

$$L_{A4} := 1 \cdot 1.1 \cdot 24 = 26.4 \text{ km}$$

Довжини решти відрізків мережі визначаються аналогічним чином.

Дані, одержані в ході розрахунків, представлені в таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 — Отримані довжини проєктованих ліній

Ділянка мережі	l, см	L, км
A4	1	79.2
A1	3	79.2
A'3	2	52.8
12	2	52.8
35	2.2	58.08
31	3	79.2

При розробці електро мережі необхідно одночасно визначати схему та номінальну напругу, що залежить від потужності навантаження та відстані до джерела живлення.

Застосування нижчої номінальної напруги може знизити початкові капітальні витрати, однак це призводить до збільшення експлуатаційних витрат внаслідок підвищених втрат потужностей та електричної енергії.

Збільшення номінальної напруги сприяє зниженню втрат потужності і енергії, а також зменшенню потреби у провідниковому матеріалі та покращує подальший розвиток мережі. Однак, це тягне за собою зростання витрат на зведення. Вибір оптимальної напруги здійснюється з врахуванням потужності і довжин ліній

електропередачі (ЛЕП). Для цього може бути використана формула Ілларіонова, яка демонструє свою ефективність для ліній будь-яких параметрів та передавальних потужностей [8].

$$U_{ij} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l_{ij}} + \frac{2500}{P_{ij}}}}; \quad (1.4)$$

де l_{ij} – протяжність відрізка мережі, км, P_{ij} – активна потужність відрізка електричної мережі.

Проектування мережі електричної передачі може передбачати використання різних варіантів або окремих ділянок із відмінними номінальними напругами. Для кільцевих ділянок електромережі прийнято обирати номінальну напругу, що є максимальною серед усіх ділянок цієї кільцевої конфігурації.

Первинний розподіл потоку в електричній мережі визначається без врахування втрат потужності, засновуючись іна заданих значеннях потужності навантажень (див. таблиця 1.1) та відстанях між вузлами мережі (див. таблиця 1.2).

Розрахунок радіально-магістральних мереж здійснюється в зворотному напрямку: від кінцевих точок до джерела живлення, базуючись на аналізі балансу потужностей кожного вузла. Проілюструємо цей підхід на прикладі ділянки 31, варіант 1.

Визначимо потужність, яка передається до 2-го вузла по лінії 14:

$$S_{31} := S_{A'3} - S_3 = 10.725 + 5.901i \text{ MVA}$$

Кільцева мережа повинна розглядатися як лінія з двостороннім живленням, а її розрахунок виконується за наступною методикою:

1. Поділ мережі здійснюється в балансуєчому вузлі А.
2. Потужності основних ділянок розраховуються за допомогою виразів, аналогічних (1.5) і (1.6).

$$S_{A1} = \frac{\sum \dot{S}_i \cdot l_{iA}}{l_{\Sigma}}; \quad (1.5)$$

$$S_{A2} = \frac{\sum \dot{S}_i \cdot l_{iA}}{l_{\Sigma}}; \quad (1.6)$$

де S_i – позначає повну потужність i -ого вузла на ділянці від A до A^1 , незалежно від напрямку; l_{iA} – відповідає довжині ділянок від i -го вузла до A^1 або A ; l_{Σ} - сумарна довжина сегментів кільцевої мережі. [7]

Приклад розрахунку схеми буде для варіанту 1, розриваємо контур $A-1-4-3-5-2-A$:

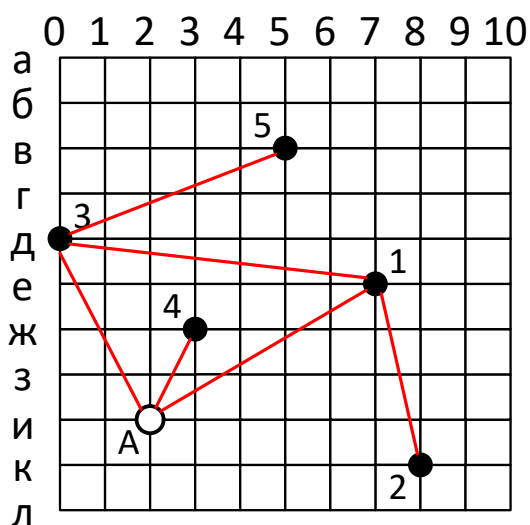


Рисунок 1.2 – варіант розвитку мережі номер 1

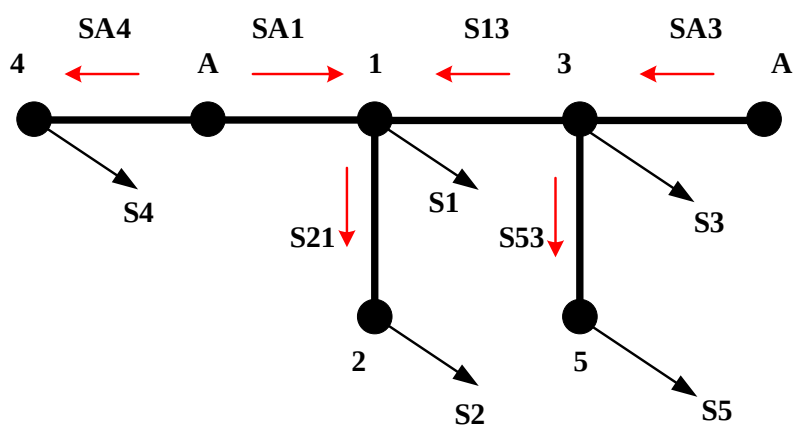


Рисунок 1.3 – Розподіл потужності в електричній мережі

$$S_{A1} := \frac{(S_1 + S_2) \cdot (L_{31} + L_{A'3}) + (S_3 + S_5) \cdot (L_{A'3})}{L_{A1} + L_{31} + L_{A'3}} = 20.075 + 10.104i \text{ MBA}$$

$$S_{A'3} := \frac{(S_3 + S_5) \cdot (L_{A1} + L_{31}) + (S_1 + S_2) \cdot (L_{A1})}{L_{A1} + L_{31} + L_{A'3}} = 23.925 + 11.915i \text{ MBA}$$

$$S_{12} := S_1 + S_2 = 24.2 + 12.264i \text{ MBA}$$

$$S_{35} := S_3 + S_5 = 19.8 + 9.754i \text{ MBA}$$

$$S_{31} := S_{A'3} - S_3 = 10.725 + 5.901i \text{ MBA}$$

$$S_{A4} := S_4 = 6.6 + 3.381i \text{ MBA}$$

Перевірка вірності обчислень згідно з виразами (1.5) і (1.6) здійснюється за наступною умовою:

$$S_{A1} + S_{A'3} = 44 + 22.019i \text{ MBA}$$

$$S_1 + S_2 + S_3 + S_5 = 44 + 22.019i \text{ MBA}$$

Дотримання умови свідчить про коректність виконаних обчислень.

Для розподілу потоку в інших варіантах використовуються різні методики. Після завершення всіх розрахунків отримані результати заносяться до таблиці 1.3.

Для ділянки 31, що належить до першого варіанта схеми, маємо такі дані:

$$U_{31} := \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{31}} + \frac{2500}{|P_{31}|}}} = 64.629 \text{ кВ}$$

Для цієї ділянки номінальна напруга приймається рівною 110 кВ. Потім, аналогічно обирається номінальна напруга для всіх ділянок мережі кожного варіанта, а отримані дані заносяться до таблиці 1.3.

Таблиця 1.3 – Прийняті номінальні напруги для всіх варіантів

№	Ділянка мережі за схемою	Довжина ділянки, км	Кількість кіл	P, МВт	Q, МВАр	S, МВА	U _{розр} , кВ	U _{ном} , кВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	A4	26.4	1	6.6	10.104	7.416	50.143	110
	A1	79.2	1	20.075	10.104	22.474	87.422	110
	A'3	52.8	1	23.925	11.915	26.728	93.674	110
	35	58.08	1	19.8	9.754	22.072	86.107	110
	12	52.8	1	24.2	12.264	27.13	94.166	110
	31	79.2	1	10.725	5.901	12.241	64.629	110
2	A2	71.28	1	6.6	12.019	7.586	50.912	110
	A1	68.64	1	24.005	12.019	26.846	94.733	110
	A3	52.8	1	22.724	11.027	25.258	91.483	110
	14	47.52	1	6.6	3.381	7.416	50.682	110
	51	39.6	1	6.6	3.74	7.586	50.545	110
	31	87.12	1	9.524	5.013	10.763	61.058	110
3	53	26.4	1	6.6	10.45	7.586	50.143	110
	A4	79.2	1	20.68	10.45	23.17	88.665	110
	A3	52.8	1	29.92	14.95	33.447	103.681	110
	14	52.8	1	14.08	7.069	15.755	73.122	110
	12	58.08	1	6.6	3.74	7.586	50.807	110
	31	79.2	1	16.72	8.936	18.958	80.107	110
	51	39.6	1	6.6	12.716	7.586	50.545	110
	A4	21.12	1	24.75	12.716	27.825	89.556	110
	A3	50.16	1	25.85	12.684	28.794	96.819	110

№	Ділянка мережі за схемою	Довжина ділянки, км	Кількість кіл	P, МВт	Q, МВАр	S, МВА	U _{розр} , кВ	U _{ном} , кВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	42	71.28	1	18.15	9.335	20.41	83.116	110
	12	47.52	1	11.55	5.594	12.833	66.376	110
	31	84.48	1	12.65	6.67	14.301	70.092	110
5	A4	21.12	1	29.15	14.429	32.526	95.591	110
	A2	71.28	1	21.45	10.971	24.093	89.961	110
	43	39.6	1	22.55	11.048	25.111	89.988	110
	35	66	1	9.35	5.034	10.619	60.307	110
	12	47.52	1	14.85	7.231	16.517	74.77	110
	51	39.6	1	2.75	14.429	3.039	32.938	110

1.2 Вибір оптимальної марки проводів для повітряних ліній електропередачі

Забезпечення ефективної експлуатації електричної мережі вимагає оптимізації перерізу проводів. Це передбачає пошук економічного балансу між зростанням капітальних витрат (збільшення перерізу) та зниженням експлуатаційних витрат через зменшення енергетичних втрат [7].

Нагрівостійкість відповідної ділянки є основним критерієм при виборі перерізу проводів для ліній з проміжними відводами. Проте, останнім часом дедалі частіше застосовується метод вибору перерізу провідників за економічними інтервалами потужностей.

Цей метод передбачає вибір перерізу проводів, виходячи з розрахункового струмового навантаження ($I_{розр}$) одного кола лінії, що розраховується за певною формулою.

$$I_{розр} = \alpha_I \cdot \alpha_T \cdot \frac{S_{ij}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot n_l} \quad (1.7)$$

Приклад для першого варіанту розвитку мережі:

$$I_{розрA1} := 1.1 \cdot \frac{|S_{A1}| \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110.1} = 117.96 \text{ A}$$

де a_i — коефіцієнт, що враховує річні зміни навантаження; a_T — коефіцієнт, який залежить від кількості годин використання максимального навантаження ($T_{нб}$); n_l — кількість ланцюгів лінії.

Відповідно до рекомендацій [3], для ліній з напругою 35-220 кВ значення коефіцієнта a_I може бути прийняте рівним 1. Значення коефіцієнта a_T для ліній цього ж класу напруги (35-220 кВ) становить 1.0 за умови, що $4000 \leq T_{нб} \leq 6000$ годин. У даній роботі приймається, що $T_{нб} = 6000$ годин.

Значення $I_{розр}$ зіставляється з граничними економічними навантаженнями ($I_{пр.ек}$) для визначення оптимального перерізу проводу (F_i). Прикладом є вибір проводу марки АС 120/19 для ділянки А1 схеми 1. Параметри $I_{пр.ек}$ у [3] залежать від номінальної напруги лінії, конструкції опор (тип і матеріал) та кліматичних умов (зокрема, III район за ожеледицею).

Переріз проводів для решти ліній у всіх варіантах визначається аналогічним чином.

Отримані дані щодо перерізів проводів ліній систематизовано в таблиці 1.4.

Розрахункові схеми післяаварійних режимів в електромережах, як правило, відрізняються від нормальних лише зміною параметрів окремих ділянок, що симулюють аварію або обрив зв'язку між вузлами (наприклад, при відключенні ключової ділянки кільцевої мережі).

У таких умовах перевіряється здатність обраного перерізу витримувати допустимий струм. Для імітації післяаварійного стану в замкнутих мережах, розмикається найбільш завантажена лінія.

Після цього, за методикою, подібною до описаної в пункті 1, проводиться перерахунок розподілу потужностей для знаходження максимального струму в післяаварійному режимі. Візьмемо для аналізу післяаварійний режим у першій схемі, коли виходить з ладу найбільш навантажена лінія АЗ [8].

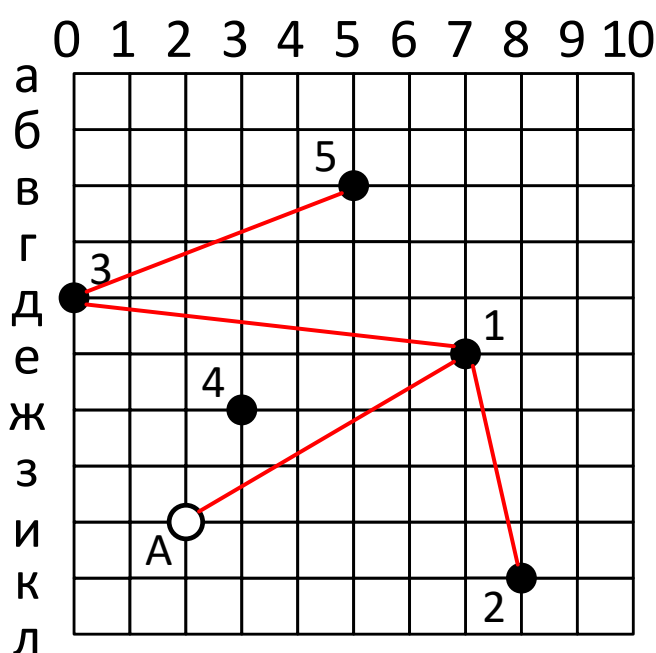


Рисунок 1.4 – схема для післяаварійного режиму для 1-го варіанту розвитку

У післяаварійному режимі для ліній другого варіанта потужність, що передається, є:

$$S_{35\text{ПА}} := S_5 = 6.6 + 3.74i \quad |S_{35\text{ПА}}| = 7.586 \text{ МВА}$$

$$S_{31\text{ПА}} := S_5 + S_3 = 19.8 + 9.754i \quad |S_{31\text{ПА}}| = 22.072 \text{ МВА}$$

$$S_{12\text{ПА}} := S_2 = 6.6 + 3.74i \quad |S_{12\text{ПА}}| = 7.586 \text{ МВА}$$

$$S_{1\text{АПА}} := S_{31\text{ПА}} + S_{12\text{ПА}} = 26.4 + 13.495i \quad |S_{1\text{АПА}}| = 29.649 \text{ МВА}$$

Відтак, для ділянки A1 маємо:

$$I_{\text{розр1АПА}} = 1 \cdot 1 \cdot \frac{|S_{1\text{АПА}}| \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (110 \cdot 1.1) \cdot 1} = 141.471 \text{ А}$$

390 А > 141,471 А , це означає, що вибраний переріз відповідає вимогам щодо допустимого максимального струму. У разі недотримання цієї умови, переріз проводу має бути збільшений.

Результати розрахунків для решти ділянок усіх варіантів схем представлені в таблиці 1.4.

