

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
ЛЬВІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ  
ФАКУЛЬТЕТ МЕХАНІКИ, ЕНЕРГЕТИКИ ТА ІНФОРМАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ  
КАФЕДРА ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ СИСТЕМ

**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**  
другого (магістерського) рівня освіти

на тему:

**«АНАЛІЗ РЕМОНТНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ РАЙОННОЇ  
ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 110 КВ»**

Виконав: студент VI курсу

групи Ен – 61 спеціальності

141 «Електроенергетика, електротехніка та  
електромеханіка»

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

\_\_\_\_\_ Червоняк М. Р.  
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник: \_\_\_\_\_ Левонюк В. Р.  
(підпис) (прізвище та ініціали)

Рецензент: \_\_\_\_\_ Сиротюк С. В.  
(прізвище та ініціали)

**ДУБЛЯНИ 2024**

□

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ**  
**ЛЬВІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ**  
**ФАКУЛЬТЕТ МЕХАНІКИ, ЕНЕРГЕТИКИ ТА ІНФОРМАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ**  
**КАФЕДРА ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ СИСТЕМ**

Рівень вищої освіти – другий (магістерський) рівень

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

ЗАТВЕРДЖУЮ  
Завідувач кафедри

\_\_\_\_\_  
(підпис)

д.т.н., професор Калахан О. С.  
(вч. звання, прізвище, ініціали)

“ \_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 202\_\_ року

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

Червоняку Михайлу Романовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Аналіз ремонтних режимів роботи районної електричної мережі 110 кВ»

керівник роботи к.т.н., доцент Левонюк В. Р.

( наук.ступінь, вч. звання, прізвище, ініціали)

затверджені наказом Львівського НУП № 133 / к - с від 28.04.2023 р.

2. Строк подання студентом роботи 18.01.2024 р.

3. Вихідні дані

технічна документація, науково-технічна і довідкова література

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити):

Вступ

1. Розробка районної електричної мережі 110 кВ

2. Вибір основного обладнання мережі

3. Аналіз нормальних та ремонтних режимів роботи мережі

4. Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях

5. Техніко-економічні розрахунки

Висновки

Перелік джерел посилання

Додатки

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень)  
*Графічний матеріал подається у вигляді презентації*

6. Консультанти розділів

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата		Відмітка про виконання
		завдання видав	завдання прийняв	
4	<i>Городецький І. М., к.т.н., доцент</i>			

7. Дата видачі завдання 28.04.2023 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів дипломної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Здійснення розробки районної електричної мережі 110 кВ</i>	<i>28.04.2023 – 19.05.2023</i>	
2	<i>Здійснення вибору основного обладнання мережі</i>	<i>22.05.2023 – 8.09.2023</i>	
3	<i>Аналіз нормальних та ремонтних режимів роботи мережі</i>	<i>11.09.2023 – 24.11.2023</i>	
4	<i>Розробка логіко імітаційної моделі процесу виникнення травми при обслуговуванні вимикачів</i>	<i>27.11.2023 – 8.12.2023</i>	
5	<i>Проведення техніко-економічних розрахунків</i>	<i>11.12.2023 – 22.12.2023</i>	
6	<i>Завершення оформлення розрахунково-пояснювальної записки та презентації</i>	<i>25.12.2023 – 5.01.2024</i>	
7	<i>Завершення роботи в цілому</i>	<i>8.01.2023 – 18.01.2023</i>	

Студент \_\_\_\_\_ Червоняк М. Р.  
( підпис ) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи \_\_\_\_\_ Левонюк В. Р.  
( підпис ) (прізвище та ініціали)

**УДК 621.714:5**

Червоняк М. Р. «Аналіз ремонтних режимів роботи районної електричної мережі 110 кВ». Кваліфікаційна робота. Дубляни: Львівський національний університет природокористування, 2024 р. 63 с. текстової частини, 24 таблиці, 8 рисунків, 35 джерел посилання.

**Метою** кваліфікаційної роботи є розробка районної електричної мережі 110 кВ з проведенням аналізу її ремонтних режимів роботи.

**Об'єктом** кваліфікаційної роботи є районна електрична мережа 110 кВ.

**Предметом** кваліфікаційної роботи є теорія пересилання електричної енергії високого класу напруги.

У кваліфікаційній роботі здійснено аналіз режимів роботи електричної мережі 110 кВ. За заданими значеннями потужностей електричних споживачів, їх взаємного розташування та категорійності, було укладено два варіанти схем мережі, які задовольняли вимоги надійності електропостачання. З них було обрано найкращий варіант за натуральними показниками та обчислено основні параметри і координати нормальних режимів. Здійснено вибір основного устаткування. Обчислено та проаналізовано нормальні, післяаварійні та ремонтні режими роботи мережі. Аналіз режимів показав, що усі координати режимів перебувають у допустимих межах і додаткових заходів щодо їх покращання не потребується. У роботі, також, розкрито питання охорони праці та здійснено техніко-економічні розрахунки.

АНАЛІЗ, НОРМАЛЬНИЙ РЕЖИМ, СИСТЕМА ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, МОДЕЛЬ, РЕМОНТНИЙ РЕЖИМ, ПРОГРАМА.

