Вінницький національний технічний університет

Факультет електроенергетики та електромеханіки

Кафедра електричних станцій і систем

Бакалаврська кваліфікаційна робота на тему:

Районна електрична мережа з аналізом технологій локалізації пошкоджень кабельних ліній

Виконав: студент 4 курсу, групи ЕС-21б
спеціальності 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
за ОП «Електричні станції»,
Твердохліб Р. А. _____

Керівник: к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС
Нетребський В.В._____
_____
«04» 06 2025 р.

Рецензент: доцент каф. ЕСЕЕМ
(наук.ступінь, вч.звання, назва кафедри)
Бабенко О.В.
_____
«06» 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 станції

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Комар В. О.
_____
«20» квітня 2025 р.

З А В Д А Н Н Я

НА БАКАЛАВРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Твердохлібу Роману Андрійовичу.
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. «Районна електрична мережа з аналізом технологій локалізації пошкоджень кабельних ліній»

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 1: 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 експерементів: категорія по надійності нових споживачів - I, II, III; задані потужності 1-9 МВт, 2-16 МВт, 3-15 МВт, 4-3 МВт, 5-4 МВт.

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Розрахунок та оптимізація електричної мережі. 2. Особливості нагляду при спорудженні КЛЕП. 3. Методи пошуку пошкоджень КЛЕП. 4. 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. Засоби пошуку пошкоджень КЛЕП.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконанн прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Нетребський В. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС	20.03.25	4.06.25
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		Пр міт
		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	Технічний нагляд за КЛЕП (розділ 2 БКР)	08.04.2025	11.04.2025	
5	Методи пошуку пошкоджень КЛЕП (розділ 3 БКР)	12.04.2025	19.04.2025	
6	Виконання розділу охорона праці (розділ 4 БКР)	20.04.2025	30.04.2025	
7	Формування висновків по роботі	01.05.2025	03.05.2025	
8	Оформлення пояснювальної записки	04.05.2025	19.05.2025	
9	Виконання графічної частини та оформлення презентації	20.05.2025	27.05.2025	
10	Перевірка БКР на плагіат. Попередній захист БКР.	28.05.2025	3.06.2025	
11	Рецензування БКР	04.06.2025	09.06.2025	
12	Захист БКР	10.06.2025	12.06.2025	

Студент _____ Р. А. Твердохліб
(підпис)

Керівник роботи _____ В. В. Нетребський
(підпис)

УДК 621.311

АНОТАЦІЯ

Твердохліб Р. А. «Районна електрична мережа з аналізом технологій локалізації пошкоджень кабельних ліній». Бакалаврська робота. – Вінниця: ВНТУ, 2025. – 67 с. Рис. 10, табл.18, бібліогр. 26.

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 існуючі технології для локалізації пошкоджень в кабельних лініях електропередачі, зокрема відносні методи діагностики спрямовані на обчислення відстані від точки підключення вимірювальної апаратури до місця дефекту.

Розроблено заходи з охорони праці в процесі обслуговування кабельних ліній.

Розрахунки проводились за допомогою програмного забезпечення MathCAD, Microsoft Exel.

Ключові слова: електрична мережа, кабельні лінії, види пошкодження, методи пошуку місць пошкодження.

ABSTRACT

Tverdohlib Roman " District power grid with analysis of cable line fault location technologies." Bachelor's thesis. - Vinnytsia: VNTU, 2025. - 67 p. Fig. 10, table 18, bibl. 26.

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.

Existing technologies for localising faults in cable power lines are analysed in detail, in particular, relative diagnostic methods aimed at calculating the distance from the point of connection of measuring equipment to the place of the fault.

Occupational health and safety measures have been developed for cable line maintenance.

Calculations were performed using MathCAD and Microsoft Exel software.

Keywords: electrical network, cable lines, types of damage, methods of finding damage sites.

ЗМІСТ

ВСТУП 6

1 РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 9

1.1 Проєктування відповідних схем електропостачання району та обґрунтування номінальних напруг 9

1.2 Вибір оптимальної марки проводів для повітряних ліній електропередачі 17

1.3 Розрахунок втрат напруги 22

1.4 Оцінка технічних параметрів 25

1.5 Вибір основного обладання 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 ЗАДАЧІ ТА ЗМІСТ ТЕХНІЧНОГО НАГЛЯДУ ПРИ СПОРУДЖЕННІ КАБЕЛЬНОЇ ЛІНІЇ 37

3 ОСНОВНІ МЕТОДИ ПОШУКУ ПОШКОДЖЕНЬ КАБЕЛЬНИХ ЛІНІЙ 42

4 ОХОРОНА ПРАЦІ 52

ВИСНОВКИ 63

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ 65

ДОДАТОК А 69

ДОДАТОК Б 69

ДОДАТОК В 73

ВСТУП

Сучасний стан кабельних ліній електропередачі (КЛЕП) в Україні характеризується поєднанням викликів, пов'язаних зі старінням інфраструктури, впливом військових дій та потребою в модернізації для інтеграції нових технологій, зокрема відновлюваних джерел енергії.

Кабельні лінії є важливою складовою української електромережі, хоча їх загальна протяжність значно менша, ніж повітряних ліній. Наприклад, за даними "Вінницяобленерго" (дані 2021 року), кабельні лінії 0,4/35 кВ становили 1,58 тис. км, тоді як повітряні лінії 0,4/10 кВ – 43,3 тис. км. Це свідчить про те, що кабельні лінії частіше використовуються в густонаселених районах, містах та на промислових об'єктах. Термін експлуатації багатьох кабелів вже вичерпано або наближається до кінця. З часом ізоляція деградує, що призводить до збільшення ймовірності пробоїв та коротких замикань. Це проявляється у зростанні кількості аварійних відключень, особливо під час пікових навантажень або несприятливих погодних умов. [1,2]

Значна частина кабельних ліній була прокладена ще за радянських часів. Це означає, що вони часто мають морально та фізично застарілу ізоляцію, наприклад, паперово-масляну (ПМІ) та інші елементи, що призводить до збільшення кількості пошкоджень, високих експлуатаційних витрат. Попри успадковані проблеми, Україна активно впроваджує новітні технології та матеріали у будівництві та реконструкції КЛЕП. Ключовою тенденцією є поступова заміна старих кабелів з ПМІ на кабелі з ізоляцією зі зшитого поліетилену (ЗПЕ). Цей процес є стратегічним напрямком розвитку кабельних мереж у всьому світі.

Повномасштабне вторгнення росії завдало колосальних збитків енергетичній інфраструктурі України. Кабельні лінії, що проходять у зоні бойових дій або поблизу об'єктів, що зазнали обстрілів, також були пошкоджені. Це вимагає масштабних відновлювальних робіт. Через перерозподіл потужностей, міграцію населення та зміну логістичних маршрутів, навантаження на окремі ділянки мережі, що залишилися неушкодженими, значно зросло. Це може прискорити знос обладнання, яке вже працює на межі своїх можливостей.

Загалом, сучасний стан кабельних ліній електропередачі в Україні відображає нагальну потребу в їх оновленні та адаптації до нових викликів. Незважаючи на проблеми, пов'язані зі зношеністю та впливом війни, відбувається поступовий перехід до більш сучасних та надійних рішень.

Забезпечення безперебійного та якісного електропостачання є однією з пріоритетних задач енергетичного комплексу. У цій системі кабельні лінії електропередачі відіграють ключову роль, особливо в міських та промислових зонах, проте їхня експлуатація пов'язана з суттєвими капітальними та операційними витратами, а також вимагає залучення спеціалізованого персоналу та складного діагностичного обладнання [1].

Глибокий аналіз конструктивних особливостей силових кабелів, їхніх функціональних характеристик та чинників, що впливають на режими роботи і провокують виникнення пошкоджень, формує основу для розробки ефективних стратегій пошуку та ліквідації несправностей. Це є невід'ємною частиною інженерних рішень у сучасній електроенергетиці.

Актуальність досліджень у сфері діагностування кабельних ліній зумовлена необхідністю переходу до оптимізованих підходів до ремонтно-відновлювальних робіт, що базуються на об'єктивній оцінці технічного стану обладнання. Такий підхід дозволяє ініціювати втручання виключно у випадках, коли параметри окремих конструктивних елементів лінії наближаються до критичних значень, що потенційно веде до їхньої відмови. Головною метою діагностики КЛЕП як важливих елементів розподільних електромереж є максимізація економічної ефективності їх експлуатації. Це передбачає підтримку встановленого рівня надійності функціонування та мінімізацію витрат на технічне обслуговування [1,2].

Мета роботи: ця робота присвячена дослідженню та оцінці наявних технологій визначення місць пошкоджень у кабельних лініях електричної передачі.

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 наявні методи виявлення та локалізації пошкоджень у кабельних лініях електричної передачі.

Об'єктом дослідження є кабельні лінії електропередачі.

Предметом дослідження представлені наявні технології виявлення та визначення місць пошкоджень у кабельних лініях електричної передачі.

1 РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

1.1 Проєктування відповідних схем електропостачання району та обґрунтування номінальних напруг

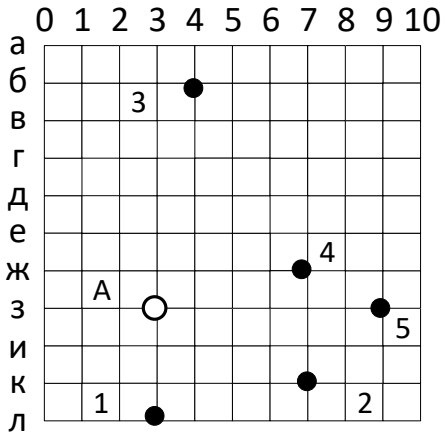
Вибір оптимальної економічно обгрунтованої схеми та номінальної напруги мережі є фундаментальним етапом проєктування, що вимагає ретельного аналізу. Зміна конфігурації мережі часто зумовлює необхідність перегляду її номінальної напруги. Оскільки схема та номінальна напруга взаємозалежні, їх вибір має 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].

Відповідно до Правил улаштування електроустановок (ПУЕ), електроприймачі поділяються на три категорії щодо вимог до надійності їхнього електропостачання. Електроприймачі першої категорії повинні отримувати живлення щонайменше від двох незалежних джерел, що обов'язково передбачає резервне живлення. Для споживачів другої категорії допускається короткочасна перерва в електричному забезпеченні, що не повинна призводити до маштабної 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.

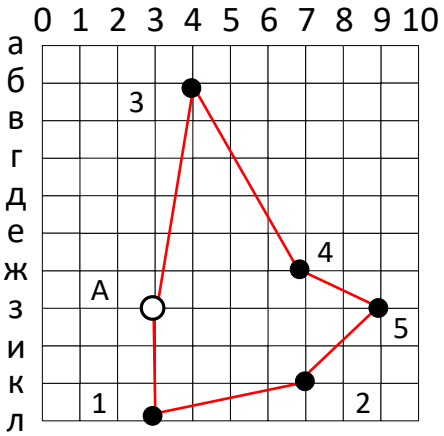
Відповідно до чинних стандартів, найбільш ефективне резервування в електричних мережах досягається завдяки їх замкненій роботі.

Резервне живлення також може реалізовуватися 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).

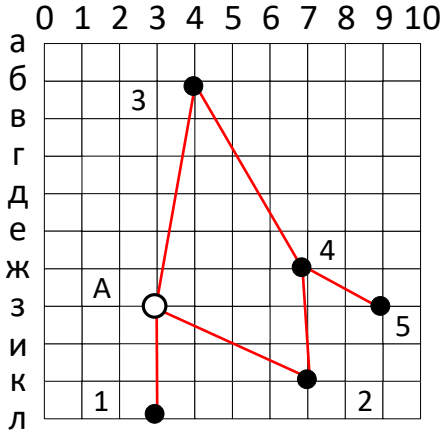
Розташування вузлів



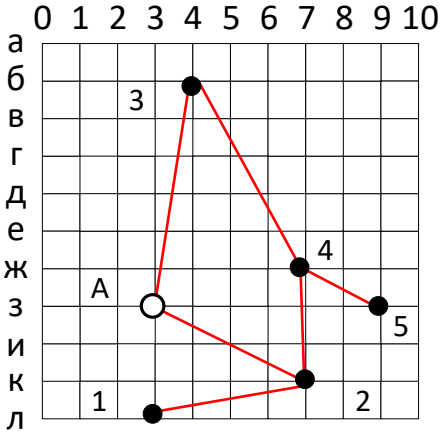
Варіант №1



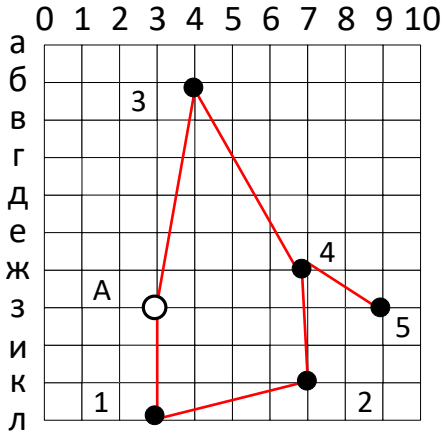
Варіант №2



Варіант №3



Варіант №4



Варіант №5

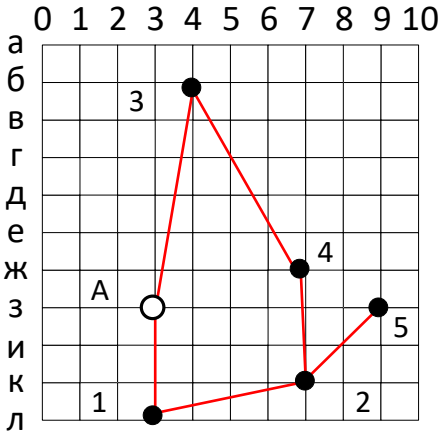


Рисунок 1.1 – п'ять альтернативних конфігурацій мережі

Використовуючи встановлені залежності та вихідні дані щодо активних потужностей навантажень нових споживачів *Pi* і коефіцієнтів *cos(φi)*, проведено обчислення реактивної *Qi* і повної *Si* потужностей у відповідних проектованих вузлах споживання. [5]

$$S_i = \frac{P_i}{\cos\phi_i}, \tag{1.1}$$

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2}\ . \tag{1.2}$$

Як приклад розглянемо вузол 1:

$$S_1 = \frac{9}{0.86} = 10.465\ \ MBA$$

$$Q_1 = \sqrt{10.465^2 - 9^2} = 5.34\ MBAp$$

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	9	5.34	10.46	0.86
2	16	7.74	17.77	0.90
3	15	7.26	16.66	0.9
4	3	1.7	3.44	0.87
5	4	2.47	4.70	0.85

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

$$l = 1{,}1 \cdot m_L \cdot L_{mp}\ ; \tag{1.3}$$

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

Так, для прикладу, розрахуємо довжину відрізка А1:

$$LA1 = 1{,}1 \cdot 1.5 \cdot 24 = 39.6 \text{ км}$$

Довжини решти відрізків мережі визначаються аналогічним чином.