Таблиця 1.4 – вибрані марки проводів для ліній електропередачі

№	Ділянка мережі за схемою	пл	$I_{розр}, A$	F, mm^2	$I_{доп}, A$	$I_{розрП.а}, A$	F, mm^2 після перевірки
1	A4	1	38.922	AC-120/19	390	0	AC-120/19
	A1	1	117.96	AC-120/19	390	141.471	AC-120/19
	A'3	1	140.284	AC-150/24	450	0	AC-150/24
	35	1	115.85	AC-120/19	390	36.198	AC-120/19
	12	1	142.398	AC-150/24	450	36.198	AC-150/24
	31	1	64.25	AC-120/19	390	105.318	AC-120/19
2	A2	1	39.817	AC-120/19	390	0	AC-120/19
	A1	1	140.904	AC-150/24	450	0	AC-150/24
	A3	1	132.571	AC-120/19	390	234.005	AC-120/19
	14	1	38.922	AC-120/19	390	35.384	AC-120/19
	51	1	39.817	AC-120/19	390	36.198	AC-120/19
	31	1	56.49	AC-120/19	390	164.836	AC-120/19
3	53	1	39.817	AC-120/19	390	36.198	AC-120/19
	A4	1	121.613	AC-120/19	390	270.149	AC-120/19
	A3	1	175.552	AC-150/24	450	0	AC-150/24
	14	1	82.691	AC-120/19	390	234.767	AC-120/19
	12	1	39.817	AC-120/19	390	36.198	AC-120/19
	31	1	99.505	AC-120/19	390	105.318	AC-120/19
4	51	1	39.817	AC-120/19	390	36.198	AC-120/19
	A4	1	146.046	AC-150/24	450	0	AC-150/24
	A3	1	151.131	AC-150/24	450	270.149	AC-150/24
	42	1	107.123	AC-120/19	390	35.384	AC-120/19
	12	1	67.358	AC-120/19	390	71.566	AC-120/19
	31	1	75.06	AC-120/19	390	201.003	AC-120/19
5	A4	1	170.715	AC-150/24	450	0	AC-150/24
	A2	1	126.455	AC-120/19	390	270.149	AC-120/19
	43	1	131.798	AC-120/19	390	35.384	AC-120/19
	35	1	55.734	AC-120/19	390	104.572	AC-120/19
	12	1	86.691	AC-120/19	390	234.005	AC-120/19
	51	1	15.95	AC-120/19	390	140.699	AC-120/19

Таблиця 1.5 – технічні характеристики марок проводів ліній електропередачі

№	Ділянка мережі за схемою	п _л	Довжина ділянки, км	Марка про- вода	r_0 , Ом/ км	x_0 , Ом/ км	R_1 , Ом	X_1 , Ом
1	A4	1	26.4	АС-120/19	0.249	0.427	6.574	11.273
	A1	1	79.2	АС-120/19	0.249	0.427	19.721	33.818
	A'3	1	52.8	АС-150/24	0.198	0.42	10.454	22.176
	35	1	58.08	АС-120/19	0.249	0.427	14.462	24.800
	12	1	52.8	АС-150/24	0.198	0.42	10.454	22.176
	31	1	79.2	АС-120/19	0.249	0.427	19.721	33.818
2	A2	1	71.28	АС-120/19	0.249	0.427	17.749	30.437
	A1	1	68.64	АС-150/24	0.198	0.42	13.591	28.829
	A3	1	52.8	АС-120/19	0.198	0.42	10.454	22.176
	14	1	47.52	АС-120/19	0.249	0.427	11.832	20.291
	51	1	39.6	АС-120/19	0.249	0.427	9.860	16.909
	31	1	87.12	АС-120/19	0.249	0.427	21.693	37.200
3	53	1	26.4	АС-120/19	0.249	0.427	6.574	11.273
	A4	1	79.2	АС-120/19	0.249	0.427	19.721	33.818
	A3	1	52.8	АС-150/24	0.162	0.413	8.554	21.806
	14	1	52.8	АС-120/19	0.249	0.427	13.147	22.546
	12	1	58.08	АС-120/19	0.249	0.427	14.462	24.800
	31	1	79.2	АС-120/19	0.249	0.427	19.721	33.818
4	51	1	39.6	АС-120/19	0.249	0.427	9.860	16.909
	A4	1	21.12	АС-150/24	0.198	0.42	4.182	8.870
	A3	1	50.16	АС-150/24	0.162	0.413	8.126	20.716
	42	1	71.28	АС-120/19	0.249	0.427	17.749	30.437
	12	1	47.52	АС-120/19	0.249	0.427	11.832	20.291
	31	1	84.48	АС-120/19	0.249	0.427	21.036	36.073
5	A4	1	21.12	АС-150/24	0.162	0.413	3.421	8.723
	A2	1	71.28	АС-120/19	0.198	0.42	14.113	29.938
	43	1	39.6	АС-120/19	0.198	0.42	7.841	16.632
	35	1	66	АС-120/19	0.249	0.427	16.434	28.182
	12	1	47.52	АС-120/19	0.249	0.427	11.832	20.291
	51	1	39.6	АС-120/19	0.249	0.427	9.860	16.909

У рамках цього розділу було виконано розрахунок струму на кожній ділянці мережі за потужністю. Далі було обрано переріз проводу та проведено його перевірку на придатність в післяаварійному режимі. Аналіз післяаварійних струмів на відповідність дозволеним величинам засвідчив, що заміна провідника на більший переріз не є потрібною.

1.3 Визначення величин втрат напруги

Ми аналізуємо втрати напруги як у нормальному, так і в післяаварійному режимах, що є ключовим для оцінки надійності та економічності функціонування мережі. Основне завдання полягає у підтримці стабільної частоти та напруги для забезпечення якісної роботи споживачів. Варіації навантаження, спричинені сезонними коливаннями, добовим циклом та іншими чинниками, можуть викликати відхилення напруги у кінцевих споживачів: зростання навантаження знижує напругу, а спад — підвищує. Оскільки будь-які відхилення від допустимих норм негативно впливають на споживачів, рівень втрат напруги обмежується відповідними державними стандартами (ДСТУ) та іншими технічними регламентами.

Враховуючи критичне значення рівня напруги для споживачів, після аналізу цього розділу буде здійснено відсів варіантів мережі, у яких втрати напруги не відповідають встановленим стандартам. Така елімінація необхідна, оскільки ці варіанти не забезпечують належної якості електроенергії. З цією метою кожен із варіантів мережі піддається перевірці на дотримання допустимих втрат напруги, що розглядаються до найбільш віддаленого вузла або точки поділу потоку, залежно від конфігурації схеми та її робочого режиму [9].

Розрахунок втрат напруги виконується за наступним виразом:

$$\Delta U_{\text{л}} = \frac{P_{\text{л}} \cdot R_{\text{л}} + Q_{\text{л}} \cdot X_{\text{л}}}{U_{\text{н}}}, \quad (1.8)$$

де $P_{\text{л}}$ – активна електропотужність для відповідної лінії, $Q_{\text{л}}$ – реактивна потужність для відповідної лінії, $R_{\text{л}}$ – активний опір для відповідної лінії.

$$R_{\text{л}} = \frac{r_0 \cdot l}{n_{\text{л}}}, \quad (1.9)$$

де n - кількість ланцюгів для лінії.

$$X_{\text{л}} = \frac{x_0 \cdot l}{n_{\text{л}}}, \quad (1.10)$$

Знаходження втрат напруги буде проілюстровано на прикладі ділянки електромережі, що належить до варіанта №1.

Розрахунок втрат напруги у вітках в післяаварійному режимі дає такі результати:

$$\begin{aligned} \Delta U_{\text{A1ПА}} &:= \frac{P_{\text{A1ПА}} \cdot R_{\text{A1}} + Q_{\text{A1ПА}} \cdot X_{\text{A1}}}{U_{\text{АПА}}} = 0.306 \text{ кВ} \\ \Delta U_{\text{12ПА}} &:= \frac{P_{\text{12ПА}} \cdot R_{\text{12}} + Q_{\text{12ПА}} \cdot X_{\text{12}}}{U_{\text{АПА}} - \Delta U_{\text{A1ПА}}} = 1.259 \text{ кВ} \\ \Delta U_{\text{31ПА}} &:= \frac{P_{\text{31ПА}} \cdot R_{\text{31}} + Q_{\text{31ПА}} \cdot X_{\text{31}}}{U_{\text{АПА}} - \Delta U_{\text{A1ПА}}} = 5.968 \text{ кВ} \\ \Delta U_{\text{35ПА}} &:= \frac{P_{\text{35ПА}} \cdot R_{\text{35}} + Q_{\text{35ПА}} \cdot X_{\text{35}}}{U_{\text{АПА}} - \Delta U_{\text{A1ПА}} - \Delta U_{\text{31ПА}}} = 1.641 \text{ кВ} \\ \Delta U' &:= U_{\text{АПА}} - \Delta U_{\text{A1ПА}} - \Delta U_{\text{31ПА}} - \Delta U_{\text{35ПА}} = 113.085 \end{aligned}$$

Здійсимо визначення відхилення напруги:

$$\delta U := \frac{U_{\text{nom}} - \Delta U'}{U_{\text{nom}}} = -2.805\%$$

Нормативні документи обмежують відхилення напруги, встановлюючи максимально допустиме значення на рівні 20%. Обчислення для решти варіантів мережі здійснюються за ідентичною методикою, а їхні результати фіксуються в таблиці 1.6.

Таблиця 1.7 містить інформацію про кількість високовольтних вимикачів і загальну довжину ліній щодо кожного варіанта розвитку електромережі. Такі

узагальнені показники є важливими для оцінки капітальних витрат на будівництво нових електромереж та дозволяють виключити дорожчі альтернативи.

Таблиця 1.6 – Результати визначення відхилення напруги у післяаварійному режимі

№	Ділянка мережі за схемою	R, Ом	X, Ом	Рп.а, МВт	Qп.а, МВт	Sp.а, МВА	Втрати напруги ΔU , кВ	Відхилення напруги δU , %
1	A4	6.574	11.273	0	0	0	0.000	2.805
	A1	19.721	33.818	26.4	13.495	29.649	0.306	
	A'3	10.454	22.176	0	0	0	0.000	
	35	14.462	24.800	6.6	3.74	7.586	1.641	
	12	10.454	22.176	6.6	3.74	7.586	1.259	
	31	19.721	33.818	19.8	9.754	22.072	5.968	
2	A2	17.749	30.437	0	0	0	0.000	9.466
	A1	13.591	28.829	0	0	0	0.000	
	A3	10.454	22.176	44	21.66	49.042	8.817	
	14	11.832	20.291	6.6	3.381	7.416	1.452	
	51	9.860	16.909	6.6	3.74	7.586	1.270	
	31	21.693	37.200	30.8	15.646	34.546	11.144	
3	53	6.574	11.273	6.6	3.74	7.586	0.815	5.257
	A4	19.721	33.818	50.6	25.4	56.617	0.581	
	A3	8.554	21.806					
	14	13.147	22.546	44	22.019	49.202	8.926	
	12	14.462	24.800	6.6	3.74	7.586	1.688	
	31	19.721	33.818	19.8	9.754	22.072	6.461	
4	51	9.860	16.909	6.6	3.74	7.586	1.266	12.267
	A4	4.182	8.870	50.6	25.4	56.617	0.137	
	A3	8.126	20.716					
	42	17.749	30.437	44	22.019	49.202	12.006	
	12	11.832	20.291	37.4	18.279	41.628	7.472	
	31	21.036	36.073	13.2	6.014	14.505	4.879	
5	A4	3.421	8.723					22.586
	A2	14.113	29.938	50.6	25.4	56.617	13.961	
	43	7.841	16.632	6.6	3.381	7.416	1.427	
	35	16.434	28.182	19.8	9.395	21.916	6.413	
	12	11.832	20.291	44	21.66	49.042	9.066	
	51	9.860	16.909	26.4	13.136	29.487	4.977	

У ситуаціях, коли ключові параметри є майже ідентичними, перевагу слід віддавати тим варіантам, які забезпечують найменшу довжину ліній електропередачі від пунктів живлення до вузлів навантаження та демонструють найнижчі втрати напруги [6].

Таблиця 1.7 – Відхилення напруги в умовах післяаварійного режиму, а також відомості про число вимикачів та довжини мереж

№ схеми	$\Delta\delta_{п.а.мах}, \%$	Кількість вимикачів	Ллеп, км
1	2.805	18	348.48
2	9.466	18	366.96
3	5.257	18	348.48
4	12.267	18	314.16
5	22.586	18	285.12

Після порівняльного аналізу, представленого в таблиці 1.7, зроблено висновок, що з огляду на наступні етапи дослідження, доцільним є обрання варіантів №1 та №4. Ці варіанти відзначаються мінімальною кількістю вимикачів та відсутністю необхідності у встановленні ліній різних класів напруги. Крім того, їх перевагою є передача електроенергії найкоротшими шляхами від джерела постачання до споживачів, а також мінімальні втрати напруги.

1.4 Оцінка технічних параметрів

Оптимізація кількості вимикачів є важливим етапом для кожного існуючого варіанта схеми електромережі, оскільки це впливає на економічну ефективність рішення. При проектуванні електропідстанцій віддавалась перевага принципам надійності і ефективності, тому схема "місток" була визнана найбільш оптимальною та надійною. Для кільцевих мереж ця схема передбачає наявність вимикачів як у перемищі, так і в колах силових трансформаторів.

Розробляючи структуру електромережі, ми базуємося на специфіці функціональності кожної підстанції, а також на засадах надійності та легкості реалізації. Для

транзитних електропідстанцій у кільцевих системах найкращим рішенням є конфігурація типу "місток", яка включає комутаційні пристрої як у шунтувальному з'єднанні, так і у відводах трансформаторів [6].

Для системної електропідстанції А приймається « подвійна система шин з об'їдною». У цьому випадку кількість високовольтних вимикачів на шинах дорівнює кількості підключених до них ліній. При цьому в загальній кількості вимикачів не враховуються шиноз'єднувальні та секційні високовольтні вимикачі, тому що розглядаються лише джерела живлення електропідстанції А, та припускаючи її можливу здатність обслуговувати також іншу частину енергосистеми.

Інформація щодо кількості високовольтних вимикачів для всіх варіантів схеми мережі наведена в таблиці 1.7.

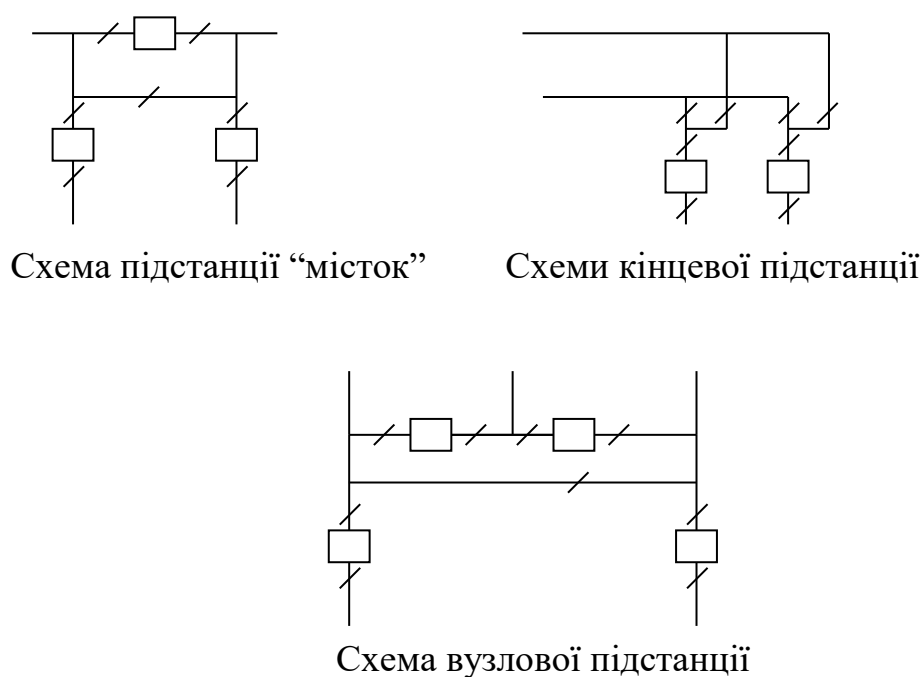


Рисунок 1.5 – Електросхеми підстанцій

1.5 Вибір основного обладнання підстанцій

Наведена робота не передбачає аналізу систематичних перенавантажень трансформаторного обладнання для понижувальних підстанцій в нормальних режимах (наразі з урахуванням графіка навантаження, коефіцієнта початкового навантаження та температури). Тоді, потужність силових трансформаторів на понижувальних

електропідстанціях визначається, виходячи з допустимого 40%-го перенавантаження в післяаварійних режимах (аж до 6 годин, і не більше 5 днів), що відповідає стандартній практиці проектування.