## ЗМІСТ

ВСТУП.....	7
1 РОЗРОБКА РАЙОННОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 110 КВ.....	8
1.1 Вихідні дані.....	8
1.2 Укладання балансу активної та реактивної потужності.....	9
1.3 Розрахунок ескізів електричної мережі.....	12
1.4 Укладання принципів схем електричних з'єднань.....	16
1.5 Вибір найкращого варіанту схеми за натуральними показниками	17
2 ВИБІР ОСНОВНОГО ОБЛАДНАННЯ МЕРЕЖІ.....	21
2.1 Вибір перерізу проводів ЛЕП.....	21
2.2 Вибір силових трансформаторів.....	23
2.3 Вибір основного обладнання.....	25
2.3.1 Обчислення струмів для вибору струмоведучих частин.....	25
2.3.2 Вибір струмоведучих частин.....	26
2.3.3 Вибір збірних шин та ошиновок на стороні НН 10 кВ.....	26
2.3.4 Вибір вимикачів.....	27
2.3.5 Вибір роз'єднувачів.....	30
3 АНАЛІЗ НОРМАЛЬНИХ ТА РЕМОНТНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ МЕРЕЖІ...	32
3.1 Аналіз усталених режимів.....	33
3.2 Аналіз ремонтних режимів роботи мережі.....	35
3.3 Оцінка перспективи розвитку ПСЗ.....	37
3.3.1 Обчислення допустимої потужності підстанції.....	37
3.3.2 Допустима потужність за умовами регулювання напруги...	38
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	40
4.1 Механізм смерті від електричного струму .....	40
4.2 Модель процесу виникнення та формування виробничих небезпек при обслуговуванні вимикачів.....	42

4.3 Розробка заходів з питань безпеки у надзвичайних ситуаціях.....	46
5 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ РОЗРАХУНКИ.....	48
5.1 Обчислення капіталовкладень у будівництво ЛЕП.....	48
5.2 Обчислення капіталовкладень у підстанцію.....	49
5.3 Обчислення експлуатаційних відрахувань.....	51
5.4 Обчислення техніко-економічних показників.....	52
ВИСНОВКИ.....	54
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ.....	55
ДОДАТКИ.....	58
Додаток А Результати обчислень режимів роботи мережі.....	58

## ВСТУП

Генерування електричної енергії переважно здійснюється на великих електричних станціях, які працюють у спільному електричному режимі. Однак, центри споживання енергії є віддалені від цих джерел на далекі відстані та розподілені на значній території. Районні електричні мережі (РЕМ) допомагають здійснити зв'язок між джерелами генерування та електричними споживачами, тому вони є важливим компонентом електроенергетичної системи. У зв'язку з цим до РЕМ ставляться серйозні вимоги, для забезпечення нормального функціонування електричних споживачів [1].

Ефективність експлуатації РЕМ оцінюється за характерними режимами роботи мережі та за техніко-економічними показниками. Для підтримування високих показників ефективності роботи РЕМ потрібно застосовувати сучасні технічні рішення через значний термін їх експлуатації.

Обчислення та аналіз характерних режимів роботи проектованої РЕМ необхідний для визначення можливості її роботи з режимними показниками, які мають входити у відповідні допустимі значення. Також, обчислення усталених режимів дає змогу визначити найбільш навантажені та вразливі ділянки, які потрібно усунути або зміцнити за допомогою схемних або технічних рішень [2].

Під час передачі електричної енергії споживачеві зустрічається важливий елемент системи – підстанція, яка також повинна виконувати численні вимоги. Тому, ще одним важливим завданням є грамотне проектування підстанції з метою забезпечення її функціонування навіть після серйозних аварій. Для розв'язання усіх перелічених проблем потрібно оперувати нормативно-технічною документацією та Державними стандартами України, застосовувати знання, отримані протягом тривалого навчання в рамках спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» на кафедрі електротехнічних систем ЛНУП.

# 1 РОЗРОБКА РАЙОННОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 110 КВ

## 1.1 Вихідні дані

На рисунку 1.1 представлено розташування джерел живлення та пунктів споживання розроблюваної електричної мережі.

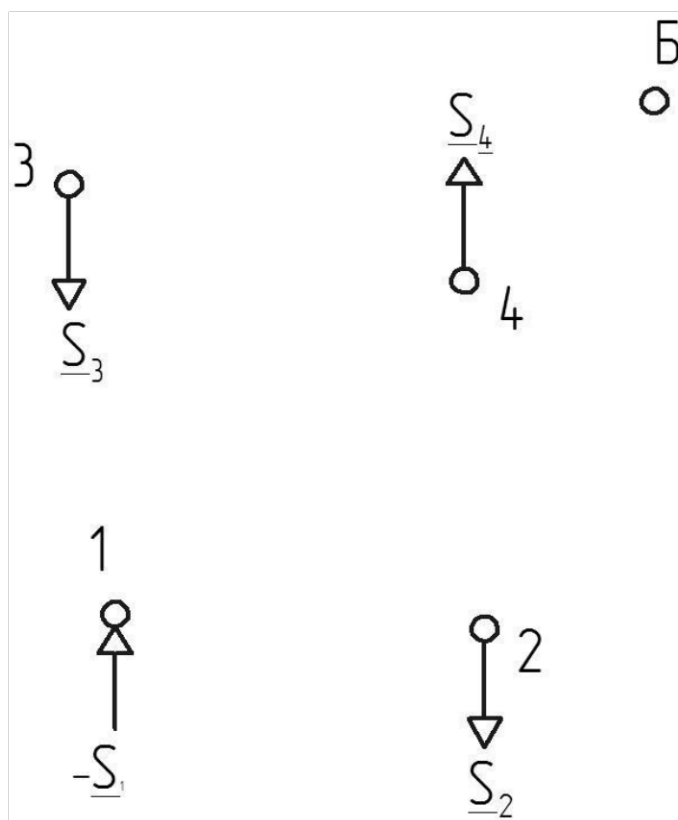


Рисунок 1.1 – Схема розташування джерел генерування та пунктів споживання електричної енергії

У таблиці 1.1 представлено вихідні дані про джерела живлення та пункти споживання електричної енергії.