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

Таблиця 1.2 — Отримані довжини проектованих ліній

Ділянка мережі	l, мм	L, км
А-1	1.5	39.6
А-3	3	79.2
А-2	2.3	60.7
2-4	1.5	39.6
3-4	2.7	71.2
4-5	1	26.4

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].

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

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

Проєктування 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 проводиться від кінцевих точок до джерела живлення, з дотриманням балансу потужностей вузлів. Для прикладу, на ділянці 4-5 варіанта 2 ми визначимо потужність, що передається до вузла 5 через лінію 4-5.

$$S45 = S5 = 4 + j\,2{,}47 \text{ МВА}$$

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

1.Поділ мережі здійснюється в балансуючому вузлі А.

2.Потужності основних ділянок розраховуються за допомогою виразів, аналогічних (1.5) і (1.6).

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

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

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

Приклад розрахунку схеми буде представлено для варіанта 2, шляхом розриву контуру А-3-4-2-А’:

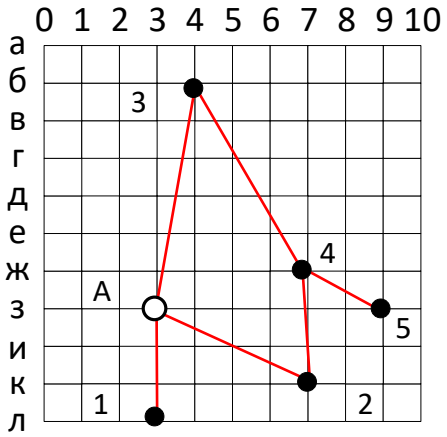


Рисунок 1.2 – варіант розвитку мережі номер 2

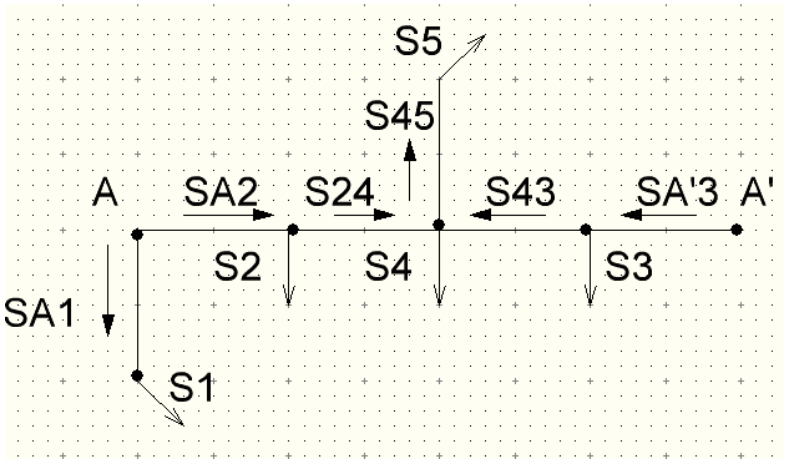


Рисунок 1.3 – Розподіл потужності в електричній мережі

$$S_{A2} = \frac{S2 \cdot (L_{24} + L_{43} + L_{A3}) + (S4 + S5) \cdot (L_{43} + L_{A3}) + S3 \cdot (L_{A3})}{L_{A2} + L_{24} + L_{43} + L_{A3}} = 21.063 + 10.67i \text{ МВА}$$

$$S_{A3} = \frac{S3 \cdot (L_{A2} + L_{24} + L_{43}) + (S4 + S5) \cdot (L_{A2} + L_{24}) + S2 \cdot (L_{A2})}{L_{A2} + L_{24} + L_{43} + L_{A3}} = 16.937 + 8.518i \text{ МВА}$$

$S_{A1} = S1 = 9 + 5.34i$ МВА

$S_{45} = S5 = 4 + 2.479i$ МВА

$S_{24} = SA_2 - S2 = 5.063 + 2.926i$ МВА

$S_{43} = S_{A3} - S3 = 1.937 + 1.254i$ МВА

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

$$S2 + S3 + S4 + S5 = 38 + 19.193i$$
$$S_{A2} + S_{A3} = 38 + 19.193i$$

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 А2, що належить до другого варіанта схеми, маємо такі дані:

$$U_{A1} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{60.72} + \frac{2500}{21.063}}} = 88.76 \text{ (кВ)}$$

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	Кіль-кість кіл	P, МВт	Q, МВАр	S, МВА	$U_{розр}$, кВ	$U_{ном}$, кВ
1	А-1	39.6	1	26.8	14.284	30.375	97.181	110
	1-2	52.8	1	-17.8	-8.944	19.927	81.686	110
	2-5	36.9	1	-1.8	-1.195	2.166	26.752	110
	4-5	26.4	1	2.19	1.284	2.542	29.376	110
	3-4	79.2	1	5.19	2.985	5.99	45.282	110
	А-3	79.2	1	20.19	10.249	22.645	87.666	110
2	А-1	39.6	1	9	5.34	10.465	80.603	110
	А-2	60.7	1	21.063	10.675	23.614	88.762	110
	2-4	39.6	1	5.063	2.926	5.848	44.438	110
	4-5	26.4	1	4	2.479	4.705	39.407	110
	4-3	71.2	1	1.937	1.254	2.307	27.759	110
	А-3	79.2	1	16.937	8.518	18.958	58.681	110
3	А-2	55.4	1	28.594	15.108	32.34	101.823	110
	1-2	52.8	1	9	5.34	10.465	59.003	110
	2-4	39.6	1	25.594	13.408	28.893	95.214	110
	4-5	26.4	1	4	2.479	4.706	39.407	110
	4-3	79.2	1	10.594	6.143	12.246	64.242	110
	А-3	79.2	1	18.406	9.425	20.679	83.878	110
4	А-1	39.6	1	26.591	14.156	30.124	96.835	110
	1-2	52.8	1	-13.59	-6.337	14.996	71.904	110
	2-4	39.6	1	2.409	1.412	2.792	30.855	110
	4-5	26.4	1	7	4.179	8.153	51.565	110
	4-3	79.2	1	5.409	3.112	6.24	46.2	110
	А-3	79.2	1	20.409	10.377	22.896	88.111	110
5	А-1	39.6	1	27.136	14.494	30.765	97.705	110
	1-2	52.8	1	-14.13	-6.675	15.633	73.261	110
	2-4	39.6	1	1.864	1.074	2.151	27.175	110
	2-5	36.9	1	20	10.228	22.464	84.963	110
	3-4	79.2	1	4.864	2.774	5.599	43.839	110
	А-3	79.2	1	19.864	10.039	22.256	86.982	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.

$$I_{розр} = \alpha_I \cdot \alpha_T \cdot \frac{S_{ij}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot n_л} \tag{1.7}$$

Приклад для другого варіанту розвитку мережі:

$$I_{\text{розр}_{\text{A1}}} = 1 \cdot 1 \cdot \frac{10.465*10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 54.927 \text{ A}$$

де a_i — коефіцієнт, що враховує річні зміни навантаження; a_T — коефіцієнт, який залежить від кількості годин використання максимального навантаження (Тнб); $n_л$ — 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 ≤ Тнб ≤ 6000 годин. У даній роботі приймається, що $T_{нб}$ = 6000 годин.

Значення Ірозр зіставляється з граничними економічними навантаженнями (Іпр.ек) для визначення оптимального перерізу проводу (Fi). Прикладом є вибір проводу марки АС 120/19 для ділянки А1 схеми 2. Параметри Іпр.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 другій схемі, коли виходить з ладу найбільш навантажена лінія А2 [8].

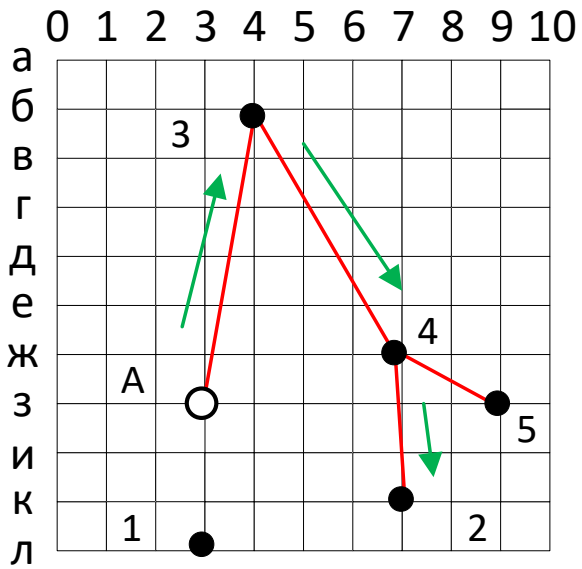


Рисунок 1.4 – схема для післяаварійного режиму для 2-го варіанту розвитку

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

$$S_{42_{ПА}} = S_2 = 17.778 \text{ (МВА)}$$

$$S_{45_{ПА}} = S_5 = 4.706 \text{ (МВА)}$$

$$S_{43па} = S_{42_{ПА}} + S_4 + S_5 = 25.909 \text{ (МВА)}$$

$$S_{А3па} = S_{43па} + S_3 = 42.572 \text{ (МВА)}$$

Відтак, для ділянки А3 маємо:

$$I_{А3па} = \alpha_I \cdot \alpha_T \cdot \frac{S_{\max\ п.а}}{\sqrt{3} \cdot U_{па} \cdot n_л} = 1 \cdot 1 \cdot \frac{42.572*1000}{\sqrt{3} \cdot 121 \cdot 1} = 203.132 \text{ (А)}.$$

265 А > 203,132 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	nл	Ірозр, А	F, ММ²	Ідоп, А	Ірозрп.а, А	F, ММ² після перевірки
1	А-3	1	118.858	АС-120/19	390	252.974	АС-120/19
	3-4	1	31.438	АС-120/19	390	173.502	АС-120/19
	4-5	1	13.34	АС-120/19	390	157.052	АС-120/19
	2-5	1	11.368	АС-120/19	390	134.648	АС-120/19
	1-2	1	104.588	АС-120/19	390	49.934	АС-120/19
	А-1	1	159.427	АС-120/19	390	0	АС-120/19
2	А-3	1	99.506	АС-120/19	390	203.132	АС-120/19
	4-3	1	74.936	АС-120/19	390	123.625	АС-120/19
	4-5	1	42.79	АС-120/19	390	22.454	АС-120/19
	2-4	1	30.692	АС-120/19	390	84.826	АС-120/19
	А-2	1	123.94	АС-120/19	390	0	АС-120/19
	А-1	1	54.928	АС-120/19	390	0	АС-120/19
3	А-3	1	108.537	АС-120/19	390	230.587	АС-120/19
	4-3	1	64.276	АС-120/19	390	151.094	АС-120/19
	4-5	1	24.699	АС-120/19	390	22.454	АС-120/19
	2-4	1	151.65	АС-120/19	390	134.648	АС-120/19
	1-2	1	54.928	АС-120/19	390	49.934	АС-120/19
	А-2	1	169.74	АС-120/19	265	0	АС-120/19
4	А-3	1	120.171	АС-120/19	390	230.587	АС-120/19
	4-3	1	32.754	АС-120/19	390	151.094	АС-120/19
	4-5	1	42.79	АС-120/19	390	22.454	АС-120/19
	2-4	1	14.656	АС-120/19	390	134.648	АС-120/19
	1-2	1	78.707	АС-120/19	390	49.934	АС-120/19
	А-1	1	158.112	АС-120/19	390	0	АС-120/19
5	А-3	1	116.815	АС-120/19	390	230.587	АС-120/19
	3-4	1	29.388	АС-120/19	390	151.094	АС-120/19
	2-5	1	117.903	АС-120/19	390	84.826	АС-120/19
	2-4	1	11.289	АС-120/19	390	134.648	АС-120/19
	1-2	1	82.053	АС-120/19	390	49.934	АС-120/19
	А-1	1	161.473	АС-150/24	390	0	АС-120/19

Таблиця 1.5 – технічні характеристики марок проводів ліній електропередачі

№	Ділянка мережі за схемою	Кіл-ть кіл	Довжина ділянки, км	Марка проводе	r_0, Ом/км	x_0, Ом/км	R_1, Ом	X_1, Ом
1	А-3	1	79.2	АС-120/19	0.249	0.427	19.721	33.818
	3-4	1	79.2	АС-120/19	0.249	0.427	19.721	33.818
	4-5	1	26.4	АС-120/19	0.249	0.427	6.574	11.273
	2-5	1	36.9	АС-120/19	0.249	0.427	9.203	15.782
	1-2	1	52.8	АС-120/19	0.249	0.427	13.147	22.546
	А-1	1	39.6	АС-120/19	0.249	0.427	9.86	16.909
2	А-3	1	79.2	АС-120/19	0.249	0.427	19.721	33.818
	4-3	1	71.2	АС-120/19	0.249	0.427	17.749	30.437
	4-5	1	26.4	АС-120/19	0.249	0.427	6.574	11.273
	2-4	1	39.6	АС-120/19	0.249	0.427	9.86	16.909
	А-2	1	60.7	АС-120/19	0.249	0.427	15.119	25.927
	А-1	1	39.6	АС-120/19	0.249	0.427	9.86	16.909
3	А-3	1	79.2	АС-120/19	0.249	0.427	19.721	33.818
	4-3	1	79.2	АС-120/19	0.249	0.427	19.721	33.818
	4-5	1	26.4	АС-120/19	0.249	0.427	6.574	11.273
	2-4	1	39.6	АС-120/19	0.249	0.427	9.86	16.909
	1-2	1	52.8	АС-120/19	0.249	0.427	13.147	22.546
	А-2	1	55.4	АС-120/19	0.249	0.427	13.805	23.673
4	А-3	1	79.2	АС-120/19	0.249	0.427	19.721	33.818
	4-3	1	79.2	АС-120/19	0.249	0.427	19.721	33.818
	4-5	1	26.4	АС-120/19	0.249	0.427	6.574	11.273
	2-4	1	39.6	АС-120/19	0.249	0.427	9.86	16.909
	1-2	1	52.8	АС-120/19	0.249	0.427	13.147	22.546
	А-1	1	39.6	АС-120/19	0.249	0.427	9.86	16.909
5	А-3	1	79.2	АС-120/19	0.249	0.427	19.721	33.818
	3-4	1	79.2	АС-120/19	0.249	0.427	19.721	33.818
	2-5	1	36.9	АС-120/19	0.249	0.427	9.203	15.782
	2-4	1	39.6	АС-120/19	0.249	0.427	9.86	16.909
	1-2	1	52.8	АС-120/19	0.249	0.427	13.147	22.546
	А-1	1	39.6	АС-120/19	0.249	0.427	9.86	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. Порівняння післяаварійних струмів з допустимими значеннями підтвердило, що заміна провідника на більший переріз не є потрібною.