Вибір трансформаторів базується на кількох принципах:

1. Для підстанцій, які обслуговують споживачів 1-ї категорії, обов'язковою є установка щонайменше двох трансформаторів для забезпечення надійності.

2. Підстанції, що живлять електроспоживачів 2-ї і 3-ї категорій, звичайно можуть бути оснащені одним трансформатором, якщо існує централізований пересувний резерв у межах мережевого району, здатний забезпечити заміну пошкодженого силового трансформатора протягом 24 годин. Проте, практична реалізація такої оперативної заміни є значною складністю [12].

Для підбору трансформаторів використовуються наступні розрахункові вирази:

$$S_{mi} = \frac{S_{назрі}}{n_m \cdot k_1}, \quad (1.11)$$

n_m – к-сть однотипних трансформаторів, що встановлюються на електропідстанціях,

k_1 – коефіцієнт завантаження, що приймаємо по ДСТУ, як 60 - 80%.

Окрім того, обов'язковим є визначення коефіцієнта перенавантаження $K_{п}$, граничне значення якого становить 140% від номінального навантаження.

$$K_{п} = \frac{S_{назрі}}{S_{m_{ном}} \cdot (n_m - 1)}, \quad (1.12)$$

Згідно з умовою завдання, у вузлах 2 та 3 розташовані споживачі першої категорії. Для вузла 1 ми отримуємо наступні дані за формулою (1.11):

$$S_{1розр} := |S_1| = 19.556$$

З огляду на заданий діапазон, ми здійснюємо вибір на користь стандартних трифазних трансформаторів номінальною потужністю 16 МВА, що відповідає даним, наведеним у таблиці 1.8 [1]. Коефіцієнт перевантаження :

Застосовуючи аналогічну методику, здійснюємо підбір трансформаторів для решти підстанцій. Отримані дані, разом з їхніми номінальними параметрами, представлені в таблиці 1.8.

$$S_T = \frac{|S_{\text{макс}}|}{1.4 \cdot (2 - 1)}$$

$$S_{T1} := \frac{S_{1\text{розр}}}{1.4 \cdot (2 - 1)} = 13.968 \text{ МВА}$$

Таблиця 1.8 - Результати із вибором трансформаторів

№	Тип т-ра	Межі для регулювання	U _{ном} обмоток, кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %	R _Т , Ом	X _Т , Ом	ΔQ _{хх} , квар
			ВН	НН							
1	ТДН – 16000/110	±9×1,78%	115	6,5; 11	10,5	85	19	0,7	4,38	86,7	112
2	ТМН – 6300/110	±9×1,78%	110	6,6; 11	10,5	44	11,5	0,8	14,7	220,4	50,4
3	ТДН – 16000/110	±9×1,78%	115	6,5; 11	10,5	85	19	0,7	4,38	86,7	112
4	ТМН – 6300/110	±9×1,78%	110	6,6; 11	10,5	44	11,5	0,8	14,7	220,4	50,4
5	ТМН – 6300/110	±9×1,78%	110	6,6; 11	10,5	44	11,5	0,8	14,7	220,4	50,4

1.6 Визначення ключових техніко-економічних параметрів для обґрунтування вибору оптимальної конфігурації мережі

У цьому дослідженні зіставлення різноманітних конфігурацій електромережі здійснюється за допомогою техніко-економічного аналізу (ТЕА). Цей порівняльний процес розгортається у два етапи.

На першому етапі здійснюється зіставлення варіантів з однаковою номінальною напругою. Це порівняння відбувається на основі ключових кількісних індикаторів, таких як сукупна протяжність ліній, довжина маршрутів та число комутаційних

апаратів. Цей попередній аналіз має орієнтовний характер і базується на прогнозованих витратах.

Під час другого етапу вузьке коло найбільш доцільних варіантів архітектури та номінальної напруги електромережі підлягає техніко-економічному аналізу, який базується на показниках приведених витрат. Детальна розробка кожного з цих варіантів передбачає обрання схем для всіх підстанцій, калькуляцію втрат електроенергії та ідентифікацію інших суттєвих характеристик.

Необхідно підкреслити, що зіставлення варіантів, які відрізняються номінальною напругою, може здійснюватися виключно за критерієм приведених витрат. Це пояснюється варіативністю вартості обладнання, апаратури та розбіжностями у розмірі втрат електричної енергії. Подібна методологія використовується і при порівнянні варіантів, що забезпечують різний ступінь надійності електропостачання.

Визначення техніко-економічних параметрів та критеріїв економічної доцільності ґрунтується на інформації про ціну та функціональні особливості електроустаткування, представлений у [9, додаток 5].

Підхід до оцінки економічної ефективності, інтегрований у техніко-економічний аналіз (ТЕА), був розроблений на основі Загальних методичних положень з оцінки економічної ефективності інвестицій в енергетичну галузь (ГЛ 340.001–95). Даний документ отримав офіційне схвалення Міністерства Енергетики України за узгодженням з Міністерством Економіки України [7].

Дана методика [3, 9] є універсальним інструментом для оцінки економічної ефективності інвестиційних проєктів у сфері енергетики, зокрема тих, що стосуються будівництва, розширення та реконструкції електричних мереж, включаючи лінії електропередачі та підстанції.

У цій роботі рентабельність капіталовкладень в електричні мережі слугує основним критерієм економічної ефективності для вибору кінцевого варіанта.

$$R = \frac{C_m \gamma W - E}{K} \cdot 100\%, \quad (1.16)$$

де C_m – середньозважений тариф на електроенергію в енергосистемі (без ПДВ), прийнятий за 4,32 грн./кВт·год; γ – астка вартості реалізованої електроенергії, що відноситься до електричної мережі (для мереж 110 кВ γ складає 0,12 [3]); W – додатковий обсяг надходження електроенергії в мережу після спорудження об'єкта, млн.·кВт·год.; E – додаткові щорічні експлуатаційні витрати на мережу, тис. грн..

За умов економічної нестабільності доцільно проводити обчислення капітальних вкладень у вільно конвертованій валюті. Існує підхід, згідно з яким цінові дані 1984 року, представлені в карбованцях [4], прирівнюються до актуальних цін у доларах США [7]. Для переведення вартості з національної валюти слід використовувати офіційний обмінний курс долара США на дату розрахунків (наприклад, 42 грн за 1 долар США) відносно значень, вказаних у відповідних довідкових джерелах.

Для оцінки економічної ефективності також використовується показник приведених витрат, що обчислюється за формулою [7]:

$$B = p_n \cdot K + E + 3\epsilon, \quad (1.17)$$

де B – приведені затрати, тис. грн, p_n - нормативний коефіцієнт капітальних вкладень, прийнятий як $p_n = 0.12$. K - одночасні капітальні витрати, тис. грн.

$$K = K_{\Pi} + K_{\text{Л}}, \quad (1.18)$$

де K_{Π} – одночасні капітальні вкладення на спорудження електростанцій, $K_{\text{Л}}$ - капітальні витрати на будівництво ліній електропередачі.

$$K_{\Pi} = \sum K_K, \quad (1.19)$$

де K_K - вартість комплектних трансформаторних електростанцій, тис. грн.;

$$K_{\text{долара}} := 42$$

$$K_{\text{ПС1}} := 410 \cdot K_{\text{долара}} = 1.722 \times 10^4$$

$$K_{\text{ПС2}} := 125 \cdot K_{\text{долара}} = 5.25 \times 10^3$$

$$K_{\text{ПС3}} := 410 \cdot K_{\text{долара}} = 1.722 \times 10^4$$

$$K_{\text{ПС4}} := 125 \cdot K_{\text{долара}} = 5.25 \times 10^3$$

$$K_{\text{ПС5}} := 125 \cdot K_{\text{долара}} = 5.25 \times 10^3$$

$$K_{\text{ПС}} := K_{\text{ПС1}} + K_{\text{ПС2}} + K_{\text{ПС3}} + K_{\text{ПС4}} + K_{\text{ПС5}} = 50190$$

Таблиця 1.9 – Вартість ЛЕП для залізобетонних опор

№	Ділянка, км		U _{ном} , кВ	Марка провода	Табличне значення, тис. ум. од.	Ціна, тис. грн	Клеп, тис. грн
1	A4	26.4	110	АС-120/19	12	504	13 306
	A1	79.2	110	АС-120/19	12	504	39 917
	A'3	52.8	110	АС-150/24	12	504	26 611
	35	58.08	110	АС-120/19	12	504	29 272
	12	52.8	110	АС-150/24	12	504	26 611
	31	79.2	110	АС-120/19	12	504	39 917
4	51	39.6	110	АС-120/19	12	504	19 958
	A4	21.12	111	АС-150/24	12	504	10 644
	A3	50.16	112	АС-150/24	12	504	25 281
	42	71.28	113	АС-120/19	12	504	35 925
	12	47.52	114	АС-120/19	12	504	23 950
	31	84.48	115	АС-120/19	12	504	42 578

Для першого варіанту:

Клеп = 175634 тис. грн.

Для четвертого варіанту:

Клеп = 158337 тис. грн.

Тепер можемо знайти суму капіталовкладення для обох варіантів.

Для першого варіанту:

$$K = K_{\text{пс}} + K_{\text{леп}_1} = 50190 + 175634 = 225824 \text{ тис. грн}$$

Для четвертого варіанту:

$$K = K_{\text{пс}} + K_{\text{леп}_4} = 50190 + 158337 = 208527 \text{ тис. грн}$$

Знайдемо щорічні капітальні витрати. Для цього скористаймося наступною формулою:

$$E = K_{\text{леп}} \cdot \alpha_{\text{леп}} + K_{\text{пс}} \cdot \alpha_{\text{пс}}$$

де $\alpha_{\text{леп}}$ та $\alpha_{\text{пс}}$ – відсотки на амортизацію, обслуговування та ремонт.

Для четвертого варіанту:

$$E_4 := (K_{\text{ПС}} \cdot 0.094) + (K_{4\text{ЛЕП}} \cdot 0.028) = 9.151 \times 10^3$$

Для першого варіанту

$$E_1 := (K_{\text{ПС}} \cdot 0.094) + (K_{1\text{ЛЕП}} \cdot 0.028) = 9.636 \times 10^3$$

Отже, маючи всі значення, знайдемо рентабельність для першого варіанту:

$$R_1 := \left(\frac{P \cdot T \cdot C \cdot \gamma - E_1}{K_{1\text{заг}} \cdot 5} \right) \cdot 100 = 12.621$$

Для четвертого варіанту:

$$R_4 := \left(\frac{P \cdot T \cdot C \cdot \gamma - E_4}{K_{4\text{заг}} \cdot 5} \right) \cdot 100 = 13.714$$

Рентабельність першого проаналізованого варіанта виявилася нижчою, ніж у інших. Тому перший варіант слід відхилити. Результати проведених розрахунків узагальнені в таблиці 1.10.

Таблиця 1.10 – Результати розрахунку рентабельності варіантів

№	К _{леп}	К _{пс}	К	Е	Р
	тис. грн.				%
4	158337	50190	208527	9151.296	13.714
1	175634	50190	225824	9635.612	12.621

За результатами виконаного аналізу, вибір для наступних обчислень зупинено на четвертому варіанті розширення мережі.

1.7 Розрахунок і аналіз усталеного режиму електричної мережі

Для моделювання нормального режиму електричної мережі (ЕМ) використовується програмний комплекс "Втрати RVM - Hign". Цей інструмент дає змогу обчислювати усталений режим функціонування вхідної електромережі з номінальною напругою 110/10 кВ, спираючись на дані про параметри гілок (їх довжина, марка провідника) та вузлів (номінальна напруга, кількість і тип трансформаторів).

Введені значення перевіряються безпосередньо перед виходом з режиму редагування.

Закінчити зміну інформації						
	N початку	N кінця	Тип вітки	Un / Марка	L, км	
1	8	1	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	16.940	
2	1	4	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	55.600	
3	4	3	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	45.980	
4	3	8	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	60.500	
5	8	2	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	24.200	
6	2	5	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	43.560	
7	3	310	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/110/10	10.000	
8	4	4101	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/110/10	10.300	
9	4	4102	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/110/10	10.300	
10	4101	4102	Комутаційний апарат		Відкл.	
11	1	1101	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455	
12	1	1102	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455	
13	1101	1102	Комутаційний апарат		Відкл.	
14	2	210	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455	
15	5	510	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.141	

Рисунок 1.6 – Вікно введення інформації

По завершенні процесу введення чи редагування інформації про вітки слід активувати кнопку "Закінчити зміну інформації". Якщо параметри були змінені, система автоматично здійснює валідацію введених даних, а у випадку виявлення невідповідностей генерує відповідне повідомлення про помилку.

Відповідно до наведеної схеми, інформація для всіх наявних віток електричної мережі була введена в систему. Ці дані, отримані з файлу вхідних даних, представлені на рисунку 1.7.

	N початку	N кінця	Тип вітки	Un / Марка	L, км	
1	8	1	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	16.940	
2	1	4	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	55.600	
3	4	3	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	45.980	
4	3	8	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	60.500	
5	8	2	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	24.200	
6	2	5	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	43.560	
7	3	310	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/110/10	10.000	
8	4	4101	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/110/10	10.300	
9	4	4102	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/110/10	10.300	
10	4101	4102	Комутаційний апарат		Відкл.	
11	1	1101	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455	
12	1	1102	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455	
13	1101	1102	Комутаційний апарат		Відкл.	
14	2	210	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455	
15	5	510	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.141	
16	Аналіз схеми мережі 110-35 кВ -					
17	0% Виконано 100%					
18						
19	Контурів: 1					
20	Аналіз схеми пройшов успішно					
21						
22						
23	 Завершити					

Рисунок 1.7 – Аналіз схеми мережі

Для забезпечення правильності введених вхідних даних, передбачено їх перевірку. Цю функцію виконує спеціалізований модуль тестування, інтегрований у програму, що дозволяє контролювати схему на наявність помилок [4].

Щоб перевірити коректність введених даних, слід викликати модуль тестування, натиснувши на кнопку "Аналіз схеми", розташовану в головному вікні програми. З'явиться діалогове вікно модуля тестування, вигляд якого визначається наявністю помилок у схемі мережі. У разі успішного проходження тестування, подальші розрахунки стають доступними після натискання кнопки "Завершити".

Якщо тестування виявляє помилки, їх детальний опис та рекомендації щодо виправлення будуть представлені у вікні модуля. У випадку критичних помилок, що загрожують точності або можливості розрахунків, система видасть попередження: "Продовження розрахунків неможливе!". Це вимагатиме від користувача переходу до режиму виправлення, що здійснюється натисканням кнопки "Припинити".

Після корекції всіх виявлених помилок у схемі стає доступним етап розрахунків усталеного режиму.