Таблиця 1.1 – Вихідні дані про джерела живлення та пункти споживання електричної енергії

Параметр	Джерела та пункти споживання електричної енергії				
	Балансуючий вузол	СТ 1	ПС 2	ПС 3	ПС 4
$P_{max}$ , МВт	–	-25	19	16	14
$\cos \varphi$	–	0,79	0,83	0,79	0,8
x/y	70/70	35/35	59/34	32/64	58/58
Категорія ЕП	I	I	II	II	II



Мінімальне навантаження електричних споживачів становить 60 % від максимального, заданого в таблиці 1.1. Тривалість використання максимального навантаження  $T_{max} = 5100$  год [3].

Також, у таблиці 1.2 задано значення струмів коротких замикання ПС 3 приведені до ВН.

Таблиця 1.2 – Струми КЗ на шинах ПС3, приведені до ВН

Струм КЗ на стороні ВН, $I_{K1}^{(3)}$ , кА	Струм КЗ на стороні ВН, $I_{K2}^{(3)}$ , кА
2,41	7,56

## 1.2 Укладання балансу активної та реактивної потужності

Обчислення балансів потужностей дає змогу визначити надлишок чи дефіцит потужності в проєктованій електричній мережі, що чергово впливає на формування схеми.

Баланс потужностей укладається лише для режиму найбільших активних та реактивних навантажень, з припущенням, що споживання найбільших навантажень у всіх споживачів відбувається одночасно [4].

Джерела живлення повинні покривати сумарне навантаження електричної мережі  $P_{H\Sigma}$ , яке включає активні навантаження усіх споживачів  $P_{n\Sigma}$ , втрати активної потужності у лініях  $P_{л\Sigma}$  та трансформаторах  $\Delta P_{m\Sigma}$ .

Визначимо сумарну потужність усіх споживачів  $P_{n\Sigma}$ :

$$P_{n\Sigma} = \sum_{i=2}^4 P_{ni} = P_2 + P_3 + P_4; \quad P_{n\Sigma} = 19 + 16 + 14 = 49 \text{ МВт}, \quad (1.1)$$

де  $P_{ni}$  – активні потужності споживання кожної підстанції електромережі.

Сумарні втрати активної потужності ( $P_{л\Sigma} + \Delta P_{m\Sigma}$ ) у мережі приймаються приблизно рівними 6 – 8 % від сумарної активної потужності навантаження споживачів [5]. Приймаємо їх рівними  $0,07 \cdot P_{n\Sigma}$ , а необхідний резерв потужності  $P_{рез}$ , може бути прийнятою приблизно 10 % від сумарної активної потужності навантаження споживачів [6].

Визначимо необхідну потужність джерела живлення:

$$P_{дж} = P_{н\Sigma} = P_{н\Sigma} + P_{л\Sigma} + \Delta P_{м\Sigma} + P_{рез}; \quad P_{дж} = 1,17 \cdot (19 + 16 + 14) = 57,33 \text{ МВт}, \quad (1.2)$$

Обчислимо небаланс активної потужності [7]:

$$P_{нб} = P_1 - P_{н\Sigma}; \quad P_{нб} = 25,0 - 57,2 = -32,3 < 0 \text{ МВт}, \quad (1.3)$$

Розроблювана електрична мережа є дефіцитною за активною потужністю, отже, недостатня потужність буде генеруватися балансувальною станцією. Визначимо величину реактивної потужності, яку споживає проєктована підстанція № 3

$$Q_3 = P_3 \cdot tg(\arccos(\cos \varphi_3)), \quad Q_3 = 16 \cdot tg(\arccos(0,79)) = 12,4 \text{ МВАр}. \quad (1.4)$$

Аналогічні обчислення здійснюємо для інших підстанцій, а результати представляємо у таблиці 1.3.

Таблиця 1.3 – Активні та реактивні потужності навантаження підстанцій

Таблицю забрано з ціллю енергетичної безпеки України

Знайдемо сумарну реактивну потужність споживачів:

$$Q_{н\Sigma} = Q_2 + Q_3 + Q_4, \quad Q_{н\Sigma} = 12,77 + 12,42 + 10,5 = 35,685 \text{ МВАр}, \quad (1.5)$$

Обчислимо повну сумарну потужність споживачів [8]:

$$S_{н\Sigma} = \sqrt{P_{н\Sigma}^2 + Q_{н\Sigma}^2}, \quad S_{н\Sigma} = \sqrt{49^2 + 35,685^2} = 60,61 \text{ МВА}. \quad (1.6)$$

Сумарну реактивну потужність визначимо з урахуванням втрат у трансформаторі, які складають 10 % від повної сумарної потужності споживачів  $S_{н\Sigma}$ , і з урахуванням резерву, який дорівнює 10 % від сумарної реактивної потужності споживачів [9].

$$Q_{н\Sigma} = Q_{н\Sigma} + \Delta Q_{м\Sigma} + Q_{рез}; \quad Q_{н\Sigma} = 35,68 + 6,062 + 3,568 = 45,316 \text{ МВАр}, \quad (1.7)$$

При цьому втрати реактивної потужності у трансформаторах будуть:

$$\Delta Q_{м\Sigma} = 0,1 \cdot S_{н\Sigma}, \quad \Delta Q_{м\Sigma} = 0,1 \cdot 60,61 = 6,062 \text{ МВАр}. \quad (1.8)$$

Резерв реактивної потужності [10]:

$$Q_{рез} = 0,1 \cdot Q_{н\Sigma}, \quad Q_{рез} = 0,1 \cdot 35,685 = 3,568 \text{ МВАр.} \quad (1.9)$$

Тепер, обчислимо значення небалансу реактивної потужності:

$$Q_{нб} = Q_1 - Q_{н\Sigma}; \quad Q_{н\Sigma} = 19,4 - 45,316 = -25,914 < 0 \text{ МВАр,} \quad (1.10)$$

З розрахунків бачимо, що мережа має дефіцит реактивної потужності, тому необхідно встановлювати компенсуючі пристрої. Визначимо потужності компенсуючих пристроїв та розрахункових навантажень на підстанції.