1.3 Розрахунок 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:

$$\Delta U_л = \frac{P_л \cdot R_л + Q_л \cdot X_л}{U_н}, \tag{1.8}$$

де $P_Л$ – активна електропотужність для відповідної лінії, $Q_Л$ - реактивна потужність для відповідної лінії, $R_Л$ - активний опір для відповідної лінії.

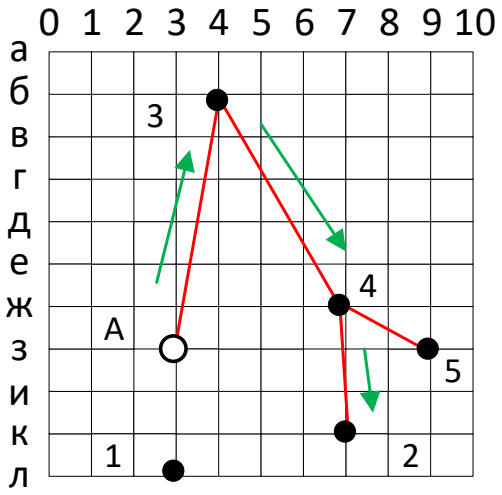
$$R_л = \frac{r_0 \cdot l}{n_л}, \tag{1.9}$$

де n - кількість ланцюгів для лінії.

$$X_л = \frac{x_0 \cdot l}{n_л}, \tag{1.10}$$

Знаходження втрат напруги буде проілюстровано на прикладі ділянки електромережі, що належить до варіанта №2.

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



$$\Delta U_{A3ПА} := \frac{P_{A3ПА} \cdot R_{A3} + Q_{A3ПА} \cdot X_{A3}}{U_{АПА}} = 10.213 \quad кВ$$

$$\Delta U_{34ПА} := \frac{P_{43ПА} \cdot R_{43} + Q_{43ПА} \cdot X_{43}}{U_{АПА} - \Delta U_{A3ПА}} = 5.64 \quad кВ$$

$$\Delta U_{42ПА} := \frac{P_{24ПА} \cdot R_{24} + Q_{24ПА} \cdot X_{24}}{U_{АПА} - \Delta U_{A3ПА} - \Delta U_{34ПА}} = 2.747 \quad кВ$$

$$\Delta U' := U_{АПА} - \Delta U_{A3ПА} - \Delta U_{34ПА} - \Delta U_{42ПА} = 102.401 \quad кВ$$

Здійснимо визначення відхилення напруги:

$$\delta U = \frac{U_{ном} - \Delta U'}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{110 - 102.401}{110} \cdot 100\% = 6.909\%.$$

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 мережіза схемою	R, Ом	X, Ом	Рп.а, МВт	Qп.а, МВт	Sп.а, МВА	Втрати напруги ΔU, кВ	Відхилення напруги δ U, %
1	А-3	19.721	33.818	47	24.533	53.018	14.517	23.934
	3-4	19.721	33.818	32	17.269	36.362	11.411	
	4-5	6.574	11.273	29	15.568	32.915	3.851	
	2-5	9.203	15.782	25	13.089	28.219	4.787	
	1-2	13.147	22.546	9	5.34	10.465	2.762	
	А-1							
2	А-3	19.721	33.818	34	16.714	37.886	10.213	6.909
	4-3	19.749	30.437	19	9.449	21.22	5.64	
	4-5	6.574	11.273	4	2.479	4.706	0.516	
	2-4	9.86	16.909	16	7.749	17.778	2.747	
	А-1							
	А-2							
3	А-3	19.721	33.818	28	22.054	48.326	13.172	17.51
	4-3	19.721	33.818	43	14.79	31.666	9.759	
	4-5	6.574	11.273	4	2.479	4.706	0.553	
	2-4	9.86	16.909	25	13.089	28.219	4.771	
	1-2	13.147	22.546	9	5.34	10.465	2.559	
	А-2							
4	А-3	19.721	33.818	43	22.054	48.326	13.172	17.51
	4-3	19.721	33.818	28	14.79	31.666	9.759	
	4-5	6.574	11.273	4	2.479	4.706	0.553	
	2-4	9.86	16.909	25	13.089	28.219	4.771	
	1-2	13.147	22.546	9	5.34	10.465	2.559	
	А-1							
5	А-3	19.721	33.818	43	22.054	48.326	13.172	17.51
	3-4	19.721	33.818	28	14.79	31.666	9.759	
	2-5	9.203	15.782	16	7.749	17.778	2.889	
	2-4	9.86	16.909	25	13.089	28.219	4.771	
	1-2	13.147	22.546	9	5.34	10.465	2.559	
	А-1							

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 післяаварійних умовах, а також відомості про число вимикачів та загальну протяжність ліній

№ схеми	Δδп.а.max, %	кількість вимикачів	$L_{траси}$, км
1	23.934	17	314,16
2	6.909	17	316,8
3	17.51	17	332,64
4	17.51	17	316,8
5	17.51	17	327,36

Після порівняльного аналізу, представленого в таблиці 1.7, зроблено висновок, що для подальшого розгляду рекомендується обрати варіанти №2 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 варіанта схеми мережі, 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 перемичці, так і в колах силових трансформаторів.

Формуючи архітектуру мережі, ми спираємося на функціональне призначення кожної підстанції, а також на принципи надійності та простоти реалізації. Для прохідних електропідстанцій у складі кільцевих мереж оптимальною є схема "місток", яка

включає вимикачі як у шунтуючій перемичці, так і в приєднаннях трансформаторів [6].

Для системної електропідстанції А приймається « подвійна система шин з обхідною». 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.

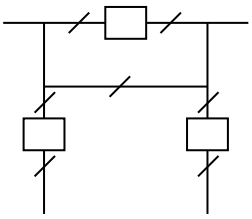
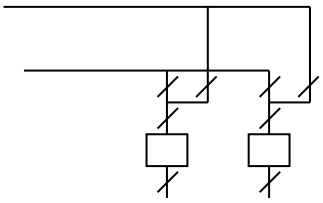


Схема підстанції “місток”



Схеми кінцевої підстанції

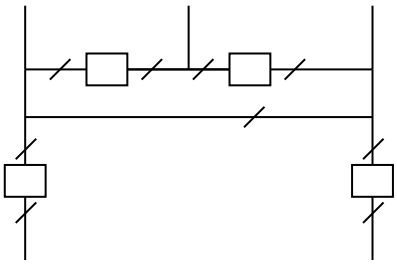


Схема вузлової підстанції

Рисунок 1.5 – Електросхеми підстанцій

1.5 Вибір основного обладання 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 проєктування.

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:

$$S_{mi} = \frac{S_{нагрі}}{n_m \cdot k_1}, \tag{1.11}$$

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 Кп, граничне значення якого становить 140% від номінального навантаження.

$$K_П = \frac{S_{нагрі}}{S_{m_{ном}} \cdot (n_m - 1)}, \tag{1.12}$$

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

$$S1_{розр} = |S_1| \cdot 1{,}4 = 14{,}651 \text{ МВА}$$

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 :

$$K_{\text{П}} = \frac{S1_{\text{розр}}}{S_{\text{ном}}} = 0.916$$

Оскільки 0.916<1.4, це підтверджує коректність вибору трансформатора.

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

Таблиця 1.8 - Результати із вибором трансформаторів

№	Тип т-ра	Межі для регулювання	$U_{ном}$ обмоток, кВ		$U_к$, %	$\Delta P_к$, кВт	$\Delta P_х$, кВт	$I_х$, %	$R_Т$, Ом	$X_Т$, Ом	ΔQxx, 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	ТРДН – 25000/110	±9×1,78%	115	6,3; 10,5	10,5	120	27	0,7	2,57	55,9	175
3	ТРДН – 25000/110	±9×1,78%	115	6,3; 10,5	10,5	120	27	0,7	2,57	55,9	175
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 цій роботі порівняння різних варіантів електромережі виконується за допомогою техніко-економічного аналізу (ТЕА). Цей порівняльний процес відбувається у два етапи.

На І-ому етапі порівнюються варіанти із однаковою номінальною напругою. Зіставлення відбувається за основними кількісними показниками, до яких належать загальна довжина ліній, довжина трас, кількість вимикачів. Цей попередній аналіз має наближений характер та базується на розрахункових витратах.

На ІІ-ому етапі обмежена кількість найбільш раціональних варіантів схеми та номінальної напруги мережі піддається техніко-економічному порівнянню, що ґрунтується на приведених витратах. Кожен з цих варіантів детально опрацьовується, включаючи вибір схем для всіх підстанцій, розрахунок втрат електроенергії та визначення інших важливих параметрів.

Слід зазначити, що порівняння варіантів з різними номінальними напругами можливе виключно на основі приведених витрат, що обумовлено варіативністю цін на обладнання, апаратуру та відмінностями у величині втрат електроенергії. Аналогічний підхід застосовується і для порівняння варіантів з різним рівнем надійності електропостачання.

Для розрахунку техніко-економічних показників та критеріїв економічної ефективності використовуються дані щодо вартості та експлуатаційних характеристик електрообладнання, наведені в [9, додаток 5].

Методика оцінки економічної ефективності, що застосовується в рамках техніко-економічного аналізу (ТЕА), розроблена на базі Загальних методичних положень щодо оцінки економічної ефективності інвестицій в енергетику (ГЛ 340.001–95), які були затверджені Міненерго України за погодженням з Мінекономіки 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.

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

де $Ц_m$ – середньозважений тариф на електроенергію в д 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.; Е – додаткові щорічні експлуатаційні витрати на мережу, тис. грн..

В ситуації економічної нестабільності рекомендується здійснювати розрахунок капітальних інвестицій у вільно конвертованій валюті. При цьому існує практика, за якою цінові показники 1984 року, виражені в карбованцях [4], еквівалентні поточним цінам у доларах США [7]. Для конвертації вартості з національної валюти необхідно застосувати офіційний курс долара США на дату проведення розрахунків (наприклад, 41 грн за 1 долар США) до значень, вказаних у довідкових матеріалах.

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

$$В = р_н \cdot К + Е + Зб, \tag{1.17}$$

де В – приведені затрати, тис. грн, $р_н$ - нормативний коефіцієнт капітальних вкладень, прийнятий як $р_н = 0.12$. К - одночасні капітальні витрати, тис. грн.

$$К = Кп + Кл, \tag{1.18}$$

де $К_п$ – одночасні капітальні вкладення на спорудження електропідстанцій, $К_л$ - капітальні витрати на будівництво ліній електропередачі.

$$K_П = \sum K_K , \tag{1.19}$$

де $К_к$ - вартість комплектних трансформаторних електропідстанцій, тис. грн.;

$$K_{ПС1} := 150 \cdot 41 \cdot 5 = 3.075 \times 10^4$$

$$K_{ПС2} := 530 \cdot 41 \cdot 5 = 1.087 \times 10^5$$

$$K_{ПС3} := 530 \cdot 41 \cdot 5 = 1.087 \times 10^5$$

$$K_{ПС4} := 125 \cdot 41 \cdot 5 = 2.563 \times 10^4$$

$$K_{ПС5} := 125 \cdot 41 \cdot 5 = 2.563 \times 10^4$$

$$K_{ПС} := K_{ПС1} + K_{ПС2} + K_{ПС3} + K_{ПС4} + K_{ПС5} = 2.993 \times 10^5$$

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
2	А-3	79.2	110	АС – 120/19	10.8	442.8	35069.7
	А-1	39.6	110	АС – 120/19	10.8	442.8	17534.8
	2-4	39.6	110	АС – 120/19	10.8	442.8	17534.8
	4-5	26.4	110	АС – 120/19	10.8	442.8	11689.9
	4-3	71.2	110	АС – 120/19	10.8	442.8	31527.3
	А-2	60.7	110	АС – 120/19	10.8	442.8	26877.9
4	А-3	79.2	110	АС – 120/19	10.8	442.8	35069.7
	3-4	79.2	110	АС – 120/19	10.8	442.8	35069.7
	4-5	26.4	110	АС – 120/19	10.8	442.8	11689.9
	4-2	39.6	110	АС – 120/19	10.8	442.8	17534.8
	2-1	52.8	110	АС – 120/19	10.8	442.8	23379.8
	А-1	39.6	110	АС – 120/19	10.8	442.8	17534.8

Для 2-го варіанту розвитку мережі:

$K_{леп}$ = 35 069.7+ 17 534.8+ 17 534.8+11 689.9+ 31 527.3+26 877.9= 140 234.4 тис. грн.

Для 4-го варіанту розвитку мережі:

$K_{леп}$ = 35 069.7+35 069.7+11 689.9+17 534.8 +23 379.8+17 534.8=140 278.7 тис. грн.

Наступним кроком є розрахунок загальної суми капіталовкладень для обох варіантів.

Для 2-го варіанту розвитку мережі:

$$K_{2заг} := K_{ПС} + K_{2ЛЕП} = 4.395 \times 10^5$$

Для 4-го варіанту розвитку мережі:

$$K_{4заг} := K_{ПС} + K_{4ЛЕП} = 4.396 \times 10^5$$

Далі визначимо щорічні капітальні витрати, використовуючи таку формулу:

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

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

Для 2-го варіанту розвитку мережі:

$$E_2 := (K_{ПС} \cdot 0.094) + (K_{2ЛЕП} \cdot 0.028) = 3.206 \times 10^4$$

Для 4-го варіанту розвитку мережі:

$$E_4 := (K_{ПС} \cdot 0.094) + (K_{4ЛЕП} \cdot 0.028) = 3.206 \times 10^4$$

Отже, маючи всі значення, знайдемо рентабельність для 2-го варіанту розвитку мережі:

$$R := \left(\frac{P \cdot T \cdot C \cdot \gamma - E_2}{K_{2заг}} \right) \cdot 100 = 24.857$$

Для 4-го варіанту розвитку мережі:

$$R := \left(\frac{P \cdot T \cdot C \cdot \gamma - E_4}{K_{4заг}} \right) \cdot 100 = 24.854$$

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

Таблиця 1.10 – Результати розрахунку рентабельності варіантів

№	Клеп	Кпс	К	Е	R
	тис. грн.				%
2	140234.4	29930	439500	32060	24.857
4	140278.7	29930	439600	32060	24.854

На основі проведеного аналізу, для подальших розрахунків вибирається другий варіант розвитку мережі.

1.7 Розрахунок і аналіз усталеного режиму електричної мережі

Моделювання усталеного режиму електричної мережі (ЕМ) здійснюється за допомогою програмного комплексу Втрати "RVM - Hign". Він дозволяє розрахувати усталений режим вхідної електричної мережі з номінальною напругою 110/10 кВ, використовуючи інформацію про параметри віток (довжина, марка проводу) та вузлів (номінальна напруга, кількість і тип трансформаторів).

Введені значення перевіряються безпосередньо перед виходом з режиму редагування.