Результати розрахунків всієї мережі

Загальна інформація | Інформація про вузли | Інформація про вітки

Тривалість звітного періоду: 5800.0 год

Час втрат: 2859.6 год

Інтегральні характеристики електричної мережі 750-35 кВ

	Потужності		Електроенергії	
	акт. (МВт)	реакт. (МВАр)	акт (млн. кВт*г)	реакт. (млн. квар*г)
Усього одержано:	21.5	15.3	125.26	91.28
від зовнішніх джерел	21.5	7.5	125.26	45.80
від внутрішніх джерел	0.0	7.8	0.00	45.49
Усього відпущено:	21.0	11.5	121.80	66.86
зовнішнім споживачам	0.0	0.0	0.00	0.00
внутрішнім споживачам	21.0	11.5	121.80	66.86
Усього втрачено:	0.5	3.8	3.46	24.42

Втрати потужності та електроенергії

Втрати	потужності (МВт):	електроенергії (млн. кВт*г)
в лініях електропередачі	0.3	1.89
з них в ЛЕП 750-330 кВ	0.0	0.00
в ЛЕП 220-35 кВ	0.3	1.89
в трансформаторах	0.2	1.56
з них холостого ходу	0.1	0.35
навантажувальні	0.2	1.21
Сумарні 750-35 кВ	0.5	3.46 (2.76 %)
з них холостого ходу	0.1	0.35 (10.15 %)
від перетоків акт. потужн.	0.3	2.16 (62.48 %)
від перетоків реакт. потужн.	0.1	0.95 (27.36 %)
Всього у мережах 750-35 кВ	0.5	3.46 (2.76 %)

Рисунок 1.8 – Результат розрахунку всієї мережі

Натискання кнопки "Розрахунок" ініціює верифікацію вхідних даних, що проходить у два етапи. Спершу перевіряється точність введених типів віток, коефіцієнтів трансформації, номінальних напруг, а також заданих потужностей навантаження підстанції 330/110(35)/10(6) кВ та обсягів електроенергії, відпущеної з шин 10 кВ. На другому етапі здійснюється контроль коректності введеної схеми електричної мережі.

За відсутності помилок автоматично активується модуль розрахунку. У вікні користувача візуалізується прогрес обчислення режиму мережі. При формуванні замкнених контурів під час замикання комутаційних апаратів, ці контури відображаються у верхній частині вікна, інформуючи про проходження процесу їх розрахунку.

У разі правильного виконання розрахунку, у нижній частині вікна відображається статус "Виконано". Це свідчить про готовність даних, і натискання кнопки "Готово" відкриває доступ до вікна з результатами обчислень.

При неможливості розрахунку режиму, відображається повідомлення, яке пояснює причини його невиконання.

Цей програмний засіб надає ключові результати розрахунків для електромережі 110/10 кВ, включаючи, зокрема, втрати потужності та електроенергії. Він також виконує обчислення усталеного режиму мережі, відображаючи значення напруг у вузлах та струмів у її вітках [9].

Дані, отримані внаслідок розрахунків усталеного режиму для вхідної електричної мережі 110/10 кВ, зібрані в Додатку Б. Цей додаток містить три окремі таблиці, що відображають: загальні втрати електричної енергії, результати для кожної вітки та показники для кожного вузла мережі.

Рисунок 1.8 демонструє файл вхідних даних, що відображає розвиток мережі. З урахуванням цього, результати розрахунків усталеного режиму електричної мережі 110/10 кВ після її модернізації представлені в Додатку Б.

2 ОБСЛУГОВУВАННЯ ТА ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ФУНКЦІОНУВАННЯ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ

2.1 Експлуатація повітряних ліній електропередачі

Процес експлуатації повітряних ліній електропередачі (ПЛЕП) охоплює системне виконання технічного обслуговування, планових та позапланових ремонтів, а також ефективних аварійно-відновлювальних заходів. Усі ці дії мають єдину мету — забезпечення безперебійної і надійної роботи ПЛ.

При формуванні технічного завдання для проектування ПЛ (чи то для нового будівництва, чи для капітального ремонту, або модернізації), замовник зобов'язаний надати для проектної організації повну інформацію щодо реальних умов на ділянці проходження ПЛ. Ця інформація має бути обов'язково врахована в розроблюваній проектній документації.

Під час зведення або модернізації повітряних ліній електропередачі (ПЛ), замовник зобов'язаний забезпечити ефективний технічний нагляд за проведеними будівельними і монтажними роботами. Цей нагляд має гарантувати повну відповідність виконуваних робіт технічній документації, що відповідно затверджена.

Особлива увага повинна приділятися контролю якості прихованих робіт та неухильному дотриманню вимог узгодженої і належним чином затвердженої проектної документації. Це здійснюється відповідно до чинних нормативних документів, таких як “Положення про порядок надання дозволу на виконання будівельних робіт”, ДБН А.2.2-3 “Проектування. Склад, порядок розроблення, погодження та затвердження проектної документації для будівництва” та ДБН А.3.1-5 “Управління, організація і технологія. Організація будівельного виробництва”. Категорично неприпустимим є введення в експлуатацію ПЛ, якщо виявлені порушення встановлених норм та правил.

Введення повітряних ліній електропередачі (ПЛ) в експлуатацію має відбуватися у повній відповідності до положень ДБН А.3.1-3 “Управління, організація і технологія. Прийняття в експлуатацію закінчених будівництвом об'єктів. Основні

положення” (надалі – ДБН А.3.1-3), а також усіх діючих галузевих правил приймання завершених будівництвом об'єктів електромереж, включно з повітряними лініями.

Метою проведення техобслуговування слугує підтримання експлуатаційної придатності ПЛЕП та запобіганню деградації її елементів. Це досягається шляхом систематичних профілактичних діагностик, вимірювань, а також оперативного усунення будь-яких виявлених дефектів.

Проведення капітального ремонту ПЛЕП передбачає реалізацію комплексу заходів, що спрямовані на підтримку або повне відновлення вихідних експлуатаційних характеристик лінії. Це досягається шляхом відновлення зношених елементів або їх заміни на більш надійні та економічно доцільні компоненти, що сприяє поліпшенню загальних експлуатаційних показників ПЛ.

Обсяг і періодичність здійснення робіт з технічного обслуговування та капітального ремонту повітряних ліній електропередачі регулюються наступними нормативними документами:

- ГКД 34.20.502 “Повітряні лінії електропередачі напругою 35 кВ і вище. Інструкція з експлуатації”;
- ГКД 34.20.503 “Методические указания по организации системы эксплуатационного обслуживания воздушных линий электропередачи напряжением 0,4-20 кВ, трансформаторных подстанций напряжением 6-20/0,4 кВ и распределительных пунктов напряжением 6-20 кВ”;
- ГКД 34.21.661 “Перелік робіт з технічного обслуговування електричних мереж напругою 220-750 кВ і норми періодичності їх капітального ремонту”.

Крім зазначених нормативних документів, необхідно також обов'язково враховувати конкретні умови експлуатації кожної окремої повітряної лінії електропередачі (ПЛ), що обслуговується.

У випадку виникнення аварійної ситуації, аварійно-відновлювальні заходи потребують оперативного виконання.

Для збільшення надійності електропостачання, технічне обслуговування та ремонтні роботи на ПЛЕП рекомендується проводити без зняття напруги (під

напругою) або шляхом пофазного ремонту з вимкненням однієї фази. Це потребує розробки чітких технологічних карт та інструкцій, навчання персоналу та забезпечення його необхідними захисними та виробничими засобами, оскільки пріоритетом є безпека виконання робіт. У випадках, коли вимкнення лінії є неминучим, технічне обслуговування та ремонтні роботи слід виконувати комплексним підходом. Такий підхід дозволяє одній або кільком бригадам одночасно здійснювати весь обсяг робіт, що максимально скорочує тривалість вимкнення лінії.

Виконання технічного обслуговування, ремонтних та аварійно-відновлювальних робіт на ПЛ вимагає обов'язкового застосування спеціалізованих машин, механізмів, транспортних засобів, такелажного обладнання, інструментів та відповідних пристосувань.

Механізовані засоби мають бути укомплектовані відповідно із визначеними нормативами та розміщені на ремонтно-виробничих базах (РВБ) або ж на ремонтно-експлуатаційних пунктах (РЕП). Окрім цього, для ефективного виконання аварійно-відновлювальних робіт слід мати належні аварійні запаси матеріалів і допоміжного обладнання.

Для ефективного та безпечного виконання робіт на ПЛ, бригади мають бути забезпечені надійними засобами зв'язку для комунікації з РВБ, РЕП і також з диспетчерськими пунктами.

З метою покращення управління інформацією про ПЛЕП, також забезпечення швидкого її отримання та проведення діагностики стану ліній, а також для можливості оперативного коригування графіків профілактичних та капітальних ремонтів окремих ліній електромереж, рекомендовано обладнати експлуатаційні підрозділи комп'ютерами з відповідним необхідним програмним забезпеченням.

Підтримання нормальних умов функціонування ПЛ вимагає суворого дотримання правил охорони електромереж і встановлених умов проведення робіт у охоронних зонах цих ліній.

На керівництвом експлуатуючої електричної мережі організації покладається обов'язок із забезпечення таких напрямів діяльності:

- Повідомлення зацікавлених сторін: Здійснення інформування місцевих органів виконавчої влади, керівників агропромислових та лісових господарств, керівників транспортних підприємств, землевласників, територією яких пролягають ПЛЕП, а також керівників суміжних підприємств, організацій та установ про вимоги до охорони електромереж та умови виконання робіт у межах охоронних зон.
- Популяризація інформації про безпеку: Організація кампаній з інформування населення через ЗМІ, освітні установи та громадські об'єднання про небезпеку, що її становлять лінії електропередавання, та про наслідки їхнього відключення.
- Виробництво спеціалізованого контенту: Замовлення у видавництв та теле- радіокомпаній розробки та випуску плакатів, кіно-, теле- та відеофільмів, присвячених важливості дотримання відповідних безпекових норм.
- Моніторинг засобів захисту охоплює відстеження стану та наявності встановлених на ПЛ, а також у точках перетину ліній з автошляхами, водними шляхами та акваторіями, інформаційних плакатів, попереджувальних знаків і світлозахисних бар'єрів.

Будь-які дії, проведені в охоронних зонах без дотримання правил захисту електричних мереж, вимагають негайного припинення. Особи, що допустили такі порушення, мають бути притягнуті до передбаченої законом відповідальності.

Для забезпечення належного функціонування ПЛ, прокладених через лісові та зелені зони, вимагається регулярне підтримання просік визначеної ширини та періодичне зрізання рослинності (дерев і кущів) у їхніх межах. Видалення багаторічних насаджень повинно виконуватися після отримання необхідного лісорубного квитка, відповідно із діючими правовими нормами.

У випадку виникнення аварійної ситуації, заходи з ліквідації дозволяється здійснювати без належного оформлення дозволу, проте з вимогою наступного інформування про проведені роботи.

Повітряні лінії електропередачі напругою 10 та 20 кВ, що виконуються із

одножильних самонесучих та ізольованих проводів, мають зменшену відстань між провідниками, що, в свою чергу, призводить до меншої необхідної ширини просіки.

ПЛ напругою до 1000 В, які використовують самонесучі ізольовані проводи, не вимагають створення просік. У цьому контексті немає також нормативних вимог щодо відстані від провідників до насаджень. Видаленню підлягають виключно ті окремі дерева, що становлять потенційну небезпеку для ізольованих проводів мережі.

Траса повітряної лінії електропередачі (ПЛ) має підтримуватися у пожежобезпечному стані відповідно до вимог правил по охороні електромереж та Правил улаштування електроустановок (ПУЕ).

Для підтримання належного стану ізоляції на ПЛ у зонах значного забруднення, вимагається проведення очищення або заміни забруднених ізолюючих елементів.

У місцях інтенсивного забруднення ізоляції птахами, а також у зонах їхнього масового гніздування, обов'язковим є застосування спеціальних пристроїв, призначених для унеможливлення розташування птахів над гірляндами або ж для їх відлякування.

Процес експлуатації повітряних ліній електропередачі (ПЛ), насамперед, на перетинах активних ліній з іншими повітряними лініями (зокрема, тими, що оснащені самонесучими ізольованими проводами) та лініями зв'язку, встановлює, що ліміт на число з'єднань проводів і тросів на перетинаних лініях регулюється згідно з ПУЕ.

Підприємство, яке керує електричними мережами, несе відповідальність за належне функціонування систем захисту повітряних ліній від впливу зовнішнього середовища, а саме:

- Необхідно забезпечувати належний стан попереджувальних знаків, встановлених у місцях, де ПЛ перетинають судноплавні водні артерії, водоймища, канали та озера. Це виконується у співпраці з відповідними органами управління водними шляхами (зокрема, управліннями каналів).
- Забезпечення візуальної ідентифікації опор повітряних ліній за допомогою сигнального освітлення та денного маркування на територіях поблизу аеродромів і на повітряних шляхах, відповідно до чинного законодавства

України щодо регулювання повітряного простору.

- Стаціонарного маркування, яке встановлюється на опорах, керуючись проектом ПЛЕП і вимогами нормативно-правових актів (НД).
- Захисту встановлених опор від пошкоджень у зонах, де можливі водотоки, льодоходи тощо.
- Захисту опор, розташованих поблизу автомобільних доріг.

Контроль за справністю автодорожніх знаків обмеження по габаритам, розміщених на перехрестях ПЛ та автомобільних шляхів, здійснюється організацією, що експлуатує електричні мережі.

Знаки, які слугують для захисту ПЛЕП від зовнішніх факторів, встановлюються тими організаціями, у чиєму підпорядкуванні знаходяться об'єкти, через які прокладені ці лінії.

Забезпечення безпечної експлуатації повітряних ліній електропередачі (ПЛ) передбачає моніторинг належного стану дорожніх знаків, що обмежують габарити, у точках їхнього перетину з автомобільними дорогами. При цьому особливу увагу слід приділяти знакам, які забороняють зупинку транспорту в охоронних зонах ПЛ з напругою 330 кВ і вище, також розташованих на перетинах з автошляхами.

Відповідальність за встановлення та підтримання справності цих знаків, що стосуються захисту ПЛ та розташовані на автомобільних дорогах, покладається на організації, які управляють цими автошляхами.

Коли ПЛ напругою 220 кВ і вище проходять паралельно на відстані понад 2 км, обов'язковим є визначення ступеня їхнього взаємного впливу. Це передбачає розробку комплексу заходів, спрямованих на запобігання несприятливому впливу на роботу систем релейного захисту та автоматики, комутаційного обладнання, а також на рівні комутаційних перенапруг, які потенційно можуть призвести до аварійних ситуацій.

Експлуатація ПЛ вимагає регулярного проведення періодичних та позачергових інспекцій ліній. Розклад періодичних оглядів затверджується технічним керівником енергетичного об'єкта чи підприємства, що відповідає за експлуатацію

електричних мереж.

Обстеження повітряних ліній електропередачі (ПЛ) необхідно проводити не рідше одного разу на рік, охоплюючи всю їхню протяжність. Додатково, інженерно-технічні фахівці зобов'язані здійснювати вибіркові інспекції, приділяючи увагу всім ділянкам, які призначені для капітального ремонту.

За потреби, на підставі рішення технічного керівника, можуть здійснюватися огляди ПЛ у нічний час.

Верхові огляди, що охоплюють вибірковий контроль стану провідників і тросів у кріпленнях та розпірних елементах на ПЛ напругою 35 кВ і вище (або на певних їх ділянках), є обов'язковою процедурою. Ці перевірки виконуються мінімум один раз на 5 років, якщо лінії мають термін експлуатації від 20 років, знаходяться в зонах інтенсивного забруднення або на відкритих територіях. Для решти ПЛ 35 кВ і вище (чи їх частин) подібні інспекції проводяться не рідше ніж раз на 10 років.

Щодо ПЛ напругою 0,4-20 кВ, верхові огляди для них виконуються лише за наявності обґрунтованої потреби.

Крім того, обов'язковим є проведення обстежень конструкції ПЛ. Частота таких обстежень встановлюється технічним керівником електричних мереж, виходячи з даних попередніх оглядів, результатів профілактичних перевірок та оцінки впливу природних факторів у зоні розташування траси ПЛ.

Позапланові огляди ПЛЕП або їх окремих ділянок слід проводити у разі виникнення певних обставин: під час формування ожеледі на проводах та тросах, при коливаннях ("танцюванні") провідників, під час льодовикових рухів, розливів річок, лісових та степових пожеж, а також інших природних катаклізмів. Крім того, такі інспекції є обов'язковими після вимкнення ПЛЕП захистами та неуспішного автоматичного повторного включення (АПВ), тоді як у випадку успішного АПВ їх проводять за потреби.