Значення коефіцієнта потужності енергосистеми при передачі потужності повітряними лініями напругою 110 – 220 кВ приймаємо 0,93 [11]. Враховуючи це, визначимо необхідну потужність компенсаційних установок:

$$Q_{KV3}^{PO3P} = P_{3\max} \cdot (tg(\arccos(\cos \varphi_3)) - tg(\arccos(\cos \varphi_{ем}))); \quad (1.11)$$

$$Q_{KV3}^{PO3P} = 16 \cdot (tg(\arccos(0,79)) - tg(\arccos(0,93))) = 6,61 \text{ МВАр}$$

Необхідна потужність КУ інших підстанцій обчислюється аналогічно:

$Q_{KV2}^{PO3P} = 5,25$  МВАр,  $Q_{KV4}^{PO3P} = 4,96$  МВАр. Виходячи з обчислених потужностей компенсаційних пристроїв, виберемо регульовані конденсаторні установки типу УКРЛ за довідником [12]. Так, для ПС 2 ми вибрали 4 установки УКРЛ56-10,5-1350, для ПС 3 – 6 установок УКРЛ56-10,5-1000 та для ПС 4 – 2 установки УКРЛ56-10,5-2250.

Тепер, обчислимо повні потужності підстанцій з урахуванням встановлення компенсаційних пристроїв:

$$\underline{S}_{n/cm3}^{розр} = P_{3\max} + j(Q_{3\max} - \underline{S}_{KV3}^{діюч}), \quad \underline{S}_{n/cm3}^{розр} = 16 + j(12,42 - 6,0) = 16 + j6,42 \text{ ВА.} \quad (1.12)$$

Аналогічно здійснюємо обчислення для інших підстанцій. Результати зведено до таблиці 1.4

Таблиця 1.4 – Розрахункові максимальні потужності підстанцій з встановленими компенсаційними установками

Таблицю забрано з ціллю енергетичної безпеки України

### 1.3 Розрахунок ескізів електричної мережі

При розробці варіантів схем електричних з'єднань мережі слід керуватися такими правилами [13]:

- першочергово потрібно здійснити підключення вузлів із максимальними навантаженнями;
- загальна довжина мережі має бути мінімальною;
- потрібно врахувати категорії споживачів;
- використовувати радіально-магістральну чи змішану конфігурацію мережі;
- не потрібно ускладнювати схему, якщо в цьому немає потреби.

Враховуючи вищезазначені правила, ми розробили дві конфігурації мережі, які представлено на рисунку 1.2.

Рисунок забрано з ціллю енергетичної безпеки України

*a)*

*б)*

Рисунок 1.2 – Розроблені ескізи електричної мережі: *a* – ескіз №1; *б* – ескіз №2

Для усіх ескізів було проведено наближений розрахунок поточкорозподілу, знайдено електрично віддалені вузли, розраховано втрати напруги в нормальному максимальному та післяаварійному режимах та при необхідності внесено зміни до конфігурації мережі. Представимо обчислення приблизного поточкорозподілу.

Метою обчислення наближеного поточкорозподілу є детермінування номінальних напруг ліній мережі та перерізів проводів ділянок електричної мережі. При цьому приймаються наступні припущення [14]:

- навантаження у вузлах, які отримані після установки КУ, приймають за розрахункові без урахування втрат потужності у трансформаторах підстанцій та ємнісних потужностей ліній, що примикаються до вузлів;

- балансувальна станція може видавати будь-яку потужність;
- розрахунок виконується за умови сталості напруги у всіх вузлах мережі, тобто втрати потужності не враховуються;

- розподіл навантажень між кількома паралельними лініями приймають однаковими.

Визначимо потоки потужності лініями електропередач використовуючи перший закон Кірхгофа [15]:

$$\underline{S}_{12} = \underline{S}_1 = 25 + j19,4 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{24} = \underline{S}_{12} - \underline{S}_{nc2}^{pozp} = 25 + j19,4 - 19 - j7,36 = 6 + j12,03 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{43} = \underline{S}_{nc3}^{pozp} = 16 + j6,4 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{Б4} = \underline{S}_{43} + \underline{S}_{nc4}^{pozp} - \underline{S}_{24} = 16 + j9,41 + 14 + j6 - 6 - j12,03 = 24 + j0,38 \text{ МВА}.$$

Тепер здійснимо вибір номінальної напруги мережі. Для вибору доцільного класу напруги потрібно знати його залежність від дальності передачі та потужності, яка передається одним контуром лінії. Ця залежність наочно відображається формулою:

$$U_{ij}^{pozp} = 16 \cdot \sqrt[4]{\frac{P_{ij} \cdot l_{ij}}{n_k}}, \quad U_{ij}^{pozp} = 16 \cdot \sqrt[4]{\frac{25 \cdot 72}{2}} = 87,65 \text{ кВ}, \quad (1.13)$$

де  $P_{ij}$  – активна потужність, яка передається ділянкою мережі;  $l_{ij}$  – довжина ділянки мережі;  $n_k$  – кількість контурів лінії.

Приймаємо найближче стандартне значення напруги ділянки 1 – 2  $U_{НОМ1-2} = 110$  кВ. Результати обчислень для інших ділянок представлено в табл. 1.5.