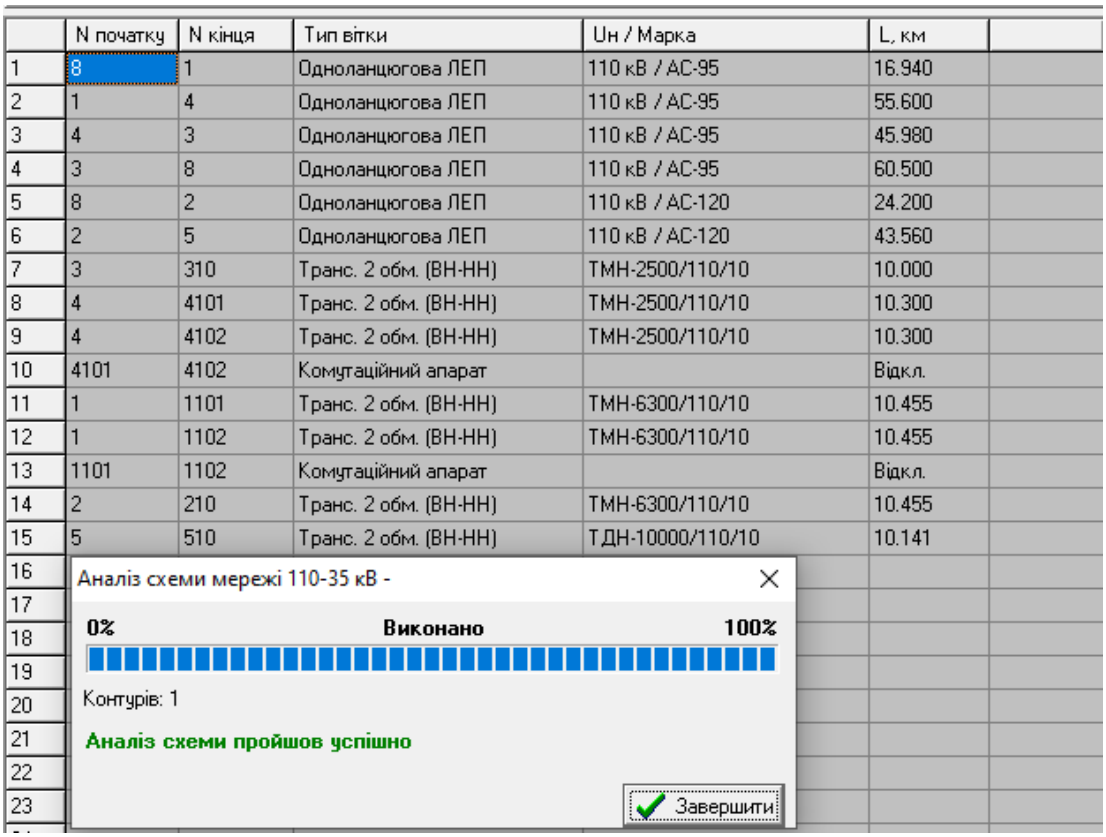
Закінчити зміну інформації

	N початку	N кінця	Тип вітки	Uн / 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	Uн / 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 1.7 – 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.

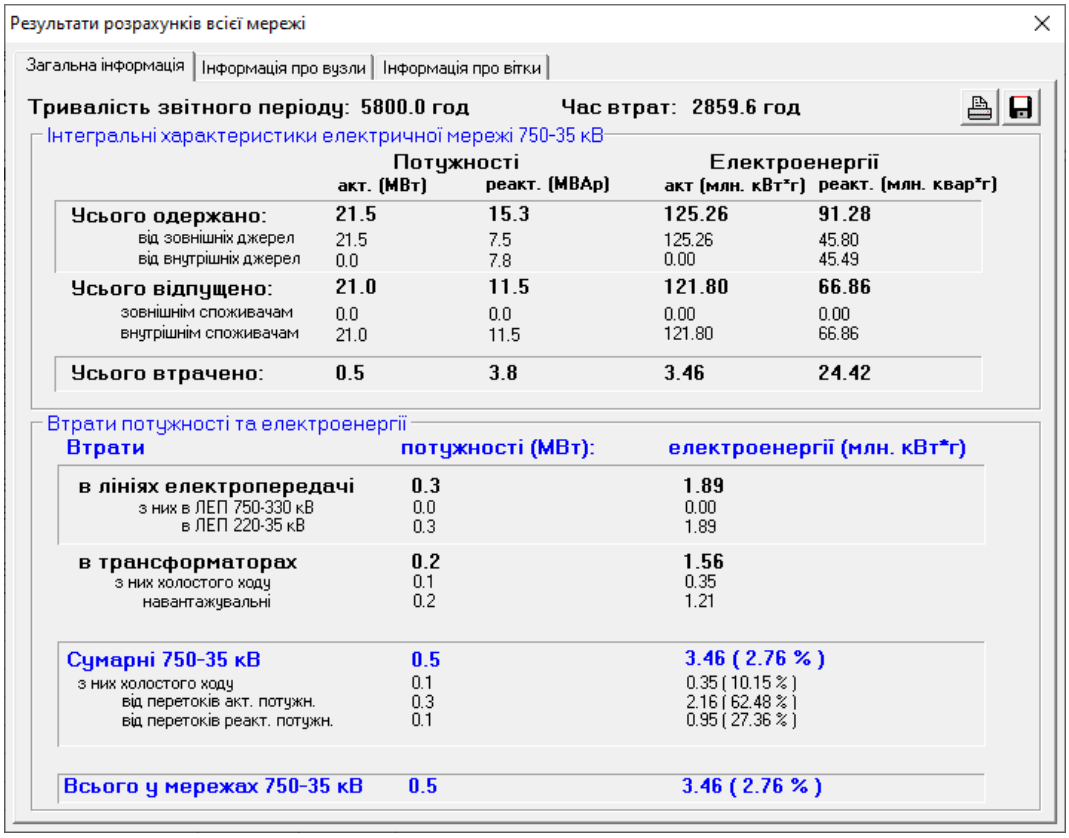


Рисунок 1.8 – Результат розрахунку всієї мережі

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.

Програма надає основні результати розрахунків для електричної мережі 110/10 кВ, зокрема втрати потужності та електроенергії. Вона також розраховує усталений режим мережі, відображаючи напруги у вузлах та струми у 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 ЗАДАЧІ ТА ЗМІСТ ТЕХНІЧНОГО НАГЛЯДУ ПРИ СПОРУДЖЕННІ КАБЕЛЬНОЇ ЛІНІЇ

Аварії на кабельних лініях електропередачі є джерелом серйозних проблем, пов'язаних із дефіцитом електроенергії для споживачів та значними фінансовими й трудовими витратами на ремонтно-відновлювальні роботи. Хоча вітчизняні силові кабелі характеризуються високою експлуатаційною надійністю та такою електричною міцністю ізоляції, яка виключає її пробій за номінальної напруги, фактичний рівень пошкоджень у реальних умовах залишається викликом для енергетичної галузі.

Незважаючи на високу розрахункову надійність кабельної ізоляції, рівень пошкоджень кабельних ліній залишається суттєвим. Зокрема, у міських електричних мережах щорічно фіксується 10 і більше пошкоджень на кожні 100 км експлуатованих КЛЕП. Аналіз показує, що основною причиною цих пошкоджень у переважній більшості випадків є механічні впливи, що виникають під час проведення земляних робіт на трасах. Додатково, значну частку становлять дефекти, допущені на етапах прокладання та монтажу муфт у період спорудження лінії.

Підвищений рівень пошкоджуваності кабельних ліній створює значні перешкоди для стратегічного розвитку енергетичної інфраструктури. Він підриває можливість реалізації планомірних і систематичних програм, спрямованих на оптимізацію надійності, якості електропостачання та економічної ефективності мережі. Як наслідок, значні обсяги коштів та людських ресурсів змушені спрямовуватися на оперативне усунення аварій та проведення невідкладних відновлювальних ремонтів.

З метою запобігання механічним пошкодженням як діючих, так і новоспоруджуваних кабельних ліній, Правила технічної експлуатації електричних станцій та мереж (ПУЕ) [20] встановлюють обов'язок для експлуатаційного персоналу здійснювати технічний нагляд. Цей нагляд поширюється на роботи з прокладання кабелю та монтажу муфт, що виконуються будівельно-монтажними організаціями під час будівництва нових КЛЕП. Ці ж правила також жорстко регламентують проведення

земляних робіт на трасах кабельних ліній або поблизу них, дозволяючи їх виконання лише за наявності письмового дозволу підприємства електромережі.

Основною задачею технічного нагляду є гарантування високої якості прихованих робіт, до яких належать прокладання кабелю та монтаж муфт, що виконуються різними будівельно-монтажними підрядними організаціями. Крім того, нагляд також охоплює контроль за земляними роботами, що проводяться різними суб'єктами на трасах діючих кабельних ліній або поблизу них під час нового будівництва, реконструкції чи ремонту підземних споруд.

Забезпечення високої якості, стабільності та надійності функціонування як щойно прокладених, так і вже експлуатованих кабельних ліній залежить від сумлінного дотримання персоналом будівельно-монтажної організації таких нормативних документів, як: правила улаштування електроустановок; проєктні рішення щодо трасування та конструкції кабельної лінії; технічні умови, погоджені на етапі затвердження проєкту; правила технічної експлуатації електричних станцій та мереж, що регламентують технічний нагляд та організацію захисту діючих кабельних ліній від механічних пошкоджень під час проведення земляних робіт.

Діяльність фахівця з експлуатації, який здійснює технічний нагляд за прокладанням кабельної лінії, може бути структурована у три основні фази:

- Підготовчий етап до початку робіт.
- Етап безпосереднього виконання робіт (включаючи риття траншей, прокладання кабелю та монтаж муфт).
- Завершальний етап робіт (здача, приймання та введення лінії в експлуатацію).

Для кожної із зазначених фаз проведення робіт представник технічного нагляду розробляє відповідні технічні й організаційні заходи, що мають на меті:

-перевірка проєктної документації на спорудження кабельної лінії (включаючи її якість, обсяг, зміст та графічні додатки) на відповідність інструкції СН-202-69 для промислового будівництва;

-необхідно перевірити спроможність будівельно-монтажної організації якісно виконати прийняті роботи зі спорудження кабельної лінії. Важливим аспектом є

наявність у цій організації кваліфікованих робітників та монтерів-кабельників, що мають допуск до монтажу муфт і відповідні посвідчення, які дозволяють здійснювати монтажні роботи. Це повністю відповідає вимогам технічної документації для муфт силових кабелів з паперовою та пластмасовою ізоляцією до 35 кВ;

-забезпечення високої якості будівельних та монтажних робіт під час спорудження кабельної лінії. Це включає виконання вимог глави II-3 ПУЕ, а також ПТЕ стосовно захисту діючих кабельних ліній від механічних пошкоджень у процесі проведення розкопувань та спорудження траншей згідно з технологією, а також організацію охорони кабельних ліній;

-забезпеченні дотримання інструкції СН-212-62 з топографічно-геодезичних робіт для міського, селищного та промислового будівництва при розбивці траси лінії. Крім того, необхідно здійснити знімання фактично прокладених кабелів та їх інтеграцію в мережу для формування виконавчої документації..

Важлива роль у запобіганні аваріям належить технічному нагляду за прокладанням кабелю та монтажем муфт, що виконується експлуатаційним персоналом. Зважаючи на його пріоритетність, ці роботи потребують обов'язкового планування та включення до загальних експлуатаційних планів і графіків, поряд із заходами з ремонту та технічного обслуговування мережі. Щоб досягти найвищої ефективності, представників технічного нагляду необхідно обирати серед найбільш досвідчених та відповідальних фахівців підприємства електромережі.

Процес спорудження кабельної лінії супроводжується формуванням комплексної технічної документації, яка складається до моменту завершення робіт. За своїм змістом та призначенням ця документація поділяється на дві основні частини:

- виконавча документація, готується будівельно-монтажною організацією (виконавцем робіт) і передається підприємству електромережі (замовнику) під час подання лінії до здачі в експлуатацію;
- експлуатаційна документація, формується експлуатаційним персоналом підприємства електромережі до моменту введення нової лінії в експлуатацію. Зміст цієї частини буде розглянуто в подальших розділах.

До першої частини відносяться:

- проєкт кабельної лінії, який є обов'язковим компонентом виконавчої документації, повинен містити не лише рішення щодо антикорозійного захисту, але й усі відповідні погодження. Окрім того, до його складу має входити вичерпний перелік усіх відхилень від початкового проєкту із чітким зазначенням сторін, що їх узгодили, та дати таких погоджень.;

- необхідно підготувати виконавче креслення траси в масштабі 1:500 або 1:200, яке підтверджує відповідність фактичному стану. Це креслення зобов'язане містити точні прив'язки кабельної лінії та всіх муфт до існуючих капітальних споруд або спеціально розміщених орієнтирів (пікетів), а також бути офіційно затвердженим технічним наглядом електромережевого підприємства;

- акти прихованих робіт є ключовими документами, що підтверджують якість виконання таких етапів, як прокладання кабелю в траншеї, формування захисного шару, забезпечення механічного захисту лінії, дотримання нормативних відстаней при зближенні та перетині з іншими підземними комунікаціями згідно з ПУЕ, а також монтаж усіх муфт на лінії;

- акт, який фіксує відповідність реального розташування траси проєктним даним, а також підтверджує точність виконаних робіт з її розбивки на місцевості;

- акти прийому траншей, блоків, труб та тунелів для монтажу кабелів;

- у разі виконання прокладальних робіт при температурі нижче 0°С, до виконавчої документації додається протокол прогрівання кабелів на барабанах, що підтверджує дотримання необхідних температурних режимів перед монтажем;

- акт приймання будівельної частини електрокабельних споруд, який підтверджує завершення будівельних робіт та відповідність об'єкта для подальшого виконання монтажних операцій;

- журнал для прокладання кабелів і монтажу муфт;

- акт випробування електрокабельної лінії після її прокладання.

Перед введенням кабельної лінії в експлуатацію, безпосередньо перед її увімкненням, виконується комплекс обов'язкових перевірок та випробувань:

- визначення цілостності жил електрокабелів і фазування жил;

- вимірювання опору заземлення для кінцевих муфт;

- перевірка функціонування пристроїв шодо антикорозійного захисту від блукаючих струмів;

- діагностичне випробування ізоляції електрокабельної лінії підвищеною напругою постійного струму, що спрямоване на виявлення прихованих дефектів.

3 ОСНОВНІ МЕТОДИ ПОШУКУ ПОШКОДЖЕНЬ КАБЕЛЬНИХ ЛІНІЙ

3.1 Акустичний метод пошуку

Цей метод належить до контактних методів діагностики. Він базується на реєстрації механічних коливань, що поширюються від місця пошкодження (МП) внаслідок акустичного контакту. Слід зазначити, що для виявлення МП кабельних ліній потрібне використання спеціалізованих пристроїв та методик. Суть цього акустичного методу полягає у прослуховуванні звукових коливань над МП, які генеруються іскровим розрядом у каналі пошкодження. Принцип дії включає заряджання конденсатора *C* від високовольтної випрямної електроустановки. Після досягнення напруги пробою розрядника *P*, відбувається його пробій, і конденсатор розряджається на пошкоджену жилу електрокабелю, створюючи імпульс високої напруги. Такий імпульс, досягнувши МП, викликає іскрове перекриття між жилою кабелю та його захисною оболонкою.