На ПЛ необхідно виконувати такі профілактичні перевірки та вимірювання:

- Оцінка стану трас ПЛ, контроль стріл провисання проводів та тросів, а також відстаней від проводів до різних об'єктів.

- Інспекція стану опор.
- Перевірка вітрових зв'язків опор.
- Вибіркова оцінка стану фундаментів опор.
- Контроль стану антикорозійного покриття опор.
- Моніторинг появи корозійних пошкоджень елементів металевих опор.
- Перевірка залізобетонних опор на наявність тріщин, раковин та відшарувань у стволах.
- Огляд тросових відтяжок (виявлення корозії, оцінка натягу, перевірка закріплення в ґрунті).
- Контроль лінійної ізоляції (за винятком ПЛ напругою до 1000 В).
- Перевірка лінійної арматури, проводів і тросів.
- Оцінка стану болтових з'єднань проводів і тросів.
- Інспекція заземлювальних пристроїв та вимірювання їх опору.
- Перевірка обмежувачів перенапруги, розрядників та захисних проміжків.

Коли ПЛ пролягає над водними об'єктами, необхідно контролювати цілісність надводної та підводної частин її фундаменту.

Під час експлуатації ПЛ 110-330 кВ, що мають волоконно-оптичний кабель, інтегрований у грозозахисний трос (ОКГТ), в рамках регулярних оглядів важливо додатково контролювати:

- Дистанцію між ОКГТ та проводами.
- Цілісність заземлювальних спусків арматури ОКГТ.
- Відсутність ушкоджень кабелю в зонах кріплення затискачів.

На лініях, які оснащені самонесучими ізольованими проводами, додатково здійснюються такі перевірки та вимірювання:

- Оцінка стану ізоляції проводів.
- Контроль стану підтримувальних затискачів.
- Перевірка наявності та цілісності захисних кожухів на з'єднувальних і відгалужувальних затискачах ПЛ напругою до 1000 В.
- Вимірювання опору ізоляції ПЛ напругою до 1000 В.

Опір петлі "фаза-нуль" на ПЛЕП номінальною напругою до 1000 В потрібно вимірювати як при введенні в експлуатацію, так і в подальшому — при підключенні нових споживачів, а також після проведення на ПЛ робіт, що впливають на значення цього опору.

При введенні ПЛЕП до експлуатації обов'язковою є візуальна перевірка всіх з'єднань проводів і тросів, а також контроль їхньої відповідності встановленим геометричним параметрам.

Всі результати перевірок і вимірювань, проведених на ПЛ, документуються у вигляді протоколів.

Дефекти, що вимагають негайного усунення, фіксуються в журналі дефектів або, за наявності автоматизованої системи, вносяться до відповідних баз даних. Рішення щодо термінів їх ліквідації приймаються після аналізу виявлених несправностей.

Для ефективного виявлення несправних фарфорових ізоляторів та проблемних контактних з'єднань ПЛ під робочою напругою рекомендується використовувати портативні тепловізори.

Контроль лінійної ізоляції слід здійснювати не раніше ніж через 5–6 годин після подачі напруги на ПЛ.

Контроль контактних з'єднань необхідно проводити при навантаженні, що становить не менше 30–40 % від номінального.

Під час введення в експлуатацію нових ліній напругою 6–35 кВ обов'язковою є перевірка симетричності ємностей окремих фаз. За потреби, необхідно розробити та впровадити відповідні заходи для симетрування фаз.

Перевірка симетричності ємностей фаз також здійснюється після проведення на ПЛ робіт, що могли призвести до порушення цієї симетричності (наприклад, модернізація лінії, заміна або перестановка конденсаторів зв'язку).

На ділянках трас ПЛ напругою 330 кВ і вище, де ймовірно перебування людей, необхідно виміряти напруженість електричного поля. Це робиться з метою виявлення зон впливу, де напруженість перевищує 5 кВ/м.

Зазначені вимірювання напруженості електричного поля проводяться на висоті 1,8 м від поверхні землі.

У місцях, де напруженість електричного поля перевищує 5 кВ/м, слід вжити негайних заходів для захисту від його впливу.

Для ПЛ напругою вище 1000 В, які схильні до інтенсивного льодоутворення, повинно бути передбачено розтоплювання ожеледі електричним струмом.

У разі виникнення умов для утворення ожеледі необхідно контролювати процес льодоутворення на ПЛ і забезпечити своєчасне введення пристроїв розтоплювання ожеледі.

Інформацію про утворення ожеледі отримують від місцевих підрозділів Держкомгідромету України, доповнюючи її даними метеопостів енергооб'єктів та результатами спостережень у контрольних точках ПЛ. При цьому розтоплювання ожеледі на грозозахисних тросах, що містять волоконно-оптичний кабель, не передбачено.

Капітальний ремонт ПЛ слід виконувати за рішенням технічного керівника організації, яка експлуатує електричні мережі, ґрунтуючись на технічному стані лінії.

Капітальний ремонт ПЛ на дерев'яних опорах необхідно проводити не рідше ніж один раз на 5 років, тоді як для ПЛ на металевих і залізобетонних опорах ця періодичність становить не рідше ніж один раз на 10 років.

При проведенні капітального ремонту окремих сегментів ПЛ враховується план відновлення всієї лінії протягом міжремонтного періоду.

Виконані ремонтні заходи фіксуються у журналі обліку робіт, а також відображаються у відповідних змінах та доповненнях до паспорта ПЛ.

Конструктивні зміни опор та інших елементів ПЛ, а також метод закріплення опор у ґрунті, можуть бути виконані лише за наявності технічного обґрунтування, відповідного рішення проектувальника, повної технічної документації та дозволу технічного керівника енергооб'єкта або організації, що експлуатує електричні мережі.

Усі види робіт на ПЛ, включаючи планові заходи та дії, спрямовані на запобігання чи усунення аварійних ситуацій, повинні проводитися відповідно до правил охорони електричних мереж.

При проведенні робіт на ПЛ, які знаходяться на територіях сільськогосподарського призначення, необхідно дотримуватися положень Земельного кодексу

України.

Роботи, спрямовані на запобігання порушенням у функціонуванні ПЛ та ліквідацію їхніх наслідків, дозволяється проводити у будь-яку пору року без попереднього погодження з землекористувачами, однак з обов'язковим повідомленням їх про початок робіт протягом десятиденного терміну.

Після завершення зазначених робіт організація, що експлуатує електричні мережі, зобов'язана привести земельні угіддя до стану, придатного для їх подальшого цільового використання. Крім того, вона повинна відшкодувати землекористувачам (або власникам землі) збитки, заподіяні під час проведення цих робіт.

Організації, які експлуатують ПЛ зі спільною підвіскою проводів, мають виконувати планові ремонтні роботи у заздалегідь узгоджені терміни. Однак, у випадках аварійних ситуацій, ремонтні заходи слід проводити з обов'язковим попереднім повідомленням іншої сторони (власника лінії або проводів).

З метою оперативного виявлення місць пошкоджень на ПЛ напругою 110 кВ і вище, а також міжфазних замикань на ПЛ 6–35 кВ, на електростанціях і підстанціях обов'язковою є установка спеціальних пристроїв для фіксації місця пошкодження. Крім цього, на ПЛ 6–35 кВ, що мають відгалуження, необхідно передбачити індикатори пошкоджених ділянок для швидкої локалізації проблеми.

Для ефективного виявлення місць замикання на землю ПЛ 6–35 кВ, експлуатуючі електричні мережі організації мають забезпечити наявність переносних приладів з відповідними функціями.

2.2 Вплив корозії на механічні параметри ПЛЕП

З часом повітряні лінії електропередач піддаються атмосферній корозії, яка є одним із найпоширеніших видів корозійного ураження металів. Своєю чергою, атмосферна корозія металів, включно з алюмінієм, за своєю суттю є електрохімічною. Електрохімічні процеси при цьому відбуваються у тонкій плівці вологи, що постійно присутня на поверхні металу під час атмосферної корозії.

Всі корозійні явища, перш за все, можуть бути розподілені на дві основні категорії: хімічна корозія та електрохімічна корозія.

Електрохімічна корозія розвивається за умови взаємодії металів з рідкими електролітами, якими найчастіше виступають водні розчини солей, кислот та лугів. У контексті атмосферної корозії електроліт утворюється на металевій поверхні у вигляді тонкої водяної плівки, і саме цей рідкий шар стимулює корозійні процеси [1]. При зменшенні температури або підвищенні концентрації водяної пари в повітрі настає точка роси, що ініціює конденсацію водяного туману на металі у формі мікроскопічних крапель. Їхній розмір варіюється залежно від властивостей металу, стану його поверхні та ступеня пересичення атмосфери вологою. Подальше осадження пари призводить до злиття крапель і формування безперервного вологого покриття. Слід врахувати, що на нерівних поверхнях, за наявності мікрочастинок (пилу, вугілля) або пористих ділянок захисного покриття чи продуктів корозії, конденсація вологи та формування водного шару в заглибленнях, порах і тріщинах відбувається ще до досягнення точки роси.

Збільшення вологості повітря призводить до прискорення атмосферної корозії. Рівень відносної вологості, за якого відбувається значне зростання швидкості корозійних процесів, іменується критичною вологістю.

Протягом тривалої експлуатації ПЛ їх механічна міцність знижується, водночас втрати енергії навіть за незмінного навантаження зростають. Однією з причин цього є зміна конфігурації окремих ділянок ЛЕП, що, у свою чергу, призводить до зміни значень еквівалентних опорів. Серед основних можливих причин зміни опорів ЛЕП можна виділити:

- Скорочення поперечного перерізу та збільшення довжини провідників, що є наслідком їхньої постійної деформації під впливом вітрових, льодових та інших навантажень.
- Корозійне ураження провідників ЛЕП, спричинене впливом різноманітних кліматичних умов, включно з кислотними опадами, вологістю, підвищеною температурою та сонячним випромінюванням, також призводить до

зменшення їхнього робочого поперечного перерізу.

- Підвищення питомого опору матеріалу провідників ЛЕП, обумовлене структурними змінами (старінням) та залишковими деформаціями (зміцненням).

Стійкість алюмінієвих сплавів є відносно високою в неагресивному середовищі, однак у промисловій та морській атмосфері вони переважно схильні до виразкової корозії. Варто підкреслити, що механічні напруги та деформації завжди прискорюють процеси корозії і часто впливають на її характер, змінюючи з рівномірного або локального на інтеркристалітний. Механічні напруги також є важливим чинником у формуванні "каустичної крихкості" сталі. Враховуючи, що лінії електропередач одночасно зазнають впливу корозійно-активного середовища та циклічних напруг (викликаних температурними змінами, вітровими та ожеледними навантаженнями), вони піддаються явищам втоми. У разі, якщо змінні напруги досягають межі втоми матеріалу, після певної кількості циклів утворюються тріщини втоми, що призводить до інтенсифікації місцевої корозії та, як наслідок, до руйнування провідника.

Коливання напруг не викликають інтенсифікації загальних корозійних процесів. Натомість, прискорене руйнування матеріалу зумовлене ранньою появою тріщин корозійної втоми. Ці утворення мають певні відмінності від типових утомних тріщин. При корозійній втомі нерідко формується розгалужена сітка мікроскопічних тріщин, які потім об'єднуються у велику тріщину, тоді як за умов звичайної втоми зазвичай спостерігається виникнення однієї єдиної тріщини втоми.

Внаслідок корозійних процесів спостерігається зменшення діаметра провідника, що для алюмінію в середньому становить 8 мкм/рік [5]. Якщо знехтувати нерівномірністю поширення корозії по довжині лінії електропередач, то можна констатувати, що корозійне ураження алюмінію в проводах лінії призводить до щорічного зменшення діаметра алюмінієвої жили на певну величину Δd_0 . Ця зміна діаметра провідника, у свою чергу, безпосередньо впливає на зниження механічної міцності ліній електропередач.

Зменшення перетину провідника призводить до зниження його механічної міцності, а якщо до цього додати фактор місцевої корозії, то така комбінація пояснює

поточну кількість аварій, що фіксуються в Україні.

Використовуємо відомий вираз для механічної напруги в проводі [5]

$$\sigma = R_{\pi} / F$$

Де $F = \frac{\pi \cdot d'^2}{4}$ – сумарна площа перетину проводу, $d' = d - \Delta d$ – діаметр проводу після впливу корозії, d – первісний діаметр проводу, Δd – зміна діаметра проводу від корозії, R_{π} – розривне зусилля проводу.

На рисунку продемонстровано зміну розривного зусилля лінії електропередачі протягом десятирічного періоду її експлуатації. При цьому розривне зусилля для нової лінії прийнято за одиницю, що слугує точкою відліку.

Механічні напруги, які формуються у провідниках повітряних ліній електропередач, головним чином спричинені їхнім розтягом. Здатність провідника витримувати натяг прямо залежить від максимальної міцності дротів, що входять до його складу. Проте, з плином часу, як відображено на рисунку 2.1, міцнісні характеристики провідника знижуються внаслідок впливу корозії.

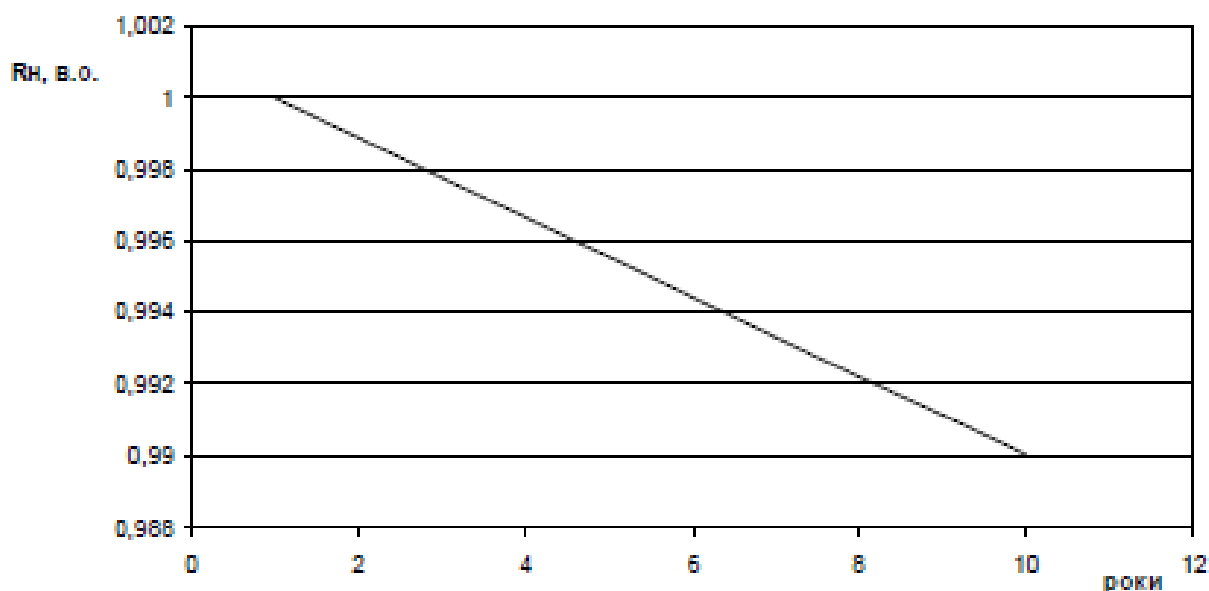


Рисунок 2.1 - Представлений графік ілюструє вплив зміни діаметра проводу на його розривне зусилля

Висновок:

Тривала експлуатація повітряних ліній електропередач призводить до зменшення діаметра провідників, що, своєю чергою, спричиняє зниження їхньої механічної міцності.