Таблиця 1.5 – Детерміновані номінальні напруги ділянок мережі

Ділянка мережі	$P_{ij}$ , МВт	$l_{ij}$ , км	$n_{\kappa}$ , шт	$U_{ij}^{розр}$ , кВ	$U_{ij}^{ном}$ , кВ
1-2	25	72	2	87,6	110
2-4	6	72	2	72,8	110
4-3	16	80	2	91,1	110
Б-4	24	51	2	79,5	110

Проаналізувавши отримані значення, приймаємо номінальну напругу електричної мережі рівною 110 кВ. Остаточний вибір номінальної напруги буде здійснено на основі сумарних втрат напруги у нормальному та післяаварійному режимах при максимальних навантаженнях [16].

Сумарні втрати напруги в мережі визначаються для режиму найбільших навантажень як алгебраїчна сума втрат напруги на всіх ділянках електричної мережі однієї номінальної напруги від балансуєчої станції до найбільш електрично віддаленої підстанції або станції. Найбільш електровіддаленим вузлом мережі є підстанція №3. При цьому граничні сумарні втрати напруги не повинні перевищувати 15 % у максимальному режимі та 20 % у післяаварійному режимі [17].

Втрати напруги на ділянці мережі обчислюються так:

$$\Delta U = \frac{P_{ij} \cdot R_{ij} + Q_{ij} \cdot X_{ij}}{U_{НОМ}}, \quad (1.14)$$

$P_{ij}, Q_{ij}$  – відповідно активна та реактивна потужність, яка передається ділянкою мережі;  $R_{ij}, X_{ij}$  – активний та реактивний опір ділянки мережі;  $U_{НОМ}$  – номінальна напруга мережі.

Оскільки перетин проводів ще не вибрано, то вважаємо, що мережа однорідна, тобто виконана дротом одного перерізу. Усереднені погонні параметри дроту на напругу 110 кВ приймаємо рівними  $\underline{Z}_0 = 0,2 + j0,4$  Ом/км.

Тоді еквівалентний опір на ділянці мережі буде рівним [18]:

$$\underline{Z}_{ij} = \frac{\underline{Z}_0 \cdot l_{ij}}{n_{\kappa}} = \frac{(R_{ij} + X_{ij}) \cdot l_{ij}}{n_{\kappa}}, \quad (1.15)$$

Втрата напруги до ПС 3 у нормальному максимальному режимі складатиметься із втрат напруги на ділянках 4-3 та Б-4 [19]:

$$\Delta U_{\Sigma}^{MP} = \Delta U_{43}^{MP} + \Delta U_{Б4}^{MP}, \quad (1.16)$$

Обчислюємо опори ліній 4-3 та Б-4 за виразом:

$$\underline{Z}_{43} = \frac{(0,2 + j0,4) \cdot 80}{2} = 8 + j16 \text{ Ом}, \quad \underline{Z}_{Б4} = \frac{(0,2 + j0,4) \cdot 51}{2} = 5,1 + j8,0 \text{ Ом}.$$

Обчислюємо втрати напруги ліній 4-3 та Б-4 за виразом:

$$\Delta U_{43}^{MP} = \frac{16,8 + 6,4 \cdot 16}{110} = 2,09 \text{ кВ}, \quad \Delta U_{Б4}^{MP} = \frac{24 \cdot 5,1 + 0,38 \cdot 8}{110} = 1,1 \text{ кВ}.$$

Сумарні втрати напруги становлять:

$$\Delta U_{\Sigma}^{MP} = 2,09 + 1,1 = 3,2 \text{ кВ}.$$

Отримане значення втрат напруги в мережі складає 2,93 %, що є значно менше допустимого значення 15 % від номінальної напруги.

Для обчислення втрат напруги у післяаварійному режимі потрібно відключити один контур із найбільшими втратами напруги у нормальному максимальному режимі. У нашому випадку потрібно вимкнути лінію 4-3. При цьому поточкорозподіл не зміниться порівняно з нормальним максимальним режимом, а опір лінії та втрати напруги на цій ділянці збільшаться у 2 рази.

Рисунок забрано з ціллю енергетичної безпеки України

Рисунок 1.3 – Схема ескізу №1 у післяаварійному режимі  
Опір лінії 4-3 тепер становить:

$$\underline{Z}_{43} = \frac{(0,2 + j0,4) \cdot 80}{1} = 16 + j32 \text{ Ом.}$$

Втрати напруги на змінній ділянці 4-3:

$$\Delta U_{43}^{ПА} = \frac{16,0 \cdot 16 + 6,4 \cdot 32}{110} = 4,2 \text{ кВ,}$$

а на ділянці 4-Б втрата напруги залишається незмінною  $\Delta U_{Б4}^{ПА} = 1,4 \text{ кВ}$

Сумарні втрати напруги шляху Б-4-3 становлять [20]:

$$\Delta U_{\Sigma}^{ПА} = \Delta U_{43}^{ПА} + \Delta U_{Б4}^{ПА}, \quad \Delta U_{\Sigma}^{ПА} = 4,19 + 1,14 = 5,33 \text{ кВ.} \quad (1.17)$$

У відсотковому співвідношенні втрати напруги становлять 4,84 %.

Значення втрат напруги у післяаварійному режимі не виходить за допустиме значення 20 %, отже, цей варіант схеми є прийнятним з технічних вимог.

#### 1.4 Укладання принципів схем електричних з'єднань

Для різних варіантів схем здійснюємо вибір типу розподільчих пристроїв для кожної підстанції. Укладання схем електричних з'єднань дає змогу визначити кількість вимикачів на стороні вищої напруги. Тип розподільчих пристроїв ВН розроблюваної електричної мережі визначається залежно від кількості приєднань.

У розрахунках прийнято, що у кожній підстанції, яка живить електроспоживачів, встановлено 2 трансформатора, а кількість відповідних ПЛ кожної підстанції щонайменше 2.

У таблиці 1.6 представлено типи розподільчих пристроїв ВН на підстанціях.