Кожен іскровий електричний розряд продукує звукові хвилі. Ці акустичні коливання, що виникають у місці іскрового перекриття, дифундують у навколишнє середовище, дозволяючи їх реєстрацію на поверхні ґрунту. Після розряду конденсатора відбувається автоматичне згасання розрядника, що створює умови для повторного заряджання конденсатора та, відповідно, для періодичного ініціювання розрядів у місці пошкодження. Локалізація МП здійснюється за принципом виявлення точки максимальної гучності цих іскрових розрядів.

Акустичний метод вирізняється практичною універсальністю, що робить його основним абсолютним методом виявлення пошкоджень у багатьох кабельних мережах. Він дозволяє діагностувати широкий спектр несправностей, включаючи однофазні та міжфазні замикання з різними перехідними опорами, а також обриви однієї, двох або всіх жил. В окремих випадках цей метод дає змогу ідентифікувати навіть декілька пошкоджень на одній кабельній лінії. Іскрові розряди, що виникають у місці пошкодження кабелю, можуть утворюватися двома основними способами. Одним із

них є "запливаючий пробій", який часто виявляється під час профілактичних випробувань і, як правило, локалізується в муфтах. У таких випадках опір у місці пошкодження зазвичай є значним – одиниці та десятки мегаом.

Діагностичний процес розпочинається з поступового підвищення напруги в пошкодженій жилі за допомогою випробувальної установки постійного струму, при цьому напруга не перевищує п'ятикратного значення номінальної робочої напруги кабелю (5Uном). Після виникнення першого пробою в місці пошкодження, відстань до цього місця визначається за допомогою методу коливального розряду. Після першого пробою опір у пошкодженій жилі відновлюється, і напруга від випробувальної установки знову зростає до рівня пробою. Така періодичність пробоїв може підтримуватися протягом тривалого часу. У визначеній зоні місця пошкодження оператор, переміщуючись уздовж траси кабельної лінії, чітко фіксує акустичні розряди, що виникають у зоні дефекту.

При діагностуванні замикань, що мають перехідний опір в діапазоні від одиниць ом до десятків кілоом, застосовується спеціалізована схема (рис. 2.1). Вона функціонує за принципом заряджання конденсатора від високовольтного джерела постійного струму. Потім, через розрядник (який може бути як керованим, так і некерованим, наприклад, повітряним), високовольтний імпульс спрямовується в дефектну жилу кабелю. Це призводить до пробою в місці пошкодження, що, в свою чергу, викликає характерний акустичний сигнал.

Пересувна вимірювальна лабораторія оснащена двома групами високовольтних конденсаторів. Перша група (низьковольтна акустика) призначена для робочої напруги до 5 кВ при ємності до 200 мкФ. Друга група (високовольтна акустика) розрахована на робочу напругу до 30 кВ при ємності до 5 мкФ. Установки для заряджання конденсаторів першої групи відрізняються значною потужністю, що забезпечує швидку зарядку великих ємностей (протягом декількох секунд). Для заряджання конденсаторів другої групи використовуються випробувальні установки постійного струму. У випадках, коли створення пробою неможливе за допомогою першої групи через високий опір у місці пошкодження, необхідно перемкнути схему

на роботу з другою групою конденсаторів. Оператор здійснює вимірювання, переміщаючись уздовж траси кабельної лінії в межах зони пошкодження, попередньо визначеної імпульсним або хвильовим методом.

При використанні кабелешукача, наприклад, моделі КАІ-80, що оснащений одноканальним підсилювачем, акустичний сигнал від перетворювача посилюється приймачем і подається на стрілковий індикатор та головні телефони. Пересуваючись уздовж траси кабельної лінії, оператор прослуховує сигнали за допомогою головних телефонів. У місці безпосереднього пошкодження кабелю, де акустичні сигнали фіксуються найбільш чітко, необхідно за допомогою стрілкового індикатора визначити точку з максимальним відхиленням стрілки, що відповідає місцю пошкодження.

При використанні двоканального кабелешукача, як-от модель КАІ-90, діагностичний процес значно оптимізується. Один канал цього приладу підсилює сигнали від акустичного перетворювача, тоді як інший призначений для підсилення електромагнітних сигналів, індукованих у відповідному перетворювачі. Це дозволяє оператору ефективніше здійснювати пошук: при переміщенні вздовж кабельної лінії сигнал від електромагнітної хвилі надходить на стрілковий індикатор через підсилювальний тракт приймача, тоді як акустичний сигнал передається в головні телефони через власний тракт. Внаслідок цього оператор отримує чітку інформацію про наявність пробою в місці пошкодження без необхідності безперервного прослуховування акустичного сигналу, що дозволяє більш цілеспрямовано продовжувати рух по трасі до локалізації дефекту.

У зоні передбачуваного місця пошкодження, щойно акустичний сигнал стає чітко чутним у головних телефонах, оператор переходить у режим акустичного пошуку. У цьому режимі акустичний сигнал через підсилювальний тракт приймача КАІ-90 подається як на головні телефони, так і на стрілковий індикатор. Точне місце пошкодження визначається за максимальним відхиленням стрілки.

Для визначення місця розтяжки (розриву) жил у кабелі, високовольтну випробувальну установку постійного струму підключають по черзі до однієї з жил або одночасно до всіх трьох жил кабелю (рис. 2.1). При підвищенні випробувальної напруги

до 5Uном, пробій виникає в місці розриву між пошкодженою жилою та оболонкою кабелю за рахунок ослабленої ізоляції. Якщо пробій у місці пошкодження не відбувається, встановлюється закоротка на дальньому кінці кабелю між усіма жилами та оболонкою. У цьому випадку, при підвищенні випробувальної напруги, пробій відбувається вже між розірваними жилами кабелю. В обох сценаріях місце пошкодження точно локалізується акустичним методом [8].

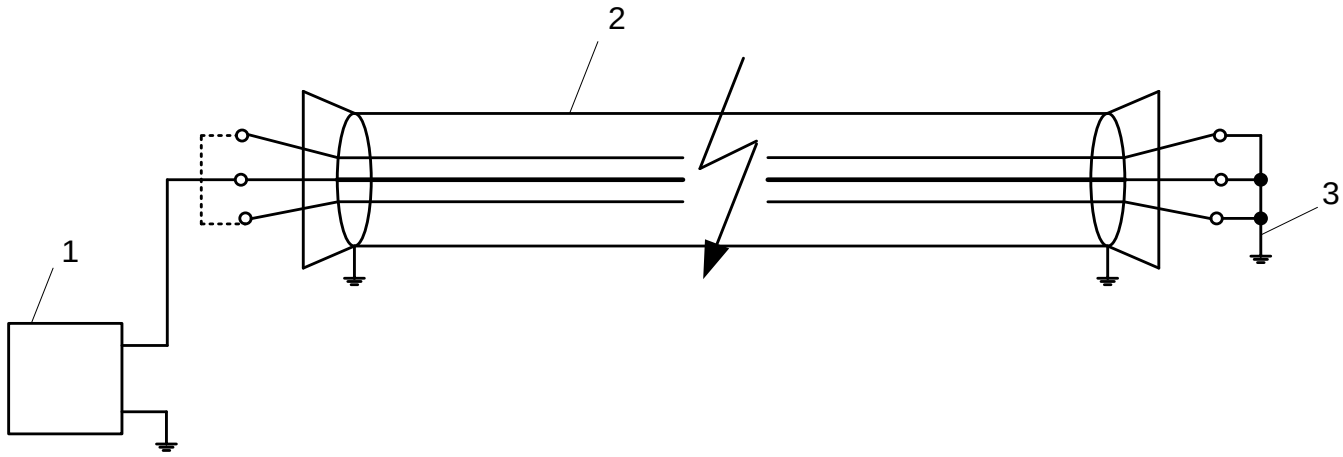


Рисунок 3.1 - Схема підключення високовольтної випробувальної установки при розтягуванні жил в кабелі: 1 - високовольтна випробувальна установка; 2 - пошкоджений кабель; 3 - закоротка між жилами і оболонкою кабелю.

3.2 Характеристика індукційних методів ВМП

Індукційні методи застосовуються для топографічного (трасового) виявлення місць пошкоджень (ВМП) як кабельних, так і повітряних ліній. Особливо цінними є ці методи для кабельних ліній, прокладених у ґрунті, оскільки вони дозволяють не лише локалізувати пошкодження, але й уточнити трасу лінії, визначити глибину залягання кабелю та розташування з'єднувальних муфт.

Індукційні методи діагностики базуються на реєстрації параметрів магнітного поля, що генерується струмами, які протікають по жилах кабелю та в навколишньому ґрунті вздовж траси лінії. Зміни цих магнітних полів поблизу місця пошкодження

(МП) або в інших характерних точках траси фіксуються за допомогою спеціальних індукційних датчиків (рамок), підсилювачів та індикаторів під час їхнього переміщення вздовж траси повітряних (ПЛ) або кабельних ліній (КЛ).

Для кабельних ліній напругою до 35 кВ виявлення МП здійснюється за допомогою спеціального генератора підвищеної частоти, але лише після виділення та відключення пошкодженої ділянки. Виділення ж пошкодженої ділянки КЛ, яку можливо відключити комутаційною апаратурою (особливо при однофазному замиканні на землю), виконується індукційним методом шляхом індикації параметрів магнітного поля струму ємності на межах цієї ділянки. Для повітряних ліній параметри магнітних полів струмів ємностей мережі використовуються як для виділення пошкоджених ділянок, так і для безпосереднього виявлення МП.

Вибір оптимального діапазону робочих частот відіграє ключову роль в ефективності індукційних методів. Для більшості цих методів, за винятком імпульсно-індукційного, що не набув широкого застосування, використовується так званий звуковий (тональний) діапазон частот. Зокрема, для ліній, що знаходяться під напругою в мережі, практично застосовуються промислова частота 50 Гц та її непарні гармоніки аж до 13-ї. Натомість, для відключених кабельних ліній частотний діапазон для діагностики становить 0,4–12 кГц.

У процесі локалізації пошкоджень у трифазних мережах критично важливим є розрізнення характеристик магнітних полів, що генеруються струмами нульової послідовності, від тих, що створюються фазними струмами.

3.3 Індукційно-імпульсний метод

Індукційно-імпульсний метод використовується для визначення місця пошкодження типу "запливаючий пробій" на трасі кабельної лінії. Виявлення та локалізація місця пробою в кабелі здійснюється шляхом контролю напряму розповсюдження початкового фронту електромагнітних хвиль, що виникають у точці пробою. Оскільки при пробої генеруються електромагнітні хвилі, які поширюються від місця

пошкодження до кінців кабельної лінії, ці хвилі мають різні напрями розповсюдження відносно точки пошкодження. Місце на трасі, де відбувається зміна напряму початкового фронту хвилі, відповідає місцю пошкодження. Для визначення місця "запливаючого пробою" до пошкодженої жили кабелю підключають високовольтну установку і плавно підвищують постійну напругу до досягнення періодичних пробоїв. Відстань до місця пошкодження вимірюється методом коливального розряду [9].

Місце пошкодження у знайденій зоні шукають за допомогою індукційно-імпульсного кабелешукача КІІ-83 або КІІ-89, який переносять вздовж траси, створюючи в лінії періодичні пробої.

У момент кожного пробою в лінії, в індукційному перетворювачі (датчику) генерується напруга, що надходить до кабелешукача. Прилад ідентифікує полярність початкового фронту цієї індукованої напруги, записуючи її знак (позитивний або негативний). Конкретний знак полярності індикується стрілочним вимірювальним приладом кабелешукача протягом періоду, достатнього для точного зчитування.

Зміна знаку полярності, зафіксована приладом, вказує на те, що місце пошкодження було перетнуте. Це вимагає корекції напрямку пошуку для прецизійного визначення локалізації дефекту в кабелі.

Кабелешукачі КІІ-83 та КІІ-89 забезпечують направлений пошук уздовж траси, що підвищує ефективність наближення до місця пошкодження та мінімізує ймовірність помилок оператора. У зоні, де прилад сигналізує про близькість дефекту (зміною знаку), для підвищення точності локалізації рекомендовано додатково використовувати акустичний метод.

3.4 Індукційний метод

Індукційний метод визначення місця пошкодження базується на принципі фіксації магнітного поля, що генерується струмом, пропущеним по кабелю від генератора звукової частоти. Цей струм має частоту в діапазоні від 1000 до 10000 Гц. Метод

вирізняється високою точністю локалізації пошкоджень і набув широкого поширення в практиці діагностики кабельних ліній.

Індукційний метод є багатофункціональним і дозволяє визначати такі параметри та типи пошкоджень:

- трасу та глибину прокладки кабельної лінії.
- конкретний кабель у пучку (мультикабельній прокладці).
- міжфазні пошкодження кабельної лінії.
- однофазні пошкодження кабелю.

3.5 Визначення траси кабельної лінії

При визначенні траси кабельної лінії генератор звукової частоти підключається за схемою "фаза-земля". Якщо використовується частота 1000 Гц, на дальньому кінці кабельної лінії встановлюється закоротка між жилою та оболонкою кабелю. Однак, при застосуванні частоти 10000 Гц від генератора (рис. 3.2, б), встановлення закоротки на дальньому кінці кабелю не є обов'язковим. У цьому випадку корисний сигнал може бути зафіксований за рахунок струму ємності, що протікає через розподілену ємність кабелю *Ск*.