2.3 Аналіз сучасних пристроїв плавки ожеледі на ПЛЕП

Утворення ожеледі на провідниках і тросах повітряних ліній електропередачі (ЛЕП) спричиняє додаткові механічні навантаження на всі компоненти конструкції. Значні накопичення льоду потенційно ведуть до обривів проводів та тросів, руйнування арматури, а також деформації і падіння опорних конструкцій. Неоднорідний розподіл ожеледі по фазних проводах призводить до неоднакових стріл провисання, що викликає додаткові механічні навантаження і часто спричиняє схлистування провідників, особливо при падінні льодових наростів. Також ожеледь є однією з причин „пляски проводів”, яка може стати причиною серйозних аварій на ЛЕП. Для запобігання цим небажаним наслідкам впроваджується комплекс заходів, що охоплює як профілактику обмерзання, так і боротьбу з вже існуючим льодом. Найбільш дієвим заходом є плавка ожеледі, що передбачає розігрів фазних проводів і тросів підвищеним струмом, викликаючи танення та опадання льодових утворень. Існують два основні методи отримання підвищеного струму: перерозподіл навантаження та штучне коротке замикання (КЗ). Хоча перший метод не вимагає додаткового обладнання, його реалізація є складною (потребує значної кількості оперативних перемикачів) і не завжди дозволяє забезпечити необхідну потужність. З цієї причини він не знайшов широкого застосування, і сьогодні головним методом плавки ожеледі є штучне коротке замикання на ЛЕП. Для плавки може використовуватись як змінний, так і постійний (випрямлений) струм. Використання змінного струму для плавки ожеледі є дешевшим та простішим в експлуатації, оскільки не потребує складних та дорогих випрямних установок. Проте його істотним недоліком є споживання не лише активної, а й значної реактивної потужності від джерела живлення. Це підвищує навантаження на джерело живлення, погіршує режим напруги в системі та обмежує максимальні

струмові можливості проводу. На повітряних ЛЕП 220 кВ і вище, де зазвичай застосовуються провідники з перетином 240 мм² та більше, індуктивний опір значно переважає активний. Як наслідок, від джерела живлення вимагається дуже велика реактивна потужність, що може досягати десятків і сотень МВА, що різко знижує ефективність плавки, а в окремих випадках робить плавку змінним струмом абсолютно неможливою. Тому на ЛЕП 220 кВ і вище, як правило, перевагу віддають плавці постійним струмом.

Для ефективного та швидкого видалення ожеледі з провідників і тросів, струм плавки має перевищувати максимально допустимий тривалий струм для даної марки проводу в 1,5-2 рази. Допустимість такого перевищення обґрунтовується короткотривалістю процесу плавки та збільшеною інтенсивністю охолодження провідників у зимовий період.

За несприятливих погодних умов, що спричиняють утворення ожеледі на повітряних ЛЕП, накопичення відкладень на проводах і тросах може відбуватися надзвичайно швидкими темпами. З досвіду експлуатації електричних мереж відомі випадки, коли протягом кількох годин на провідниках наростала ожеледь товщиною 40–50 мм і більше. Слід також враховувати, що обмерзання, як правило, охоплює значні території, по яких пролягають десятки ліній. У таких обставинах критично важливим є максимальне скорочення часу підготовки ліній до плавки ожеледі, щоб якнайшвидше звільнити їх від льодових наростів. Значну роль у цьому відіграє сучасне комутаційне обладнання, зокрема реклоузери, а також збудовані на їхній основі комірки комплексних розподільчих пристроїв (КРП), разом із системами телесигналізації та телекерування.

В даний час, наприклад, застосовуються комплектні розподільчі пристрої зовнішньої установки серії К-112, які призначені для автоматизації електричних мереж 6-10 кВ. Комірки К-112 можуть мати різноманітні функціональні призначення, серед яких є і плавка ожеледі методом короткого замикання [1].

Вищий рівень ефективності можна отримати, застосовуючи реклоузери – багатofункціональні пристрої, що поєднують комутаційні апарати, системи протиаварійної автоматики (АПВ, АВР), елементи релейного захисту (МСЗ, захист від замикань

на землю тощо), а також функціонал для плавлення ожеледі. Ключовою перевагою реклоузерів є їхня здатність до цілком автономної роботи, що сприяє децентралізованому управлінню розподільчими мережами. Тим не менш, здебільшого реклоузери підтримують зв'язок з центром живлення через спеціальні канали, що дає змогу дистанційно керувати ними з диспетчерського пункту та отримувати від них інформацію за допомогою стандартних комунікаційних протоколів [3].

Щодо безпосередньо плавки ожеледі, застосування реклоузерів дозволяє значно (у декілька разів) скоротити час підготовки схеми плавлення. Якщо раніше традиційний підхід вимагав виїзду оперативно-виїзної бригади для ручного встановлення чи вмикання закоротки, що супроводжувалося значними витратами часу, особливо за несприятливих погодних умов (заметіль, низька температура, ураган тощо), то нинішнє встановлення реклоузера дає змогу його вмикання з диспетчерського пункту або найближчої підстанції. Це можливо відразу після отримання інформації про наявність ожеледі та необхідність її усунення, без потреби виїзду оперативного персоналу до місця розташування реклоузера [3]. Крім того, завдяки каналам зв'язку оперативний персонал має можливість контролювати наявність напруги на лінії та струм плавки у режимі реального часу.

На сучасному ринку електроенергетичного обладнання представлені реклоузери від таких компаній, як „Тавріда Електрик”, АВВ та інші. У цих пристроях як основний комутаційний апарат застосовуються вакуумні або елегазові вимикачі, які вирізняються високою надійністю, коротким часом комутації та майже не потребують поточного обслуговування. Передача даних між реклоузером і пунктом керування відбувається по каналах зв'язку, серед яких найбільш поширені:

- радіоканал – підключення через високошвидкісний радіомодем. Працює на високих та середніх частотах, зручний при розташуванні у важкодоступних місцях, де інших видів зв'язку немає, але потребує зони впевненого прийому радіосигналу;

- GSM-канал – підключення через GSM-модеми із використанням каналів операторів зв'язку. На сьогоднішній день є найбільш простим і дешевим способом, відрізняється низькими витратами на обладнання, не потребується оплата оренди каналу чи придбання спеціальних дозволів (як у випадку радіоканала).

Випрямлячі є основною складовою частиною сучасних пристроїв для плавки ожеледі постійним струмом. На сьогоднішній день на ринку представлено декілька компаній, які постачають спеціалізовані випрямлячі, розроблені для плавлення ожеледі на проводах і тросах повітряних ЛЕП. До найбільш поширених належать випрямлячі серій В-ТППД [4] та В-ТПЕД [5], що підключаються до шин 10 кВ і забезпечують на виході струми плавки від 800 до 2000 А. Ці випрямлячі обладнані сучасною мікропроцесорною системою керування та діагностики, яка може інтегруватися з системами верхнього рівня керування за допомогою інтерфейсів RS-232, RS-485 або іншими способами. Також випускаються вентильні кремнієві установки типу ВУКН, які за основними параметрами є фактично аналогами випрямлячів В-ТППД і В-ТПЕД.

Щоб забезпечити оптимальний струм плавлення, випрямлячі чи установки ВУКН можуть бути сконфігуровані послідовно-паралельним способом. Як правило, живлення систем плавки ожеледі здійснюється від шин 6–10 кВ підстанції, використовуючи вільну комірку КРП. Однак існують і альтернативні схеми живлення, такі як підключення до обмотки 10 кВ автотрансформаторів 330–500 кВ. Останнім часом спостерігається тенденція до проектування установок плавки ожеледі за модульним принципом, з використанням окремого живильного трансформатора, оснащеного пристроєм РПН.

Встановлення пристрою плавки ожеледі на підстанції неминуче вимагає узгодження його вихідних характеристик з допустимими режимами ЛЕП. Величина струму плавлення мусить перебувати в досить обмежених межах: надмірний струм може пошкодити контакти, тоді як замалий струм різко знижує ефективність плавлення, роблячи його, можливо, безрезультатним. Отже, установки з єдиним фіксованим значенням вихідного струму плавки можуть бути невідповідними для специфічних умов. Регулювання вихідного струму в широкому діапазоні дозволяє не лише

ефективно плавити ожеледь, а й виконувати профілактичний прогрів проводів для запобігання обмерзанню, а також використовувати різноманітні схеми з'єднання провідників. Проте ціна керованих установок значно (в 2–3 рази) перевершує вартість некерованих аналогів порівнянної потужності. З цієї причини в енергосистемах найбільш поширеними стали саме некеровані випрямлячі на базі В-ТППД, В-ТПЕД або установок ВУКН.

Установки плавки ожеледі постійним струмом мають розвинений комплекс релейних захистів, основними з яких є:

- імпульсний релейний захист від внутрішніх КЗ (пробій паралельної діодної гілки у плечі випрямлювальної установки);
- імпульсний захист від коротких замикань на землю як на повітряній лінії, так і на стороні змінної напруги випрямлювальної установки;
- багатоступеневий максимальний струмовий захист без витримки часу;
- мінімальний струмовий захист без витримки часу, який відбудований від мінімального струму плавки і спрацьовує при обриві кола постійного струму під час плавки ожеледі чи після вимкнення установки плавки ожеледі на протилежному кінці ПЛ при плавці з двох сторін.

Існуючий підхід до контролю ожеледеутворення та боротьби з ним має низку суттєвих недоліків. Дотепер спостереження за погодними умовами, зокрема за появою ожеледі на проводах і тросах у мережевому районі, переважно здійснюється шляхом виїздів оперативного персоналу у відповідні місця, що потребує значних часових витрат.

Частина ліній може залишитися без огляду через несприятливі погодні умови, труднощі з транспортуванням або перевантаженість оперативного персоналу. Варто також враховувати, що метеорологічна ситуація за несприятливих умов здатна змінюватися дуже швидко, і небезпечний рівень обмерзання на проводах може сформуватися лише за кілька годин. Тому візуальний огляд ЛЕП може надати застарілі результати, які вже не будуть актуальними на момент проведення плавки.

З огляду на зазначене, в актуальних умовах раціонально не обмежуватися лише

встановленням нових або реконструкцією існуючих установок плавки ожеледі на підстанціях. Натомість, необхідно формувати цілісний комплекс у вигляді інтегрованої системи контролю обмерзання та його плавлення. Ця система дала б змогу максимально задіяти потенціал сучасної апаратури, обчислювальної техніки та комунікаційних засобів. По-перше, такий підхід істотно знизив би робоче навантаження на оперативний персонал (як на підстанціях, так і в диспетчерських центрах), а по-друге, завдяки повному розумінню ситуації та оперативним діям, зменшив би потенційні негативні наслідки від утворення ожеледі. Наразі подібні системи вже функціонують у магістральних електричних мережах декількох енергосистем. До їхнього складу входять [7]:

- датчики ожеледевого навантаження;
- автоматичні метеопості;
- пристрої передачі та прийому даних;
- програмне забезпечення для централізованого збору, обробки даних про ожеледево-вітрову ситуацію і формування оптимальної стратегії боротьби з ожеледдю у регіоні.

Обмін даними всередині цієї системи відбувається за допомогою низькочастотних кодованих сигналів, які в мережах з ізольованою нейтраллю передаються по фазному проводу. У мережах із заземленою нейтраллю для цього застосовуються грозозахисні троси, УКХ радіоканали або GSM-модеми. Перевага надається двом останнім, оскільки вони не тільки сприяють інтеграції в єдиний телекомунікаційний простір енергосистеми, але й забезпечують підвищену надійність і швидкість передачі даних. Зокрема, використання GSM-каналу дає змогу розміщувати пункти прийому та передачі на значній відстані від контрольних точок, що дозволяє агрегувати інформацію з великих за площею територій.

В цілому інформаційна система дозволяє:

- здійснювати короткочасний прогноз початку ожеледеутворення;
- забезпечувати диспетчерські служби інформацією про розвиток ожеледево-вітрової ситуації;
- скоротити час на прийняття рішення про проведення плавок ожеледі;
- забезпечити контроль закінчення планки.

Інформація щодо навантаження на провідниках повітряних ЛЕП та температури повітря передається до диспетчерського пункту, де відбувається її автоматичне збереження та аналіз у відповідній базі даних. Програмне забезпечення виступає в ролі асистента диспетчера, дозволяючи йому швидко визначати потребу та пріоритетність плавлення ожеледі на ПЛ.

Висновки: У теперішній час ринок електроенергетичного обладнання пропонує різноманітні засоби для плавки ожеледі на повітряних ЛЕП, застосовуючи змінний або постійний струм. Наприклад, для плавлення змінним струмом за допомогою штучного короткого замикання використовуються комплектні розподільчі пристрої КРП К-112 та К-123, а також реклоузери. Системи плавки ожеледі постійним струмом здебільшого будуються на основі високонадійних та ефективних некерованих випрямлячів, таких як В-ТППД, В-ТПЕД або ВУКН. При цьому, найбільш інноваційним напрямком у боротьбі з обмерзанням визнано розробку автоматизованих систем моніторингу ожеледеутворення.

3 ОХОРОНА ПРАЦІ

У цьому розділі бакалаврської роботи розробляються заходи з охорони праці під час дослідження стану повітряних ліній електропередачі. На електротехнічний технологічний персонал, який здійснює обслуговування електрообладнання повітряних ліній електропередачі, впливають наступні шкідливі виробничі фактори [11, 12].

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); іонізація повітря.

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: її сенсорні, емоційні навантаження, ступінь монотонності навантажень, режим роботи.

3.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкту

3.1.1 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць

Обходи і огляд ліній

Забороняється провадити будь-які ремонтні та відновлювальні роботи, а також підніматися на опору та її конструкційні елементи під час огляду ПЛ або повітряного пункту перемикачів. Піднімання на опору допускається під час верхового огляду ПЛ.

У важкопрохідній місцевості (болота, водяні перешкоди, гори тощо) та за умов несприятливої погоди (дощ, снігопад, сильний мороз тощо), а також в темний час доби огляд ПЛ повинні здійснювати два працівники, які мають групу II. В інших випадках оглядати ПЛ може один працівник, що має групу II.

Забороняється йти під проводами під час огляду ПЛ в темний час доби.

Під час пошуку пошкоджень ПЛ працівники повинні мати з собою попереджувальні знаки або плакати для встановлення їх в разі виявлення пошкодження.

Забороняється на ПЛ понад 1000 В наближатися до проводу, що лежить на землі, на відстань меншу ніж 8 м. Поблизу такого проводу слід:

- організувати охорону для запобігання наближенню до нього людей і тварин;
- встановити, якщо це можливо, попереджувальні знаки і плакати;
- повідомити про те, що сталося, власника лінії;
- дочекатися приїзду ремонтної бригади.

Забороняється наближатися на відстань меншу 8 м, до залізобетонних опор ПЛ 6, 10, 35 кВ за наявності ознак проходження через стійки опор струму замикання на землю внаслідок пошкодження ізоляторів, доторкування проводу до опори тощо (інтенсивне випаровування вологи з ґрунту, виникнення електричної дуги на стійках і в місцях безпосереднього закріплення опори в ґрунті).

Розчищення траси ПЛ

До початку звалювання дерев місце роботи повинне бути розчищене. В зимовий час для швидкого відходу від дерева, що падає, в снігу прокладаються дві стежки довжиною від 5 до 6 м під кутом до лінії його падіння в бік, протилежний падінню. Забороняється вилазити на підрубані й підпиляні дерева.

Керівник робіт зобов'язаний перед початком роботи попередити всіх членів бригади про небезпеку наближення до проводів ПЛ, дерев, що звалюються, канатів тощо.

Для запобігання падінню дерев на проводи до початку вирубки слід застосувати відтяжки.

Забороняється у випадку падіння дерева на проводи наближатися до нього на відстань меншу 8 м до зняття напруги з ПЛ.

Про наступне падіння дерева, що звалюється, пильщики мають попередити інших працівників. Стояти з боку падіння дерева і з протилежного боку забороняється.

Забороняється валити дерева без підпилювання або підрубання, а також робити наскрізний пропил дерева. Нахилені дерева належить валити в бік їх нахилення.