Таблиця 1.6 – Типи розподільчих пристроїв на підстанціях

№ ескізу	№ ПС	Кількість приєднань	Попередній вибір схеми	Маркування
1	1	2	Дві робочі системи шин	110-13
	2	4	Місток з вимикачами у контурах трансформатора	110-5АН
	3	4	Два блоки з вимикачмита	110-4Н



			неавтоматичною перемичкою	
	4	8	Дві робочі системи шин	110-13
	Б	2	Дві робочі системи шин	110-13
2	1	4	Дві робочі системи шин	110-13
	2	6	Дві робочі системи шин	110-13
	3	4	Два блоки з вимикачмита неавтоматичною перемичкою	110-4Н
	4	4	Місток з вимикачами у контурах трансформатора	110-5АН
	Б	2	Дві робочі системи шин	110-13

### 1.5 Вибір найкращого варіанту схеми за натуральними показниками

Аналіз натуральних показників ескізів, дає змогу зробити оцінку економічності варіантів електричних мереж та вибрати найкращий із них. Натуральні показники поділяються на технічні та економічні. До технічних показників відносяться втрати напруги у нормальному максимальному та післяаварійному режимі. До економічних показників відносять сумарну довжину трас та ліній електропередач, а також кількість вимикачів на вищій стороні напруги.

Визначимо довжини трас та повітряних ліній для кожного ескізу. Довжини трас та кількість контурів окремих ділянок беремо із наведених вище схем, представлених на рисунку 1.2. Для двоконтурних ліній, змонтованих на одній опорі, при знаходженні їхньої довжини геометрична відстань збільшується в 1,6 рази для врахування зменшення вартості двоконтурної лінії порівняно з одноконтурними. Результати обчислен показників представлено у таблиці 1.7.

Таблиця 1.7 – Результати обчислення показників

№ варіанта	Економічні показники		Технічні показники		
			Сумарні втрати напруги		
	Довжина ліній, км	Кількість вимикачів, шт	Нормальний режим	Післяаварійний режим	
$\Delta U_{\Sigma}^{HP}$ , кВ			Ділянка обриву	$\Delta U_{\Sigma}^{ПА}$ , кВ	
1	440	20	2,93	4-3	4,84

2	491	20	4,33	Б-2	7,33
---	-----	----	------	-----	------

Рисунок забрано з ціллю енергетичної безпеки України

Рисунок 1.4 – Принципова схема електричних з'єднань ескізу № 1

Рисунок забрано з ціллю енергетичної безпеки  
України

Рисунок 1.5 – Принципова схема електричних з'єднань ескізу № 2

Незважаючи на однакову кількість вимикачів в аналізованих ескізах, аналізуючи натуральні показники, бачимо, що варіант № 1 є кращим від

варіанту № 2 як за технічними показниками у вигляді втрат напруги у нормальному та післяаварійному режимах, так і за довжиною трас та повітряних ліній, які вимагають великих фінансових витрат на встановлення. З урахуванням вищесказаного для подальших обчислень вибираємо варіант № 1.

У вибраному варіанті конфігурації мережі живлення відбувається за розімкнутою радіально-магістральною схемою. Схеми розімкнених резервованих електромереж застосовуються для електропостачання відповідальних споживачів, що має місце у нашому випадку. Перевагами такої схеми є простота релейного захисту, наочність схеми, можливість приєднання окремих ліній до різних шин джерела живлення або навіть до різних джерел, зручність застосування при розвитку та реконструкції існуючих мереж.

## 2 ВИБІР ОСНОВНОГО ОБЛАДНАННЯ МЕРЕЖІ

### 2.1 Вибір перерізу проводів ЛЕП

При проектуванні лінії 35-110 кВ вибирають перерізи проводів не з урахуванням техніко-економічних складових у кожному конкретному випадку, а за нормативними узагальненими показниками. У якості таких показників використовують нормовані значення економічної густини струму для повітряних ліній [21]. Економічний переріз в такому випадку визначається так:

$$F_E = \frac{I_{РОБ.МАКС}}{j_E}, \quad (2.1)$$

де  $j_E$  – економічна густина струму, яка прийнята рівною 1 А/мм<sup>2</sup> для алюмінієвих неізолюваних дротів при тривалості використання максимального навантаження  $T_{\max} = 5100$  год;  $I_{РОБ.МАКС}$  – максимальний робочий струм на ділянці мережі.

$$I_{РОБ.МАКС} = \frac{S_{\max} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n_K}, \quad (2.2)$$

де  $S_{\max}$  – модуль повної потужності ділянки мережі при максимальних навантаженнях;  $U_{ном}$  – номінальна напруга мережі;  $n_K$  – кількість контурів ЛЕП ділянки мережі.

Розрахуємо модуль повної потужності ділянки Б-4 за формулою:

$$S_{\max}^{4-B} = \sqrt{(P_{\max}^{4-B})^2 + (Q_{\max}^{4-B})^2}, \quad (2.3)$$

$$S_{\max}^{4-B} = \sqrt{(24)^2 + (0,38)^2} = 24 \text{ МВА.}$$

Обчислюємо максимальний робочий струм ділянки Б-4 за формулою (2.2):

$$I_{РОБ.МАКС} = \frac{24 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 62,9 \text{ А.}$$

Тоді економічний переріз дроту на ділянці Б-4 буде:

$$F_E^{B-4} = \frac{62,9}{1} = 62,9 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо найближчий стандартний переріз дроту  $F_{\text{СТАНД}}^{B-4} = 70 \text{ мм}^2$ .

Вибираємо марку дроту АС-70/11, який додатково потрібно перевірити за умовами нагріву та коронування.

Максимальний робочий струм як у нормальному режимі роботи, так і в післяаварійному режимі, не повинен перевищувати тривалий допустимий струм за нагрівом вибраного перерізу. Для проводу АС-70/11 тривало допустимий струм поза приміщенням становить 265 А. Мінімальний переріз за умовами корони для напруги 110 кВ – 70 мм<sup>2</sup>.