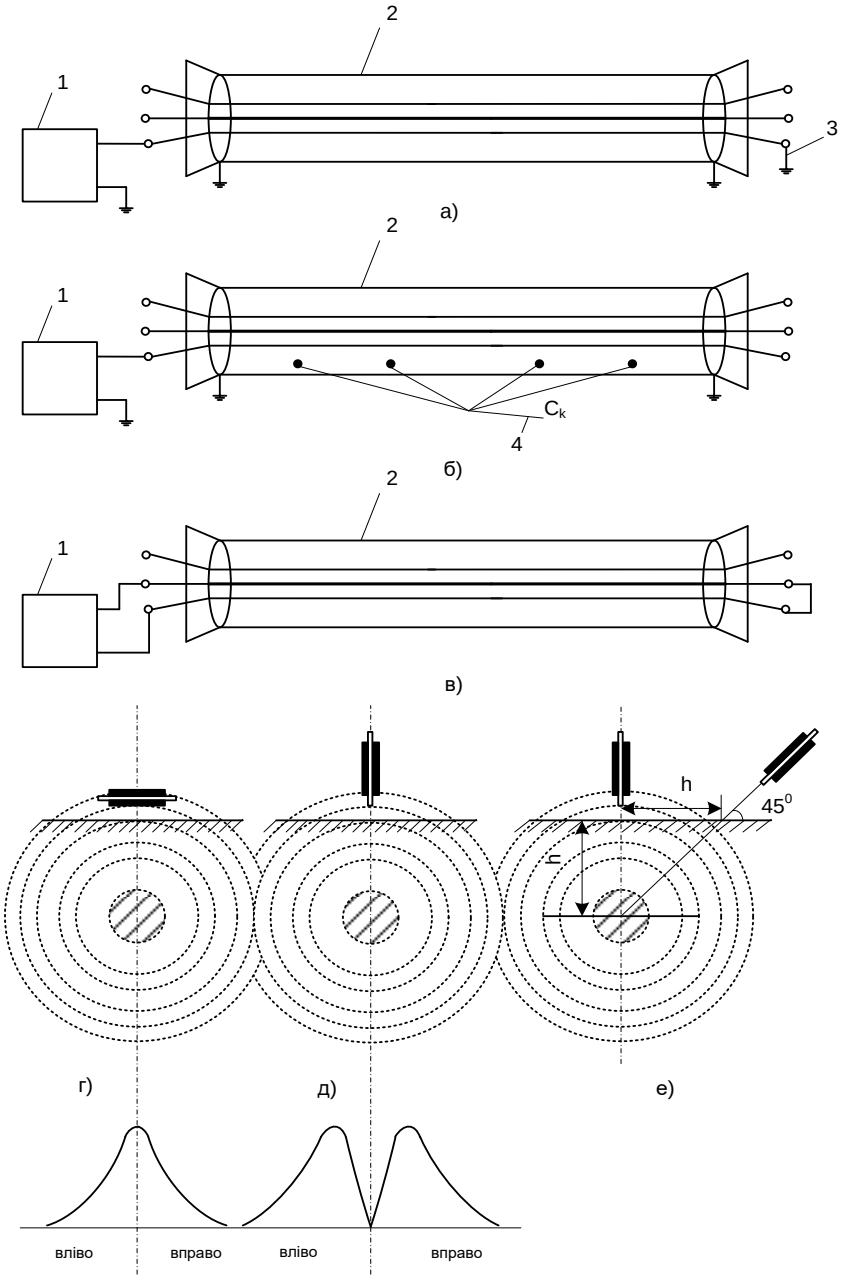


Рисунок 3.2 - представлені методи визначення траси та глибини прокладання кабельної лінії за допомогою генератора:

- а — схема для визначення траси на частоті 1000 Гц;
- б — схема для визначення траси на частоті 10000 Гц;
- в — схема визначення траси, коли генератор (на 1000 Гц або 10000 Гц) підключений між двома жилами кабелю;
- г — графік ЕРС, індукованої в горизонтальному індукційному перетворювачі при його переміщенні відносно осі кабелю;
- д — графік ЕРС, індукованої у вертикальному індукційному перетворювачі при його переміщенні відносно осі кабелю;
- е — схема розміщення індукційного перетворювача для визначення глибини прокладання.

Елементи схеми: 1 — генератор; 2 — кабельна лінія; 3 — закоротка; 4 — розподілена ємність кабелю (Ск).

У процесі трасування кабельної лінії, що базується на аналізі струмів розтікання, індукований в індукційному перетворювачі (ІП) сигнал, посилений приймачем, чітко сприймається через головні телефони. При переміщенні оператора вздовж траси кабельної лінії з горизонтально орієнтованим ІП (рис. 3.2, г) [паралельно земній поверхні та перпендикулярно кабелю], найбільша інтенсивність сигналу спостерігається безпосередньо над кабелем, тоді як зі збільшенням відстані від осі кабелю сигнал зменшується. І навпаки, при використанні вертикально орієнтованого ІП (рис. 3.2, д), над кабелем фіксується мінімальний сигнал, який зростає при віддаленні перетворювача від осі траси. Отже, траса кабельної лінії визначається за напрямком найсильнішого сигналу (для горизонтального ІП) або найслабшого сигналу (для вертикального ІП).

Іноді, внаслідок розривів оболонки кабелю в муфтах, струм від генератора може протікати по оболонках сусідніх кабелів, що перебувають під робочою напругою. У такому випадку мінімум звучання фіксуватиметься над тим кабелем, по якому протікає струм розтікання, що може призвести до неправильного визначення траси кабельної лінії. Для виключення такого помилкового трасування, генератор підключається між двома жилами кабелю (рис. 3.2, в). Під час переміщення вздовж траси кабельної лінії оператор чітко розрізняє максимуми та мінімуми звучання сигналів у головних телефонах, зумовлені кроком скручування кабелю (який у силових кабелях може варіюватися від 0,5 до 1,5 м залежно від перерізу жил).

3.6 Визначення глибини прокладання кабельної лінії

Визначення глибини прокладання кабельної лінії виконується за схемою підключення генератора, аналогічною тій, що застосовується для трасування. У вибраній точці спершу з високою точністю встановлюється траса кабельної лінії, використовуючи індукційний перетворювач, вісь якого розташована вертикально (рис. 3.2, е). Після цього індукційний перетворювач за допомогою спеціального пристрою

фіксується під кутом 45° до поверхні землі. Переміщуючи перетворювач перпендикулярно трасі, оператор виявляє точку на земній поверхні, де сигнал у головних телефонах зникає. Відстань від цієї точки до проекції кабелю на поверхню відповідає його глибині залягання [11].

4 ОХОРОНА ПРАЦІ

У цьому розділі бакалаврської роботи розробляються заходи з охорони праці в процесі обслуговування кабельних ліній. Охорона праці належить до соціально-економічних систем, головним завданням яких є врахування громадських та особистих інтересів людей.

На електротехнічний оперативно-ремонтний персонал, який здійснює обслуговування електрообладнання, впливають такі 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); 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: інтелектуальні, сенсорні, емоційні навантаження, ступінь монотонності навантажень, режим роботи.

4.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації

4.1.1 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць

Живлення силового обладнання та системи освітлення здійснюється від чотирьохпровідної трифазної мережі 380 х 220В (фазна напруга (фаза – "0") – 220В, а міжфазна лінійна (фаза – фаза) – 380В). Відповідно з ГОСТ 12.1.013-78 умови праці за ступенем небезпеки ураження працівників електричним струмом є умовами з підвищеною небезпекою, тому що підлога у приміщеннях, що реконструюються та будуються, є струмопровідною.

Огляд підземних споруд, що не належать до газонебезпечних, де розташовані кабельні траси, і роботи в них (прибирання, фарбування кабелів, будівельний ремонт та

ін.) повинні проводити не менше як два працівники. На електростанціях і підстанціях оглядати колектори та тунелі може один працівник з групою III.

Роботи в підземних спорудах, де можлива поява шкідливих газів, повинні проводити за нарядом не менше трьох працівників, з яких двоє страхувальники. Керівник робіт повинен мати групу IV.

У кожному цеху (районі, дільниці) необхідно мати перелік газонебезпечних підземних споруд. З цим переліком слід ознайомити працівників, які обслуговують такі споруди. Всі газонебезпечні підземні споруди слід позначити на схемі.

До початку та під час виконання робіт в підземній споруді слід забезпечити природну або примусову вентиляцію. Природна вентиляція створюється відкриванням не менше двох люків з установленням біля них спеціальних козирків для спрямування повітряних потоків. Примусова вентиляція забезпечується вентилятором або компресором протягом 10 - 15 хв. до повного обміну повітря в підземній споруді за допомогою рукава, що опускається вниз і не досягає дна на 0,25 м. Забороняється застосовувати для вентиляції балони зі стисненими газами.

Забороняється починати роботу в підземних спорудах без перевірки на загазованість. Перевірку повинні проводити працівники, навчені користуванню приладами. Список цих працівників затверджується наказом по підприємству. Забороняється перевіряти відсутність газів за допомогою відкритого вогню.

Перед початком виконання робіт в колекторах та тунелях, обладнаних припливно-витяжною вентиляцією, останню слід привести в дію на термін, що визначається місцевими умовами. Відсутність газу в цьому разі можна не перевіряти. Під час виконання роботи в колекторах та тунелях слід відкрити два люки або двоє дверей в таких місцях, щоб ті, хто працює, перебували між ними. Біля відкритого люка слід встановити попереджувальний знак або встановити огородження.

Для відкривання колодязів необхідно застосовувати інструмент, що не дає іскроутворення, а також запобігати ударам кришки об горловину люка. Біля відкритого люка колодязя слід встановити попереджувальний знак або встановити огородження.

В колодязі допускається перебувати і працювати одному працівнику з групою III із застосуванням запобіжного пояса із страхувальним канатом. Запобіжний пояс повинен мати наплічні ремені, перехрещені за спиною, з кільцем на перехресті для кріплення каната. Другий кінець каната повинен тримати один із страхувальників.

Забороняється під час проведення робіт в колодязях розпалювати в них паяльні лампи, встановлювати балони з пропан-бутаном, розігрівати суміші для заливання муфт і припій. Опускати в колодязь розплавлений припій та розігріті суміші для заливання муфт слід в спеціальному закритому посуді, підвішеному за допомогою карабіна до металевого тросика. Опускати посуд з сумішами в колодязь необхідно після виведення з нього всіх працівників. У разі проведення вогневих робіт необхідно застосовувати щитки з вогнетривкого матеріалу, що обмежують поширення полум'я, та вживати заходів щодо запобігання виникненню пожеж.

В колекторах, тунелях, кабельних півповерхах та в інших приміщеннях, в яких прокладені кабелі, під час виконання робіт з використанням пропан-бутану сумарна місткість балонів, що знаходяться в приміщенні, не повинна перевищувати 5 л. Після закінчення робіт необхідно видалити балони з газом, а приміщення провентилювати.

Забороняється перебувати в колодязях під час пропалювання кабелю, а у тунелях та колекторах допускається бути тільки на ділянках між двома відкритими входами. Забороняється працювати на кабелях під час їх пропалювання. Після пропалювання, щоб запобігти пожежі, необхідно оглянути кабелі.

Перед допуском до робіт та проведенням огляду кабельних півповерхів та тунелів пристрої протипожежного захисту необхідно перевести з автоматичного режиму на дистанційне керування і на ключі керування вивісити плакат "Не вмикати! Працюють люди".

Забороняється палити в колодязях, колекторах та тунелях, а також поблизу відкритих люків.

У разі проведення тривалих робіт в колодязях, колекторах та тунелях тривалість перебування в них, залежно від умов виконання робіт, визначає працівник, який видає наряд.

У разі появи газу роботу в підземних спорудах необхідно негайно припинити, працівників вивести з небезпечної зони до виявлення джерела загазованості та його усунення. Для витиснення газів необхідно застосовувати примусову вентиляцію.

4.1.2 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 огородження 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 огородженнях плакати безпеки. Залежно від місцевих умов струмопровідні частини огороджують 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, покажчики напруги, пристрої для створення безпечних умов праці під час проведення випробувань і вимірювань в електроустановках (покажчики напруги для фазування, покажчики 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 огородження (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 [13], 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.

4.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

4.2.1 Мікроклімат виробничого приміщення

Основними нормативними документами, що регламентують параметри мікроклімату виробничих приміщень, є ДСН 3.3.6.042-99. Мікроклімат приміщення характеризується наступними чинниками: температурою повітря, відносною вологістю повітря, швидкістю руху повітря, інтенсивністю теплового

випромінювання [16]. Електромонтажні роботи відносяться до категорії IIб по важкості праці. Енерговитрати за цією категорією становлять – до 140-174Вт.

Допустимі норми температури, відносної вологості та швидкості руху повітря в робочій зоні виробничих приміщень приведені в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Допустимі норми параметрів повітря

Період року	Категорія робіт	Температура, °С Допустима		Відносна вологість	Швидкість руху, Х
		Верхня межа	Нижня межа	Допустима	Допустима
Холодний	IIб	20-24	17-25	75	не більше 0,2
Теплий		21-28	19-30	55 при 27 °С	0,1-0,3

4.2.2 Склад повітря робочої зони

Забруднення повітря робочої зони регламентується гранично допустимими концентраціями (ГДК) в мг/м^3 [16].

При здійснені будівельно-монтажних робіт виділяється пил нетоксичний. При роботі системи вентиляції, провітрюванні в приміщення може попадати пил та інші шкідливі речовини, які виділяються при оздоблювальних технологічних процесах в будівництві, що знаходяться в повітрі навколишнього середовища. Їх ГДК відповідно наведено в таблиці 4.2.

Для забезпечення складу повітря робочої зони проектом передбачені наступні рішення [17]:

- застосування пиловідсмоктуючих агрегатів з рукавними фільтрами, які встановленні безпосередньо на дільницях біля обладнання із яких очищене повітря поступає у виробниче приміщення;
- необхідно проводити контроль за ГДК шкідливих речовин у приміщенні;
- застосовувати природну вентиляцію: організовану і неорганізовану.

Таблиця 4.2 – Гранично допустимі концентрації шкідливих речовин для повітря атмосфери, в робочій зоні для обслуговуючого персоналу

Назва речовини	ГДК, мг/м^3		Клас небезпечності
	Максимально разова	Середньо добова	
Пил	0,5	0,15	4

4.2.3 Виробниче освітлення

Характеристика зорових робіт з обслуговування електрообладнання – середньої точності.

Відповідно до ДБН В.2.5-28-2018 [18] розряд зорової роботи IV, підрозряд «в». Допустимі рівні виробничого освітлення наведені в таблиці 4.3.

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 освітленням, що створюється за допомогою світлодіодних ламп E27 LED 15W NW A60 "SG". Висота підвісу світильників над робочою поверхнею 2,5 метра.

Таблиця 4.3 – Вимоги до освітлення приміщень виробничих підприємств

Харак-ка зорової роботи	Найменший або еквівалент-ний розмір об'єкта розрізнення, мм	Розряд зорової роботи	Під- роз-ряд зорової роботи	Контраст об'єкта з фоном	Характе-ристика фону	Штучне при системі комбінованого освітлення		Природнє Ен пр	Сумісне Е сум
						всього	у т. ч. від загаль-ного		
Середньої точності	Від 0,5 до 1,0 включно	IV	в	малий середній великий	світлий середній темний	400	200	4	2,4

Світильники з світлодіодними лампами розміщують рядами; що дозволяє здійснювати їх послідовне включення (відключення) в залежності від величини природної освітленості.

4.2.4 Виробничий шум

Джерелом шуму є обладнання, машини, механізми та верстати – механічний шум. Шум – це хаотична сукупність різних за силою і частотою звуків, що заважають сприйняттю корисних сигналів і негативно впливають на людину.

Під час виконання будівельно-монтажних робіт виникає виробничий шум з такими характеристиками: за характером спектру – широкосмуговий з безперервний спектром шириною більше октави; за тональною характеристикою постійний; за походженням – механічний і гідродинамічний.