Забороняється залишати неповаленим підрубане і підпиляне дерево на час перерви в роботі або в разі переходу до інших дерев.

Перед звалюванням гнилих і сухостійних дерев необхідно випробувати їх міцність, а потім зробити підпил. Забороняється підрубувати ці дерева.

Забороняється групове звалювання дерев з попереднім підпилюванням і звалювання з використанням падіння одного дерева на інше. В першу чергу слід звалювати підгнилі та обгорілі дерева.

Різні роботи

Під час вимірювання опору заземлення опор від'єднувати і приєднувати заземлювальний спуск від блискавкозахисного тросу слід в діелектричних рукавичках або після попереднього заземлення тросу.

На ПЛ допускається переміщення працівників по проводах перерізом не менше 240 кв. мм і по тросах перерізом не менше 70 кв. мм.

Під час переміщення по розщеплених проводах і тросах строп запобіжного пояса закріплюється за них, а у випадку користування спеціальним візком – за візок.

Роботи, що провадяться в місцях перетину ПЛ з лініями зв'язку і провідного радіомовлення, слід узгоджувати з власником.

Під час виконання робіт на ділянках перетину ПЛ з транспортними магістралями (залізницями, судноплавними ріками і каналами), якщо необхідно тимчасово призупинити рух транспорту чи на час його руху призупинити роботи на ПЛ, працівник, який видає наряд, викликає на місце робіт представника служби руху транспортної магістралі. Цей представник зобов'язаний забезпечити зупинку руху транспорту на необхідний час, або попереджати лінійну бригаду про транспорт, що наближається. Щоб пропустити транспорт, проводи, що заважають рухові, піднімаються на безпечну висоту.

Під час виконання робіт в смузі відведення автомобільної дороги, вулиці та залізничного переїзду, якщо це загрожує безпечному чи безперервному руху транспорту і пішоходів, організації, що відповідають за утримання автомобільної дороги, вулиці та залізничного переїзду, можуть закрити чи обмежити рух на основі ордера, який

видається відповідним дорожнім органом, а в містах — службою місцевого державного органу виконавчої влади та місцевого самоврядування, відповідно до вимог статті 26 Закону України «Про дорожній рух».

Для своєчасного попередження водіїв транспорту за узгодженням з Державтоінспекцією керівник робіт виставляє на шосе або дорозі сигнальні знаки, а також встановлює дорожні знаки «Ремонтні роботи».

За необхідності на місці проведення робіт викликається представник Державтоінспекції.

Сигнальні знаки повинні перебувати на відстані 100 м по обидва боки від місця перетину або зближення ПЛ з дорогами і мати з собою вдень червоні прапорці, а вночі — червоні ліхтарі.

3.1.2 Електробезпека

Основні технічні рішення щодо запобігання електротравмам:

1) виконання технічних заходів під час підготовки робочого місця,
2) застосування під час обслуговування електроустановок електрозахисних засобів.

1) Під час підготовки робочого місця для роботи, яка вимагає знімання напруги, слід виконати у зазначеній послідовності такі технічні заходи:

- провести необхідні вимкнення і вжити заходів щодо запобігання помилковому або самочинному вмиканню комутаційної апаратури;

- вивісити заборонні плакати на приводах ручного і на ключах дистанційного керування комутаційної апаратури. За необхідності струмопровідні частини слід огороджувати;

- приєднати до "землі" переносні заземлення;

- перевірити відсутність напруги на струмопровідних частинах, на які слід встановити заземлення. Якщо переносні заземлення планується ставити поблизу струмопровідних частин, що не входять в зону робочого місця, то їх огороження слід встановити до перевірки відсутності напруги та заземлення;

- встановити заземлення (увімкнути заземлювальні ножі, приєднати до вимкнених струмопровідних частин переносні заземлення) безпосередньо після перевірки відсутності напруги та вивісити плакати "Заземлено" на приводах вимикальних комутаційних апаратів;

- огородити, у разі необхідності, робочі місця або струмопровідні частини, що залишились під напругою, і вивісити на огороженнях плакати безпеки. Залежно від місцевих умов струмопровідні частини огорожують до або після їх заземлення.

2) Під час обслуговування електроустановок повинні застосовуватись засоби захисту від ураження електричним струмом, від впливу електричного поля, а також засоби індивідуального та колективного захисту. Ізолювальні електрозахисні засоби поділяються на основні і додаткові. До основних ізолювальних електрозахисних засобів, які повинні застосовуватись в електроустановках напругою понад 1000 В, відносяться: ізолювальні штанги всіх видів, ізолювальні кліщі, електровимірювальні кліщі, показчики напруги, пристрої для створення безпечних умов праці під час проведення випробувань і вимірювань в електроустановках (показчики напруги для фазування, показчики пошкодження кабелів та ін.); до додаткових – діелектричні рукавички, діелектричне взуття, діелектричні килими, ізолювальні підставки, ізолювальні накладки, ізолювальні ковпаки, штанги для перенесення та вирівнювання потенціалу, сигналізатори напруги, захисні огороження (щити, ширми), переносні заземлення, плакати та знаки безпеки та інші засоби захисту.

Крім наведених вище засобів захисту в електроустановках повинні застосовуватись такі ЗІЗ: захисні каски – для захисту голови; захисні окуляри і щитки – для захисту очей і обличчя; протигази і респіратори – для захисту органів дихання; рукавиці – для захисту рук; запобіжні пояси та страхувальні канати.

Вибір необхідних електрозахисних засобів, засобів захисту від дії ЕП, а також ЗІЗ регламентується [3], а також іншими відповідними нормативними документами (НД) з урахуванням місцевих умов. У разі застосування основних ізолювальних електрозахисних засобів достатньо використовувати один додатковий засіб, крім випадків, що обумовлені в цих Правилах. У разі необхідності захисту працівника від

напруги кроку дозволяється використовувати діелектричне взуття без застосування основних засобів захисту.

3.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

3.2.1. Мікроклімат

Тяжкість роботи розділяється на категорії залежно від загальних енерговитрат організму, ккал/с (Вт) [16]. Параметри мікроклімату в приміщеннях підстанції наведено в таблиці 1.

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату на робочому місці технологічного персоналу передбачається [17]:

- в холодну пору року використання калорифера;
- в літню пору застосування вентиляторів обдуву;
- провітрювання приміщення.

Таблиця 3.1 – Нормування параметрів мікроклімату

Період року	Категорія робіт	Температура, °C	Відносна вологість	Швидкість руху
Теплий	Iб	22-28	55 при 28°C	0,1-0,2
Холодний	Iб	21-25	75 при 25°C	Не більше 0,1

3.2,2. 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 [16] наведено в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – Гранично допустимі концентрації шкідливих речовин у повітрі робочої зони оператора лінії

Назва речовини	ГДК, мг/м ³		Клас небезпечності
	Максимально разова	Середньо добова	
Пил нетоксичний	0.5	0.15	4

Для забезпечення складу повітря робочої зони передбачено [17]: провітрювання приміщення; цілісність вікон для перешкодження попадання пилу в приміщення під час роботи лінії; встановлення пиловловлюючих засобів.

3.2.3. Виробниче освітлення

Характеристика зорових робіт під час організації обслуговування електрообладнання – середньої точності. Відповідно до ДБН В.2.5-28-2018 [18] розряд зорової роботи IV, підрозряд «г».

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 E27 LED 15W NW A60 "SG". Висота підвісу світильників над робочою поверхнею 4,5 метра.

Таблиця 3.3 – Вимоги до освітлення приміщень виробничих підприємств

Х-ка зорової роботи	Найменший або еквівалентний розмір об'єкта розрізнення, мм	Розряд зорової роботи	Під-розряд зорової роботи	Контраст об'єкта з фоном	Х-ка фону	Штучне при системі комбінованого освітлення		Природне Ен пр	Сумісне Е сум
						всього	у т. ч. від загального		
Середньої точності	Від 0,5 до 1,0 включно	IV	г	середній великий великий	світлий світлий середній	-	200	4	2,4

Світильники з світлодіодними лампами розміщують рядами; що дозволяє здійснювати їх послідовне включення (відключення) в залежності від величини природної освітленості. При експлуатації здійснюється контроль за рівнем напруги освітлювальної мережі, своєчасна заміна перегорілих ламп, забезпечується чистота повітря у приміщенні.

3.2.4. 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» [9] (таблиця 4).

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».

Таблиця 3.4 – 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

Для зниження шуму в приміщенні, необхідно:

– безпосередньо біля джерел шуму використовувати звукопоглинаючі матеріали для покриття стелі, стін, застосовувати підвісні звукопоглиначі;

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

3.3 Пожежна безпека

Пожежну безпеку промислових і інших об'єктів регламентують Правила пожежної безпеки в Україні [21, 22]. Пожежо- вибухонебезпечність речовин і матеріалів визначається за ДСТУ 8829: 2019 [23], за якою визначається категорія приміщень за вибуховою та пожежною безпекою [23].

Приміщення підстанцій за вибухонебезпечністю та пожежонебезпечністю відносяться 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-Іа в приміщеннях, де є тверді горючі речовини чи матеріали (корпуси та оболонки електрообладнання, меблі тощо).

Будівлі, в якій розташовані ці приміщення, характеризується III ступенем вогнестійкості.

До III ступеня вогнестійкості відносяться будинки з несучими та огорожувальними конструкціями з природних або штучних кам'яних матеріалів, бетону, залізобетону. Для перекриттів дозволяється застосовувати дерев'яні конструкції, захищені штукатуркою або негорючими листовими, плитними матеріалами, або матеріалами груп горючості Г1 (низької горючості), Г2 (помірної горючості). До елементів покриттів не висуваються вимоги щодо межі вогнестійкості, поширення вогню, при цьому елементи горищного покриття з деревини повинні мати вогнезахисну обробку.

Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій (у хвиликах) та максимальні межі поширення вогню по них (см) за ДБН В.1.1.7-2016 [22] наведено в таблиці 3.5.

Таблиця 3.5 – Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій та максимальні межі поширення вогню по них

Ступінь вогнестійкості будинків	Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій (у хвиликах) і максимальні межі поширення вогню по них (см)								
	стіни				коло-ни	сходові площадки, кос-тури, сходи, балки, марші сходових кліток	пере-криття між поверхові (у т.ч. горищні та над підвалами	елементи сумі-щених покрит-тів	
	несучі та сходових кліток	само-несучі	зов-ніш-ні не-несу-чі	внут-рішні не-несучі (перегородки				пли-ти, на-сти-ли, прого-ни	балки, ферми, арки, рами
III	REI 120 M0	REI 60 M0	E 15 M0	E1 15 M1	R 120 M0	R 60 M0	REI 45 M1	Не нормуються	

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).

Протипожежні перешкоди і мінімальні межі їх вогнестійкості за ДБН В.1.1.7-2016 [22] наведено в таблиці 3.6.

Таблиця 3.6 – Протипожежні перешкоди та мінімальні межі їх вогнестійкості

Протипожежні перешкоди	Типи проти-пожежних перешкод або їх елементів	Мінімальна межа вогнестійкості протипожежної перешкоди (у хвиликах)	Тип запо-внення прорізів, не нижче	Тип про-типожежного там-бур-шлюзу, не нижче
Стіни	2	REI 60	2	1
Перегородки	2	EI 15	3	2
Перекрытия	2	REI 60	2	1

Протипожежні відстані від житлових, громадських, адміністративно-побутових будинків промислових підприємств, гаражів до виробничих, складських, сільськогосподарських будинків і споруд слід приймати за таблицею 7 (знаменник). 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 7. Протипожежні відстані від житлових, громадських, адміністративно-побутових будинків промислових підприємств, гаражів до виробничих, складських будинків, сільськогосподарських будівель і споруд потрібно приймати за таблицею 3.7 (знаменник) [22].

Таблиця 3.7 – Протипожежні відстані між житловими, громадськими, адміністративно-побутовими будинками промислових підприємств, гаражами, а також до виробничих будинків, будівель і споруд

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

На території підстанцій встановлюється до 25 вогнегасників ВВП-5 (ВП-5) та 12 ВВП-9 [23].

У випадку виникнення пожежі робітники повинні: прийняти всі заходи по ліквідації вогню; місце, яке загорілось слід гасити вогнегасниками; при загоранні електропроводів слід відключити лінію, а ізоляцію електропроводів необхідно гасити тільки порошковими вогнегасниками ВП-5 або піском; зупинити обладнання.

ВИСНОВКИ

У цій бакалаврській кваліфікаційній роботі було успішно вирішено поставлені задачі:

- представлена бакалаврська кваліфікаційна робота успішно охоплює вирішення поставлених завдань, зокрема через виконання комплексних обчислень та оптимізації районної електричної мережі. Це передбачало вивчення найбільш ефективних конфігурацій електропостачання для певного району та визначення відповідних номінальних напруг. Крім того, здійснювався підбір марок провідників для електроліній, розрахунок падінь напруги, аналіз технічних характеристик та вибір основного обладнання для підстанцій. З метою обґрунтування найдодільнішого варіанта мережі були розраховані техніко-економічні показники. Додатково, було змодельовано та проаналізовано усталений режим електричної мережі.;

- експлуатація повітряних ліній електропередачі (ПЛ) є складним інженерним завданням, що супроводжується низкою особливої специфіки функціонування. Ці особливості викликані як власною комплексністю системи, так і безперервною дією навколишнього середовища. Ключовою характеристикою є тривалий вплив природних чинників. Серед них — значні механічні навантаження від намерзання льоду та вітрового тиску, що потребують підвищеної міцності конструктивних елементів. Зміни температурних режимів впливають на стан провідників, а розряди блискавок загрожують електричній стійкості ізоляції. Також суттєво враховувати корозію, яка призводить до деградації металевих компонентів, та потребу в контролі за рослинністю для запобігання коротким замиканням.

Зрештою, безпека та надійність функціонування повітряних ліній електропередачі (ПЛ) безпосередньо залежать від суворого дотримання нормативних приписів (таких як охоронні зони та мінімальні допустимі відстані), а також від високого рівня професіоналізму обслуговуючого персоналу.

Забезпечення стабільного та безперебійного функціонування повітряних ліній електропередачі є одним із найважливіших завдань енергетичного сектору України,

особливо в умовах сучасних викликів. Експлуатація ПЛЕП, що становлять основу електричної мережі, стикається не лише з традиційними проблемами, а й з безпрецедентними загрозами, спричиненими воєнними діями. Систематичні напади на енергетичну інфраструктуру вимагають від енергетиків швидкої адаптації, постійного вдосконалення методів ремонту та відновлення, а також пошуку шляхів підвищення живучості систем. Це підкреслює особливу актуальність дослідження та оптимізації процесів експлуатації ПЛЕП, що є критично важливим для енергетичної безпеки та економічної стабільності країни.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
2. Повітряні лінії електропередач напругою 35 кВ і більше. Інструкція з експлуатації. – Київ: ГДК 34.20.502-97, 1995.
3. Кулик В. В. Типові рішення при проектуванні електричних мереж напругою 110-330 кВ: навчальний посібник / В. В. Кулик, В. В. Тептя, О. Б. Бурикін, О. В. Сікорська. Вінниця: ВНТУ, 2018. 110 с.
4. Електричні системи і мережі. Частина 1: навчальний посібник / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський. Вінниця : ВНТУ, 2020. 203 с.
5. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
6. Електричні системи і мережі. Частина 2: навчальний посібник / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський. –Вінниця : ВНТУ, 2021. 162 с.
7. Електричні системи і мережі. Частина 3 : електронний навчальний посібник комбінованого (локального та мережного) використання [Електронний ресурс] / Малогулко Ю. В., Бурикін О. Б., Кацадзе Т. Л., Нетребський В. В. Вінниця : ВНТУ, 2022. 172 с.
8. П.Д. Лежнюк, В.В. Кулик, К.І. Кравцов, О.Б. Бурикін, В.О. Комар // Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір №34106. Державний департамент інтелектуальної власності МОН України, Відділ з питань авторського права і суміжних прав. – 2010.
9. ГКД 34.20.175-2002. Вимоги до проектування повітряних ЛЕП напругою до 1 кВ з самоутримними ізольованими проводами.// Київ, ГРІФРЕ, 2002
10. Керівні вказівки з улаштування повітряних ліній електропередачі 10 (6) кВ: ГКД 32.20.505-2003. – Київ: ОЕП «ГРІФЕ», 2003. – 53 с.
11. ДСНіП «Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу». Наказ МОЗ № 248 від 08.04.2014.