У післяаварійному режимі на ділянці Б-4 є обрив одного контура лінії. В такому випадку максимальний робочий струм у післяаварійному режимі буде у два рази більший:

$$I_{\text{РОБ.МАКС}} = \frac{24 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot (2-1)} = 125,9 \text{ А.}$$

Перевірка вибраного перерізу проводу [22]:

- за виникненням корони:

$$F_{\text{СТАНД}}^{B-4} = 70 \text{ мм}^2 \geq F_{\text{КОР.МИН}}^{B-4} = 70 \text{ мм}^2;$$

- за нагрівом проводу:

$$I_{\text{РОБ.МАКС}}^{Н.Р. \text{ Б-4}} = 62,99 \leq I_{\text{ДОП}}^{\text{АС70/11}} = 265 \text{ А};$$

$$I_{\text{РОБ.МАКС}}^{\text{П.А}} \text{ Б-4} = 125,9 \leq I_{\text{ДОП}}^{\text{АС70/11}} = 265 \text{ А.}$$

Вибраний переріз проводу пройшов перевірку, тому приймаємо його для ділянки Б-4. Результати вибору проводів інших ділянок представлені у таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Результати вибору перерізів проводів ділянок мережі

Ділянка	$S_{\text{max}}$ , МВА	$n_K$ , шт	$I_{\text{РОБ.МАКС}}^{\text{Н.Р.}}$ , А	$F_E$ , мм <sup>2</sup>	$I_{\text{РОБ.МАКС}}^{\text{П.А}}$ , А	$F_{\text{СТАНД}}$ , мм <sup>2</sup>	$I_{\text{ДОП}}$ , А
1-2	31,6	2	83	83	166	95	330
2-4	13,4	2	35,4	35,4	70,5	70	265
4-3	17,2	2	45,2	45,2	90,4	70	265
Б-4	24	2	62,4	62,9	125,9	70	265

Визначимо параметри еквівалентної схеми заміщення ПЛ. Погонні параметри для цих ділянок приймаємо за довідником [23].

Представимо розрахунок параметрів для ділянки 1-2 [24]:

$$R_E = \frac{R_0 \cdot l}{n_K}, \quad R_E^{1-2} = \frac{0,306 \cdot 72}{2} = 11,02 \text{ Ом}; \quad (2.4)$$

$$R_E = \frac{X_0 \cdot l}{n_K}, \quad R_E^{1-2} = \frac{0,43 \cdot 72}{2} = 15,6 \text{ Ом}; \quad (2.5)$$

$$b_E = b_0 \cdot l \cdot n_K, \quad b_E^{1-2} = 2,61 \cdot 72 \cdot 2 = 376,1 \cdot 10^{-6} \text{ См}. \quad (2.6)$$

Аналогічно обчислюються параметри схеми заміщення для інших ділянок мережі. Результати обчислень представлено у таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Обчислені параметри еквівалентованої схеми заміщення мережі

Таблицю забрано з ціллю енергетичної безпеки України

## 2.2 Вибір силових трансформаторів

При розробці електричної мережі для кожної підстанції потрібно вибрати кількість та потужність трансформаторів. Кількість трансформаторів, яка встановлюється на підстанції, зазвичай, приймається два [24]. У цьому випадку при правильному виборі потужності трансформаторів забезпечується надійне електропостачання споживачів навіть при аварійному відключенні одного із них. За вимогами ПУЕ, при відключенні одного трансформатора допускається його перевантаження на 40 % протягом 6 годин три доби поспіль [25]. Тоді номінальна потужність трансформатора обчислюється за формулою:

$$S_{TR.HOM} = k_3 \cdot S_{POZP}^{PC}, \quad (2.7)$$

де  $k_3$  – рекомендований коефіцієнт завантаження трансформатора ( $k_3 = 0,7$ );  $S_{PO3P}^{PC}$  – модуль розрахункового максимального навантаження ПС з урахуванням встановлених КУ.

$$S_{PO3P}^{PC} = \sqrt{P_{\max}^2 + (Q_{\max} - Q_{KV})^2}. \quad (2.8)$$

Вибір силового трансформатора представимо для ПС3. Модуль розрахункової потужності підстанції становитиме:

$$S_{PO3P}^{PC} = \sqrt{16^2 + (6,42)^2} = 17,24 \text{ МВА.}$$

Тоді розрахункова потужність трансформатора буде:

$$S_{TP.HOM} = 0,7 \cdot 17,24 = 12,1 \text{ МВА.}$$

Приймається найближче більше значення потужності зі стандартних потужностей трансформаторів  $S_{HOM} = 16$  МВА. Виходячи з отриманої потужності та заданих напруг відповідно до каталогу [10], на підстанції встановлюються два трансформатори ТДН-16000/110.

Перевіримо коефіцієнт завантаження при нормальному максимальному режимі та післяаварійному режимі, рекомендований коефіцієнт завантаження у нормальному максимальному режимі становить 70 %, а у післяаварійному – 140 %:

$$k_3^{H.M.} = \frac{S_{PO3P}^{PC}}{n_T \cdot S_{TP.HOM}} \cdot 100, \quad k_3^{H.M.} = \frac{17,27}{2 \cdot 16} \cdot 100 = 54 < 70 \text{ \%};$$

$$k_3^{П.А.} = \frac{S_{PO3P}^{PC}}{(n_T - 1) \cdot S_{TP.HOM}} \cdot 100, \quad k_3^{П.А.} = \frac{17,27}{1 \cdot 16} \cdot 100 = 108 < 140 \text{ \%}.$$

Результати вибура трансформаторів для інших підстанцій представлено у таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Результати вибору силових трансформаторів

Таблицю забрано з ціллю енергетичної безпеки України



У таблиці 2.4 представлено паспортні та розрахункові дані трансформатора ТДН-16000/110.