Допустимі рівні звукового тиску, рівні звуку і еквівалентні рівні звуку на робочих місцях приймаються за вимогами СН 32.23 [19] і наведені в таблиці 4.4.

Для зменшення рівня шуму до допустимого двигуни будівельних машин і механізмів виконуються в металевому кожусі, а також виконують змащення, застосовують пластмасові деталі, використовують протишумні навушники, які закривають вушну раковину.

Таблиця 4.4 – Допустимі рівні звукового тиску

Робоче місце	Рівні звукового тиску в октавних смугах з середньогеометричними частотами, Гц									Рівні звукового тиску, ДБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
На постійних робочих місцях у виробничих приміщеннях та на території підприємства	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

4.2.5 Виробничі вібрації

Вібрацією називають механічні коливання пружних тіл або систем, коли відбувається переміщення центра їх ваги в просторі відносно статичного стану. Загальна вібрація передається на тіло через опорні поверхні людини, що стоїть чи сидить (підошви ніг або сідниці).

Допустимі рівні загальної вібрації на постійних місцях у виробничих приміщеннях наведені в таблиці 4.5.

Таблиця 4.5 – Допустимі рівні вібрації на постійних місцях

Вид вібрації	Октавні смуги з середньогеометричними частотами, Гц									
	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500	1000
Загальна вібрація: На постійних робочих місцях в виробничих приміщеннях	1,3 108	0,45 99	0,22 93	0,2 92	0,2 92	0,2 92	-	-	-	-

В чисельнику середньоквадратичне значення вібрації, м/с 10^{-2}, знаменнику - логарифмічні рівні вібрації, дБ.

Основними методами колективного віброзахисту є зниження вібрації шляхом дії на джерело виникнення: відстрочка від режиму резонанс; динамічне гасіння коливань, заміна конструктивних елементів уставок і будівельних конструкцій. Засоби індивідуального захисту діляться на засоби для ніг, рук та тіла працюючого.

4.3. 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 [24].

Приміщення п/ст за вибухонебезпекою та пожежонебезпекою відноситься до категорії Д –речовини і/або матеріали, що зазначені вище для категорій приміщень В (крім горючих газів, горючих пилу і/або волокон), а також негорючі речовини і/або матеріали в холодному стані (за температури навколишнього середовища), за умов, що приміщення, в яких знаходяться (зберігаються, переробляються, транспортуються) зазначені вище речовини і/або матеріали, не відносяться до категорій А, Б або В, з зонами П-ІІІ (місця, де зберігаються тверді горючі речовини). Будівля, в якій розташовані ці приміщення, характеризується ІІІ ступенем вогнестійкості.

До ІІІ ступеня вогнестійкості відносяться будинки з несучими та огороджувальними 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 хвилинах) та максимальні межі поширення вогню по них (см) за ДБН В.1.1.7-2016 [25] наведено в таблиці 4.6.

Протипожежні перешкоди і мінімальні межі їх вогнестійкості за ДБН В.1.1.7-2016 [25] наведено в таблиці 4.7.

Протипожежні відстані від житлових, громадських, адміністративно-побутових будинків промислових підприємств, гаражів до виробничих, складських будинків і споруд слід приймати за таблицею 4.8 (знаменник).

Таблиця 4.6 – Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій та максимальні межі поширення вогню по них

Ступінь вогнестійкості будинків	Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій (у хвилинах) і максимальні межі поширення вогню по них (см)								
	стіни				колони	сходові площадки, костури, сходи, балки, марші сходових кліток	перекриття між поверхові (у т.ч. горищні та над підвалами	елементи суміщених покриттів	
	несучі та сходових кліток	самонесучі	зовнішні ненесучі	внутрішні ненесучі (перегородки				плити, настили, 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	

Таблиця 4.7 – Протипожежні перешкоди та мінімальні межі їх вогнестійкості

Протипожежні перешкоди	Типи протипожежних перешкод або їх елементів	Мінімальна межа вогнестійкості протипожежної перешкоди (у хвилинах)	Тип заповнення прорізів, не нижче	Тип протипожежного тамбур-шлюзу, не нижче
Стіни	3	REI 45	2	2
Перегородки	2	EI 15	3	2
Перекриття	3	REI 45	2	1

Таблиця 4.8 – Протипожежні відстані між житловими, громадськими, адміністративно-побутовими будинками промислових підприємств, гаражами, а також до виробничих будинків і споруд

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

На території п/ст встановлено 18 вогнегасників ВП-5 та ВВП-5 [26].

ВИСНОВКИ

У даній бакалаврській кваліфікаційній роботі розв’язані поставлені задачі:

- 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 і аналіз усталеного режиму електричної мережі;

- проаналізовано існуючі технології для локалізації пошкоджень в кабельних лініях електропередачі, зокрема відносні методи діагностики спрямовані на обчислення відстані від точки підключення вимірювальної апаратури до місця дефекту. Хоча вони не забезпечують високої точності визначення, їхня цінність полягає у визначенні орієнтовної зони пошкодження. Це дозволяє оптимізувати подальше використання абсолютних методів, які, на відміну від відносних, надають можливість безпосередньо ідентифікувати точне місце несправності. Імпульсний метод ефективний для вимірювання загальної довжини кабелю та локалізації пошкоджень з низьким перехідним опором (до 200 Ом), включно з обривами жил. Натомість, акустичний метод базується на фіксації звукових сигналів від іскрових розрядів у місці дефекту. Це універсальний і часто основний абсолютний метод для виявлення широкого спектра пошкоджень, зокрема однофазних і міжфазних замикань з різними перехідними опорами, а також обривів однієї чи кількох жил. Він також дозволяє ідентифікувати множинні дефекти на одній лінії.

Значна кількість пошкоджень кабельних ліній дестабілізує роботу експлуатаційного персоналу, унеможливлюючи системне вдосконалення надійності, якості та економічності мережі. Натомість, основні зусилля та фінансові ресурси спрямовуються на невідкладну ліквідацію аварій та проведення відновлювальних робіт на кабельних лініях.

З метою уникнення механічних пошкоджень як існуючих, так і нових кабельних ліній, ПУЕ вказують на необхідність для експлуатаційного персоналу проводити технічний нагляд за роботами з прокладання кабелю та монтажу муфт, які виконуються будівельно-монтажними організаціями. Крім того, ці ж правила встановлюють, що будь-які земляні роботи на трасах кабельних ліній або в їхній безпосередній близькості дозволяються лише за письмовим погодженням з підприємством електромережі.

Сучасний стан кабельних ліній електропередачі в Україні – це відображення складної історії розвитку енергетичної галузі, з усіма її здобутками та викликами. Хоча успадкована інфраструктура потребує значної модернізації та заміни, активне впровадження новітніх технологій, таких як кабелі зі ЗПЕ та сучасні системи діагностики, свідчить про рух у правильному напрямку. Повномасштабна війна додала безпрецедентні виклики та руйнування, але стійкість українських енергетиків та підтримка міжнародних партнерів дають надію на успішне відновлення та розбудову сучасних, надійних та стійких кабельних мереж, що відповідатимуть потребам майбутнього. Це є невід'ємною частиною енергетичної безпеки та відбудови України, а також її інтеграції до європейської енергетичної системи.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.

2. СОУ-Н МПЕ 40.1.20.509:2005 Експлуатація силових кабельних ліній напругою до 35 кВ - ОЕП «ГРІФРЕ», 2005.

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. Головатюк М.О., Леонтьєв В.О., Видмиш В.А. Експлуатація кабельних ліній електропередач. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2009. – 109 с.

10. Вказівка про заходи безпеки при відшуканні місць пошкодження і випробуваннях кабельних ліній високої напруги 315.00.00.000 СКТБ ВКТ.

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.

17. ДБН В.2.5-67:2013. Опалення, вентиляція та кондиціонування. К. : Мінрегіонбуд України, 2013. 149 с.

18. ДБН В.2.5-28:2018 Природне і штучне освітлення. URL: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_ doc=79885

19. 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.

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

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

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

23. 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.

24. ДСТУ Б В.1.1-36:2016 Визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпек. URL: https://dbn.co.ua/load/normativy/dstu/dstu_b_v_1_1_36/5-1-0-1759.

25. 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.

26. 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: «Районна електрична мережа з аналізом технологій локалізації пошкоджень кабельних ліній»

Тип роботи: Бакалаврська кваліфікаційна робота
(кваліфікаційна робота, курсовий проект (робота), реферат, аналітичний огляд, інше (зазначити))

Підрозділ: Кафедра електричних станцій та систем
(кафедра, факультет (інститут), навчальна група)

Керівник: к.т.н., доцент кафедри ЕСС Нетребський В. В.
(прізвище, ініціали, посада)

Показники звіту подібності

StrikePlagiarism	
Оригінальність	81,6
Загальна схожість	18,4

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 _____ Твердохліб Р.А.
(підпис) (прізвище, ініціали)

Опис прийнятого рішення

Робота допущена до захисту

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

Експерт _____ _____
(за потреби) (підпис) (прізвище, ініціали, посада)

ДОДАТОК Б
(обов’язковий)

Результати розрахунків в програмі “RVM - Hign”

Результати розрахунку номінального та максимального режимів

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5800.0 год
Час втрат: 2859.6 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 49.806 МВт / 290.917 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 47.000 МВт / 272.600 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.413 МВт / 15.843 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 2.413 МВт / 15.843 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.135 МВт / 0.783 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.258 МВт / 1.691 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.393 МВт / 2.474 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.806 МВт / 18.317 млн.кВт*г (6.3%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	dU% від Uн
8		0.000	0.000	110.000	0.00
3		0.000	0.000	103.282	-6.11
4		0.000	0.000	101.578	-7.66
2		0.000	0.000	102.363	-6.94
5		0.000	0.000	100.808	-8.36
1		0.000	0.000	107.633	-2.15
310		15.000	7.260	9.679	-3.21
4101	4 НН 1	3.000	1.700	10.036	0.36
4102	4 НН 2	0.000	0.000	10.504	5.04
2101	2 НН 1	16.000	7.740	9.548	-4.52
2102	2 НН 2	0.000	0.000	10.062	0.62
510		4.000	2.470	9.564	-4.36
110		9.000	5.340	9.801	-1.99

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп,МВт	Qп,МВАр	Рк,МВт	Qк,МВАр	dP,МВт	dQ,МВАр	I,кА	dU,кВ
8	3	18.815	11.027	17.974	9.809	0.838	1.213	0.114	6.766
3	4	2.882	2.878	2.832	2.833	0.050	0.045	0.023	1.701
4	2	-4.277	-0.207	-4.308	-0.236	0.032	0.029	-0.024	-0.802
2	8	-20.441	-8.874	-21.737	-10.049	1.290	1.170	-0.125	-7.665
2	2101	16.075	9.594	15.990	7.735	0.085	1.851	0.105	5.806
2	2102	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
4	4101	3.017	1.977	2.998	1.699	0.018	0.277	0.020	4.913
4	4102	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4	5	4.072	2.762	4.044	2.737	0.028	0.025	0.028	0.772
5	510	4.034	3.020	3.997	2.468	0.037	0.549	0.029	7.448
3	310	15.063	8.845	14.991	7.255	0.072	1.583	0.097	5.369
8	1	9.235	5.923	9.058	5.762	0.177	0.160	0.057	2.368
1	110	9.040	6.241	8.994	5.337	0.046	0.901	0.059	5.431
4101	4102	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2101	2102	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

Результати розрахунку режиму мінімальних навантажень

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5800.0 год
Час втрат: 2859.6 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 14.415 МВт / 83.743 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 14.100 МВт / 81.780 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.160 МВт / 1.053 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 0.160 МВт / 1.053 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.135 МВт / 0.783 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.019 МВт / 0.127 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.154 МВт / 0.910 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 0.315 МВт / 1.963 млн.кВт*г (2.3%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	dU% від Uн
8		0.000	0.000	110.000	0.00
3		0.000	0.000	108.795	-1.10
4		0.000	0.000	108.440	-1.42
2		0.000	0.000	108.448	-1.41
5		0.000	0.000	108.262	-1.58
1		0.000	0.000	109.383	-0.56
310		4.500	2.178	9.647	-3.53
4101	4 НН 1	0.900	0.510	10.108	1.08
4102	4 НН 2	0.000	0.000	10.220	2.20
2101	2 НН 1	4.800	2.322	9.608	-3.92
2102	2 НН 2	0.000	0.000	9.729	-2.71
510		1.200	0.741	10.040	0.40
110		2.700	1.602	10.175	1.75

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп,МВт	Qп,МВАр	Рк,МВт	Qк,МВАр	dP,МВт	dQ,МВАр	I,кА	dU,кВ
8	3	5.590	0.455	5.534	0.374	0.055	0.080	0.029	1.215
3	4	1.003	0.224	1.000	0.222	0.003	0.003	0.005	0.358
4	2	-1.134	1.201	-1.139	1.197	0.004	0.004	-0.009	-0.013
2	8	-6.000	-0.140	-6.084	-0.216	0.083	0.076	-0.032	-1.560
2	2101	4.803	2.458	4.797	2.321	0.006	0.137	0.029	1.401
2	2102	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
4	4101	0.901	0.530	0.899	0.510	0.001	0.020	0.006	1.227
4	4102	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4	5	1.213	0.445	1.212	0.443	0.002	0.002	0.007	0.178
5	510	1.202	0.779	1.199	0.741	0.003	0.038	0.008	1.788
3	310	4.503	2.297	4.497	2.177	0.005	0.119	0.027	1.309
8	1	2.733	1.187	2.720	1.175	0.013	0.012	0.016	0.618
1	110	2.702	1.674	2.698	1.601	0.004	0.073	0.017	1.442
4101	4102	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2101	2102	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

Результати розрахунку післяаварійного режиму

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5800.0 год
Час втрат: 2859.6 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 56.370 МВт / 334.008 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 47.000 МВт / 272.600 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 8.929 МВт / 58.614 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 8.929 МВт / 58.614 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.135 МВт / 0.783 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.306 МВт / 2.011 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.441 МВт / 2.794 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 9.370 МВт / 61.408 млн.кВт*г (18.4%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	dU% від Uн
8		0.000	0.000	121.000	10.00
3		0.000	0.000	104.734	-4.79
4		0.000	0.000	91.382	-16.93
2		0.000	0.000	86.028	-21.79
5		0.000	0.000	90.493	-17.73
1		0.000	0.000	118.894	8.09
310		15.000	7.260	9.644	-3.56
4101	4 НН 1	3.000	1.700	9.371	-6.29
4102	4 НН 2	0.000	0.000	9.933	-0.67
2101	2 НН 1	16.000	7.740	8.630	-13.70
2102	2 НН 2	0.000	0.000	9.353	-6.47
510		4.000	2.470	8.977	-10.23
110		9.000	5.340	10.462	4.62