12. ДСТУ-Н Б А 3.2-1: 2007 Настанова щодо визначення небезпечних і шкідливих факторів та захисту від їх впливу при виробництві будівельних матеріалів і виробів та їх використання в процесі зведення та експлуатації об'єктів будівництва. URL: <https://profidom.com.ua/a-3/a-3-2/824-dstu-n-b-a-3-2-12007-nastanova-shhodo-viznachenna-nebezpechnih-i-shkidlivih-faktoriv->.

13. ДНАОП 1.1.10-1.01-97 Правила безпечної експлуатації електроустановок. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=21826.

14. ДСТУ Б В.2.5-82:2016. Електробезпека в будівлях і спорудах. Вимоги до захисних заходів від ураження електричним струмом. К. : ДП «УкрНДНЦ», 2016. 109 с.

15. НПАОП 40.1-1.32-01 (ДНАОП 0.00-1.32-01) Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0272203-01#Text>.

16. ДСН 3.3.6.042-99 Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. URL: <http://mozdocs.kiev.ua/view.php?id=1972>.

http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=79885

17. ДСН 3.3.6.037-99 Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку. URL: <http://document.ua/sanitarni-normi-virobnichogo-shumu-ultrazvuku-ta-infrazvuku-nor4878.html>.

18. ДСН 3.3.6.039-99. Державні санітарні норми виробничої загальної та локальної вібрації. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/rada/show/va039282-99>.

19. НАПБ А.01.001-14. Правила пожежної безпеки в Україні. К. : МВС України, 2014. 47 с.

20. ДСТУ 8828:2019 Пожежна безпека. Загальні положення. URL: <https://dwg.ru/dnl/15125>.

21. ДСТУ 8829:2019 Пожежовибухонебезпечність речовин і матеріалів. Номенклатура показників і методи їхнього визначення. Класифікація. URL: <https://www.alutal.com.ua/wp-content/uploads/2021/02/dstu-8829-2019-1.pdf>.

22. ДБН В.1.1-7:2016 Пожежна безпека об'єктів будівництва. Загальні вимоги.

URL: http://www.poliplast.ua/doc/dbn_v.1.1-7-2002.pdf.

23. Наказ Міністерства внутрішніх справ України «Про затвердження Правил експлуатації та типових норм належності вогнегасників». URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0225-18#Text>.

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А (обов'язковий)

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ) РОБОТИ

Назва роботи: «Дослідження характеристик експлуатації повітряних ліній електро-
передачі в районній електричній мережі»

Тип роботи: Бакалаврська кваліфікаційна робота

(кваліфікаційна робота, курсовий проект (робота), реферат, аналітичний огляд, інше (зазначити))

Відділ: Кафедра електричних станцій та систем

(кафедра, факультет (інститут), навчальна група)

Перевірник: к.т.н., доцент кафедри ЕСС Нетребський В. В.

(прізвище, ініціали, посада)

Показники звіту подібності

StrikePlagiarism	
Оригінальність	85,3
Загальна схожість	14,7

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне)

- ☐ Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак плагіату.
- ☐ Виявлені у роботі запозичення не мають ознак плагіату, але їх надмірна кількість викликає сумніви щодо цінності роботи і відсутності самостійності її автора. Роботу направити на доопрацювання.
- ☐ 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.

Заявляю, що ознайомлений (-на) з повним звітом подібності, який був згенерований Системою щодо роботи

Автор 
(підпис)

Радіонов С.В.

(прізвище, ініціали)

Опис прийнятого рішення

Робота допущена до захисту

особа, відповідальна за перевірку

(підпис)

Вишневецький С.Я

(прізвище, ініціали)

Експерт

(за потреби)

(підпис)

(прізвище, ініціали, посада)

ДОДАТОК Б (обов'язковий)

Результати розрахунків режиму максимальних навантажень в програмі "RVM - Hign"

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5800.0 год

Час втрат: 2859.6 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 53.630 МВт / 311.053 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 50.600 МВт / 293.480 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.565 МВт / 7.336 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г

Сумарні втрати в ЛЕП: 2.565 МВт / 7.336 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.089 МВт / 0.513 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.395 МВт / 1.129 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.483 МВт / 1.643 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.140 МВт / 8.978 млн.кВт*г (2.9%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} ,МВт	Q _{нав} ,МВАр	U, кВ	фаза, град
5		0.000	0.000	98.521	-3.43
1		0.000	0.000	100.033	-3.13
8		-53.630	-29.095	110.000	0.00
4		0.000	0.000	108.259	-0.65
3		0.000	0.000	103.981	-2.04
2		0.000	0.000	103.522	-2.15
1101		17.600	8.524	10.374	-7.61
1102		0.000	0.000	10.375	-7.61
210		0.000	0.000	11.252	-2.15
3101		6.600	3.740	10.752	-6.72
3102		13.200	6.014	10.752	-6.72
410		6.600	3.381	10.739	-8.20
510		6.600	3.740	9.407	-12.88

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Р _п ,МВт	Q _п ,МВАр	Р _к ,МВт	Q _к ,МВАр	dP,МВт	dQ,МВАр	I, кА	dU, кВ
3	3101	9.949	5.952	9.894	4.872	0.054	1.075	0.064	5.675
3101	3102	3.299	1.135	3.299	1.135	0.000	0.000	0.187	0.000
3	3102	9.948	5.955	9.893	4.876	0.054	1.075	0.064	5.678
8	4	22.715	11.272	22.479	10.841	0.235	0.430	0.133	1.748
4	2	15.791	7.622	15.286	6.890	0.503	0.729	0.093	4.803
2	1	15.277	8.560	14.902	8.017	0.374	0.541	0.097	3.566
3	8	-29.806	-15.795	-30.915	-17.823	1.105	2.020	-0.187	-6.085
1	1101	8.839	5.174	8.793	4.264	0.046	0.907	0.059	5.280
1101	1102	-8.796	-4.255	-8.797	-4.255	0.000	0.000	-0.543	-0.001
1	1102	8.843	5.165	8.797	4.255	0.046	0.907	0.059	5.272
5	510	6.708	5.430	6.596	3.738	0.112	1.686	0.050	13.981

Результати розрахунку режиму мінімальних навантажень

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5800.0 год

Час втрат: 2859.6 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 17.020 МВт / 98.714 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 16.698 МВт / 96.848 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.198 МВт / 0.566 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г

Сумарні втрати в ЛЕП: 0.198 МВт / 0.566 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.099 МВт / 0.576 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.034 МВт / 0.097 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.133 МВт / 0.674 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 0.433 МВт / 1.239 млн.кВт*г (1.3%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	фаза, град
5		0.000	0.000	107.817	-1.47
1		0.000	0.000	108.150	-1.35
8		-17.020	-1.019	110.000	0.00
4		0.000	0.000	109.753	-0.29
3		0.000	0.000	108.793	-0.83
2		0.000	0.000	108.986	-0.99
1101		5.808	2.813	10.221	-2.57
1102		0.000	0.000	10.221	-2.57
210		0.000	0.000	10.424	-0.99
3101		2.178	1.234	10.266	-2.19
3102		4.356	1.985	10.266	-2.19
410		2.178	1.116	10.241	-2.55
510		2.178	1.234	10.027	-3.82

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	P _п , МВт	Q _п , МВАр	P _к , МВт	Q _к , МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	3101	3.270	1.708	3.265	1.608	0.005	0.099	0.020	1.532
3101	3102	1.089	0.375	1.089	0.375	0.000	0.000	0.065	0.000
3	3102	3.270	1.709	3.265	1.609	0.005	0.099	0.020	1.533
8	4	7.176	-0.551	7.157	-0.586	0.019	0.035	0.038	0.249
4	2	4.962	-0.377	4.923	-0.434	0.039	0.057	0.026	0.782
2	1	4.913	1.417	4.884	1.375	0.029	0.042	0.027	0.849
3	8	-9.757	-1.412	-9.844	-1.570	0.086	0.158	-0.052	-1.218
1	1101	2.905	1.487	2.901	1.407	0.004	0.079	0.017	1.365
1101	1102	-2.903	-1.404	-2.903	-1.404	0.000	0.000	-0.182	-0.000
1	1102	2.907	1.483	2.903	1.404	0.004	0.079	0.017	1.362
5	510	2.185	1.359	2.177	1.233	0.008	0.125	0.014	3.186

Результати розрахунку післяаварійного режиму

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5800.0 год

Час втрат: 2859.6 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 58.451 МВт / 339.016 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 50.600 МВт / 293.480 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 7.505 МВт / 21.460 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г

Сумарні втрати в ЛЕП: 7.505 МВт / 21.460 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.078 МВт / 0.455 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.260 МВт / 0.745 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.339 МВт / 1.199 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 7.924 МВт / 22.660 млн.кВт*г (6.7%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	фаза, град
5		0.000	0.000	94.615	-6.71
1		0.000	0.000	95.783	-6.44
8		-47.207	-29.176	121.000	0.00
4		0.000	0.000	117.331	-1.02
3		0.000	0.000	88.483	-8.57
2		0.000	0.000	104.577	-4.05
1101		13.689	6.630	10.013	-10.20
1102		0.000	0.000	10.014	-10.21
210		0.000	0.000	10.474	-4.05
3101		5.133	2.909	9.110	-13.61
3102		10.267	4.678	9.110	-13.61
410		5.133	2.630	11.297	-5.84
510		5.133	2.909	9.278	-14.46

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Р _п , МВт	Q _п , МВАр	Р _к , МВт	Q _к , МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
1	1101	6.869	3.907	6.839	3.316	0.030	0.589	0.048	4.512
1101	1102	-6.842	-3.309	-6.842	-3.309	0.000	0.000	-0.437	-0.001
1	1102	6.872	3.900	6.842	3.309	0.030	0.589	0.048	4.506
3	3101	7.742	4.699	7.696	3.790	0.046	0.906	0.059	6.038
3101	3102	2.566	0.883	2.566	0.883	0.000	0.000	0.172	0.000
3	3102	7.741	4.702	7.695	3.792	0.046	0.906	0.059	6.041
4	2	41.092	25.892	37.792	21.113	3.287	4.759	0.239	12.995
2	1	37.783	22.818	35.448	19.436	2.326	3.368	0.243	9.138
1	3	16.425	9.989	15.506	8.657	0.916	1.326	0.116	7.683
1	5	5.255	3.598	5.208	3.530	0.047	0.068	0.038	1.212
5	510	5.200	3.960	5.130	2.907	0.070	1.048	0.040	11.313

ДОДАТОК В
(обов'язковий)

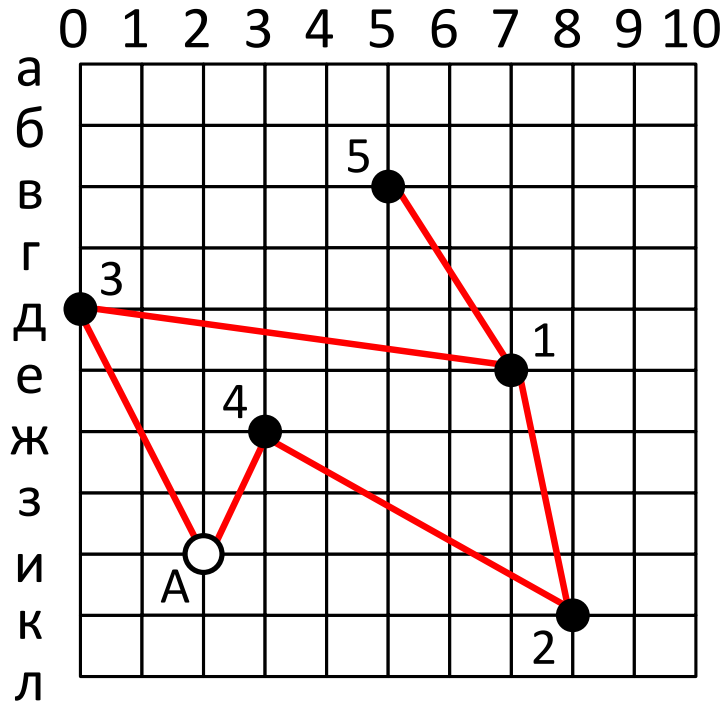
ІЛЮСТРАЦІЙНА ЧАСТИНА

ДОСЛІДЖЕННЯ ХАРАКТЕРИСТИК ЕКСПЛУАТАЦІЇ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ
ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ В РАЙОННІЙ ЕЛЕКТРИЧНІЙ МЕРЕЖІ

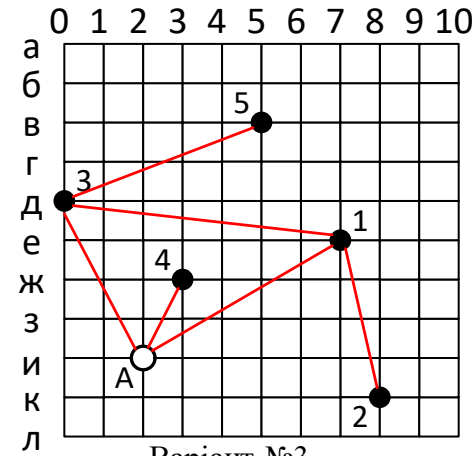
ВАРІАНТИ СХЕМ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ

Оптимальний варіант електричної мережі

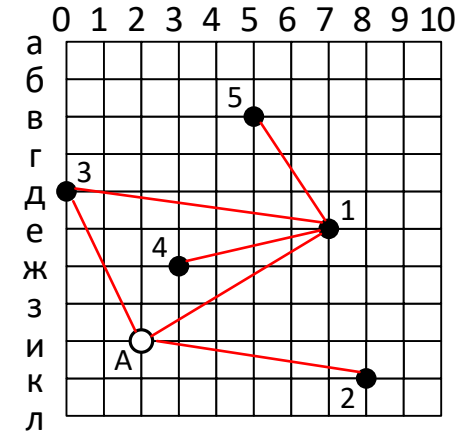
Варіант №4



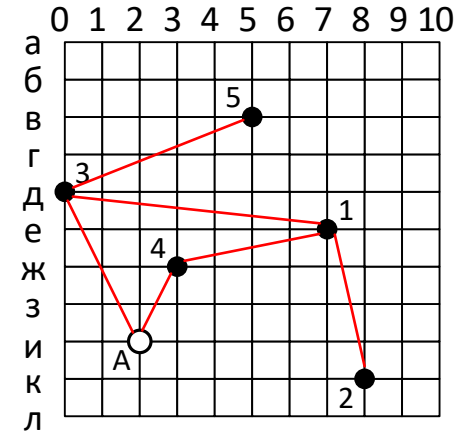
Варіант №1



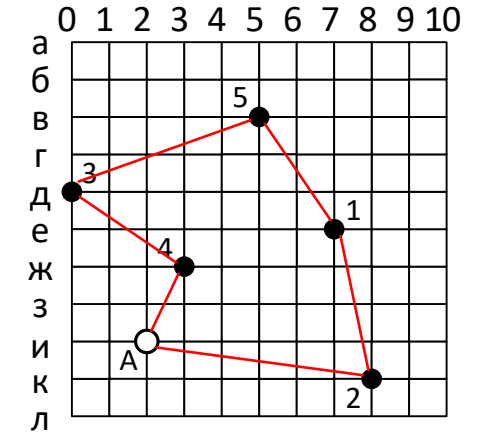
Варіант №2



Варіант №3



Варіант №5



ЕЛЕКТРИЧНА СХЕМА “РАЙОННОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ”