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп,МВт	Qп,МВАр	Рк,МВт	Qк,МВАр	dP,МВт	dQ,МВАр	I,кА	dU,кВ
8	3	47.313	31.676	42.578	24.819	4.719	6.833	0.271	16.468
3	4	27.435	17.969	24.294	15.120	3.131	2.839	0.180	13.482
4	2	17.136	11.404	16.231	10.585	0.901	0.817	0.130	5.407
2	2101	16.173	10.563	16.045	7.762	0.128	2.791	0.129	8.222
2	2102	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4	4101	3.032	2.059	3.008	1.705	0.024	0.353	0.023	6.029
4	4102	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4	5	4.106	3.012	4.069	2.979	0.037	0.033	0.032	0.893
5	510	4.059	3.195	4.011	2.477	0.048	0.716	0.033	9.217
3	310	15.113	8.832	15.043	7.281	0.071	1.546	0.096	5.526
8	1	9.222	5.604	9.081	5.475	0.141	0.128	0.051	2.106
1	110	9.063	6.087	9.026	5.355	0.037	0.729	0.053	4.800
4101	4102	0.000	0.000	0.000	0.000	9.000	0.000	0.000	0.000
2101	2102	0.000	0.000	0.000	0.000	12.000	0.000	0.000	0.000

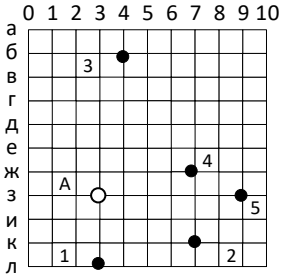
ДОДАТОК В
(обов’язковий)

ІЛЮСТРАЦІЙНА ЧАСТИНА

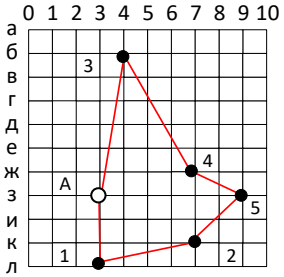
РАЙОННА ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА З АНАЛІЗОМ ТЕХНОЛОГІЙ ЛОКАЛІЗАЦІЇ ПОШКОДЖЕНЬ КАБЕЛЬНИХ ЛІНІЙ

П’ЯТЬ ВАРІАНТІВ СХЕМ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ

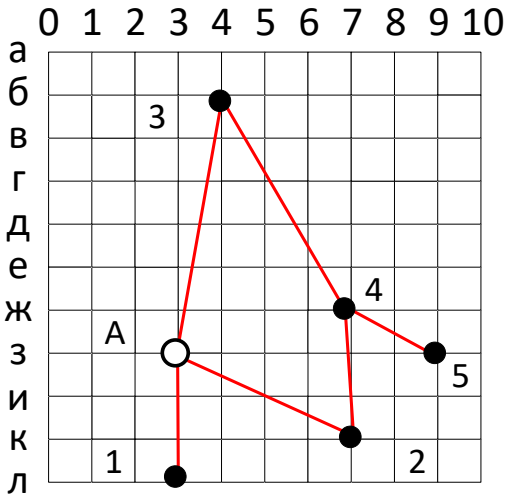
Розташування вузлів



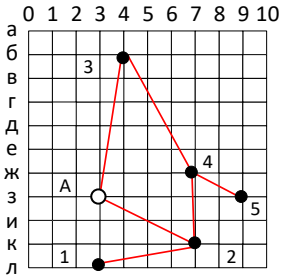
Варіант №1



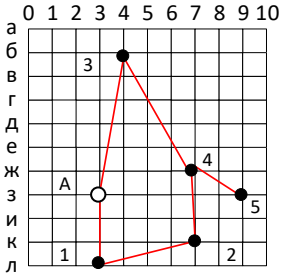
Варіант №2



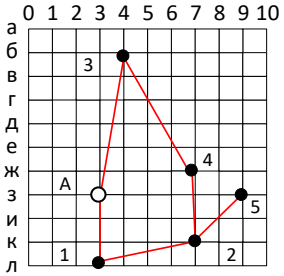
Варіант №3



Варіант №4

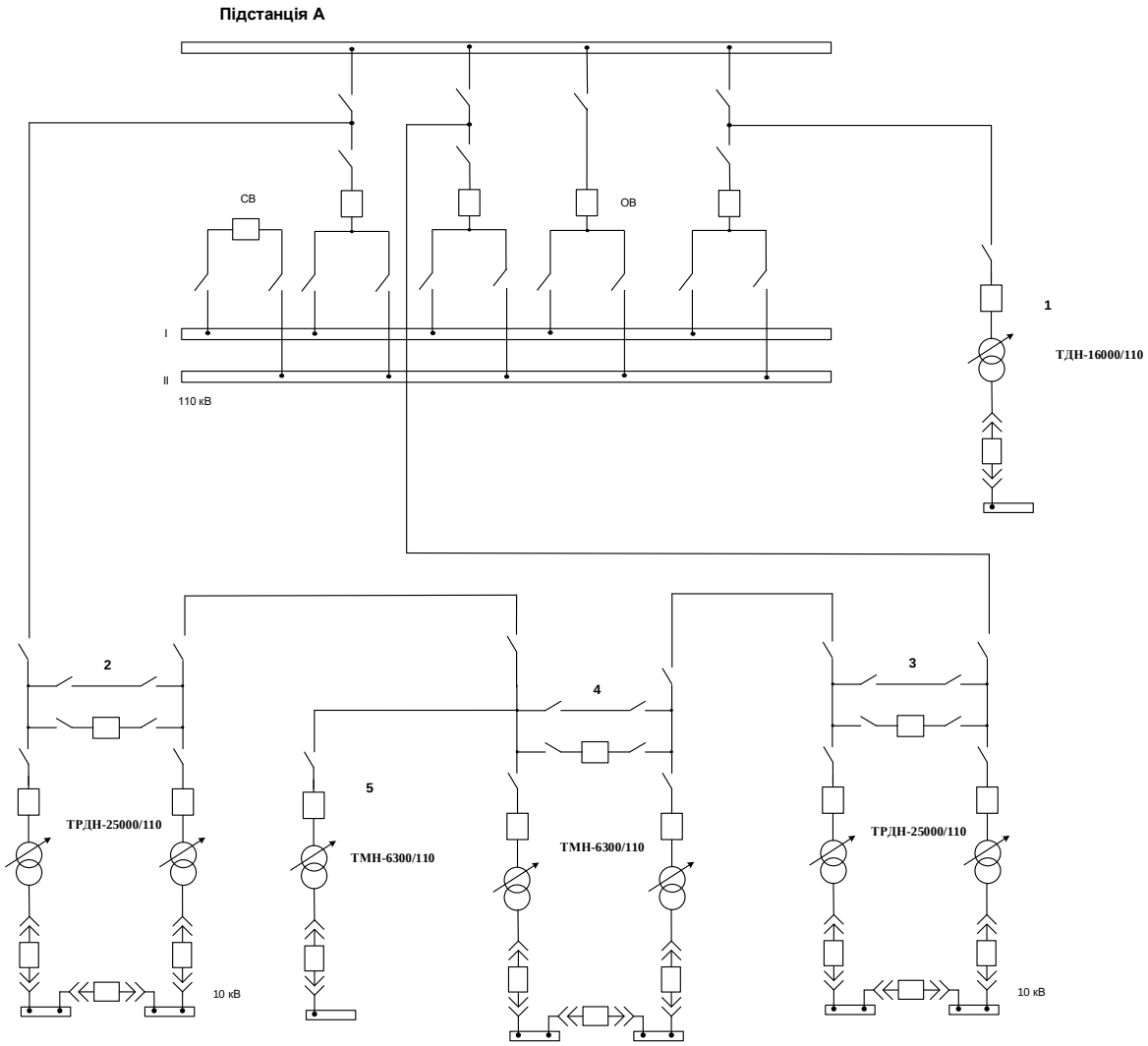


Варіант №5

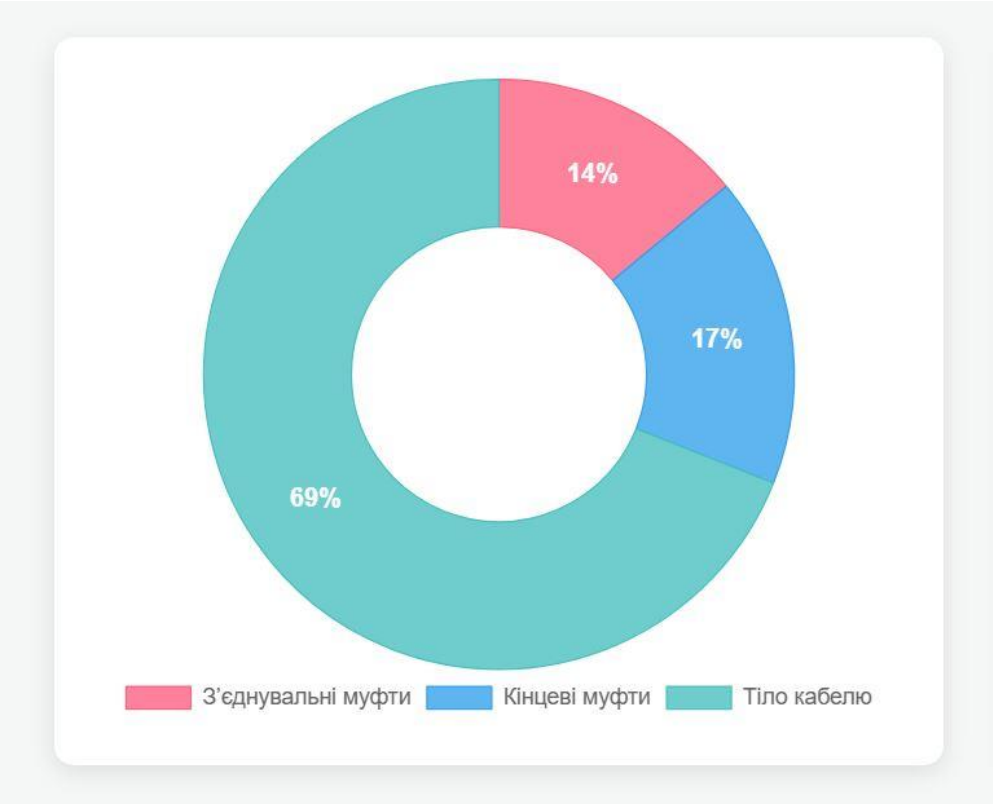


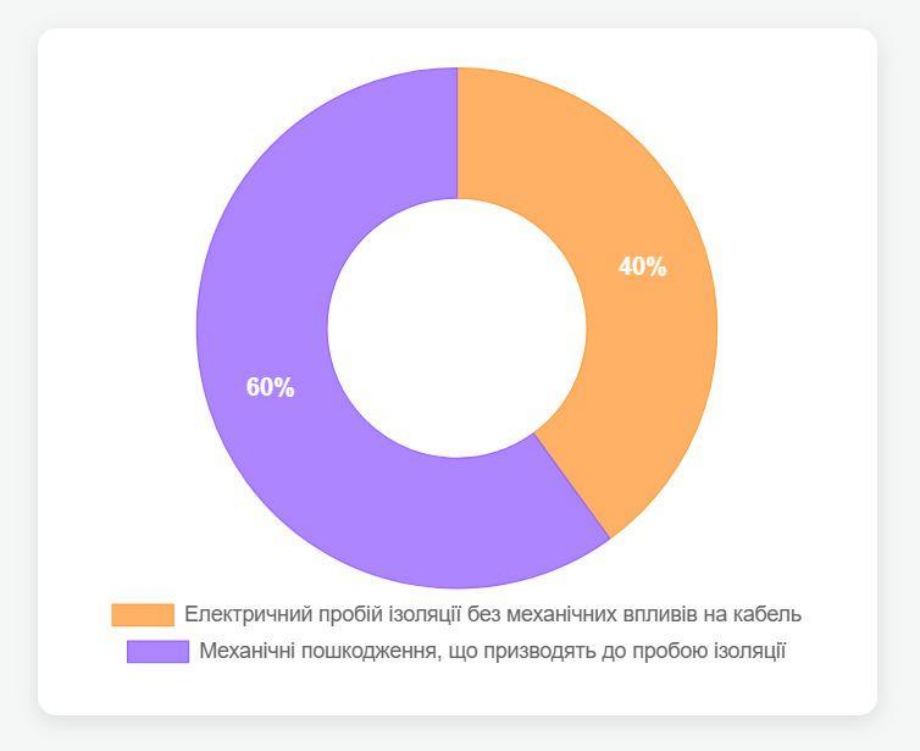
ЕЛЕКТРИЧНА СХЕМА “РАЙОННОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ”

Обрано другий варіант розвитку

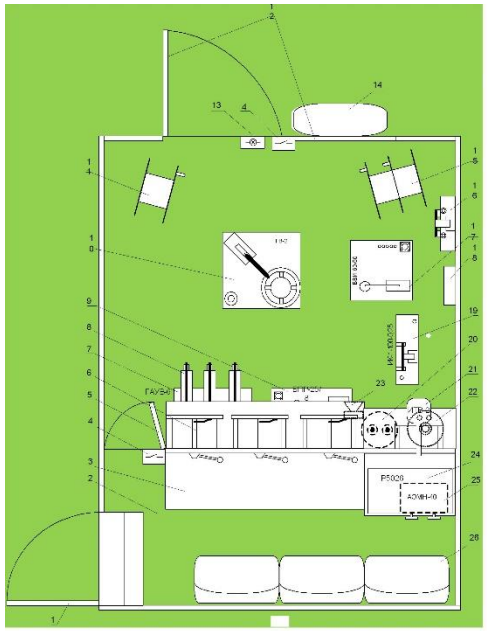


ПОШКОДЖЕННЯ КАБЕЛЬНИХ ЛІНІЙ





РОЗМІЩЕННЯ УСТАТКУВАННЯ ВИПРОБУВАЛЬНО-ПОШУКОВОЇ ЛАБОРАТОРІЇ



1-двері бічна;
2 - відсік оператора;
3 -стійка управління;
4 - вимикач блокувальний;
5 - двері високовольтного відсіку;
6 - перемикач високовольтний вибору фази;
7-генератор акустики ГАУВ-6-04;
8-короткозамикач трифазний;
9 - блок пропалювання БПР-25/8;
10 - трансформатор ТВ-2 з короткозамикачем КЗМК-100;
11 - блок барабанів 4,5,6;
12-двері задні;
13 - світильник червоний;
14 - запасне колесо;
15 - блок барабанів 1,2,3;
16 - короткозамикач КЗМК-10;
17 - блок високовольтних випробувань БВИ-60/50-М2;
18 - датчик напруги ДІН-1;
19 - блок короткозамикача КЗМК-60;
20 - трансформатор НОМ-10;
21 - вимірювач струму ІТВ-2-4;
22 - конденсатор зразковий Р5023;
23 - сирена;
24 - міст високовольтний Р5026;
25 - автотрансформатор АОМН;
26 - сидіння.