Таблиця 2.4 – Паспортні та розрахункові дані трансформатора ТДН-16000/110

Таблицю забрано з ціллю енергетичної безпеки України

## 2.3 Вибір основного обладнання

**2.3.1 Обчислення струмів для вибору струмоведучих частин.** На стороні ВН та НН розрахункові навантаження визначаються з урахуванням перспективи встановлення трансформаторів наступного за номінальною потужністю, згідно з ДСТУ. Струми обчислюються наступним чином:

$$I_{НОРМ}^{ВН} = (0,65 \div 0,7) \cdot \frac{S'_{ТР.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} ; \quad (2.9)$$

$$I_{МАКС}^{ВН} = (1,3 \div 1,4) \cdot \frac{S'_{ТР.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} ; \quad (2.10)$$

Для подальшого обчислення струмів вибираємо значення, рівне 0,65 з діапазону  $0,65 \div 0,7$  та значення 1,3 з діапазону  $1,3 \div 1,4$ .

Струми на боці ВН трансформатора будуть:

$$I_{НОРМ}^{ВН} = 0,65 \cdot \frac{25,0}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,092 \text{ кА}, \quad I_{МАКС}^{ВН} = 1,3 \cdot \frac{25,0}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,184 \text{ кА}.$$

Струми на боці НН трансформатора будуть:

$$I_{НОРМ}^{НН} = 0,65 \cdot \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1,01 \text{ кА}, \quad I_{МАКС}^{НН} = 1,3 \cdot \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2,02 \text{ кА}.$$

де  $S'_{ТР.НОМ}$  – номінальна потужність трансформатора, яка є наступною за шкалою після вибраної;  $U_{НОМ}$  – номінальна напруга трансформаторів на вищій та нижчій сторонах.

Струми у контурах для паралельно працюючих ліній визначаються за виразами:

$$I_{НОРМВН}^{ВН} = \frac{S_{ПС}}{n_K \cdot \sqrt{3} \cdot U_1}, \quad I_{НОРМВН}^{ВН} = \frac{17,24}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,045 \text{ кА}; \quad (2.11)$$

$$I_{МАКСВН}^{ВН} = \frac{n_K}{n_K - 1} \cdot I_{НОРМВН}^{ВН}, \quad I_{МАКСВН}^{ВН} = \frac{2}{2-1} \cdot 0,045 = 0,09 \text{ кА}; \quad (2.12)$$

$$I_{НОРМВН}^{НН} = \frac{S_{ПС}}{n_2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_2}; \quad I_{НОРМВН}^{НН} = \frac{17,24}{16 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 0,062 \text{ кА}, \quad (2.13)$$

де  $S_{ПС}$  – модуль потужності розроблюваної ПС;  $U_1, U_2$  – номінальні напруги на сторонах ВН та НН, відповідно;  $n_K$  – кількість контурів лінії;  $n_2$  – кількість приєднань на нижчому боці ПС.

**2.3.2 Вибір струмоведучих частин.** Згідно з ПУЕ збірні шини та ошиновки не підлягають перевірці на економічну щільність струму. Їх вибір здійснюється за нагрівом (за тривало-допустимим струмом) з урахуванням як нормальних, так і післяаварійних режимів та режимів під час ремонтних робіт, тобто у максимальному режимі роботи.

Виходячи із значення  $I_{\max} = 184 \text{ А}$ , а також за умовою ПУЕ про мінімальний переріз дроту за умовами корони для напруги 110 кВ приймаємо провід марки АС-70/11. Його допустимий струм становить  $I_{\text{ДОП}}^{АС70} = 265 \text{ А}$ .

Вибір і перевірка ошиновки на ВН представлений у таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 – Вибір і перевірка ошиновки на ВН

Умова вибору	Обчислене значення	Довідникове значення
$I_{\max} \leq I_{\text{ДОП}}$	$I_{\max} = 184 \text{ А}$	$I_{\text{ДОП}} = 265 \text{ А}$
$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0$	$1,07 \cdot E = 11,76 \text{ кВ/см}$ $0,9 \cdot E_0 = 31,22 \text{ кВ/см}$	$D_{np} = 1,14 \text{ см}$ $r_0 = 0,57 \text{ см}$

При обчисленні напруженості поля, міжфазна відстань прийнята рівним 400 см, а розташування фаз – горизонтальне. Перевірки на термічну дію струму КЗ немає, оскільки шини виконані голим неізолюваним проводом на свіжому повітрі. Оскільки на стороні ВН  $I_K^{(3)} = 2,41 \text{ кА}$ , то немає потреби у перевірці гнучких шин на електродинамічний вплив струму КЗ.

**2.3.3 Вибір збірних шин та ошиновок на стороні НН 10 кВ.** У закритих РП 10 кВ збірні шини та ошинування виконують жорсткими алюмінієвими шинами. Мідні шини через їх високу вартість не застосовуються навіть при великих струмових навантаженнях.

Збірні шини ошиновок у межах відкритих і закритих розподільних пристроїв усіх напруг за економічною щільністю не перевіряються.

Виходячи з величини струму трансформатора на нижчій стороні в максимальному режимі роботи  $I_{\max}^{HH} = 2,02$  кА, ми вибрали алюмінієву односмугову шину  $120 \times 10$ , яка встановлюється на ребро, результати перевірки якої представлено у таблиці 2.6.

Таблиця 2.6 – Результати перевірки алюмінієвих прямокутних шин

Умова вибору	Обчислене значення	Довідникове значення
$I_{\max} \leq I_{\text{ДОП}}$	$I_{\max} = 2020$ А	$I_{\text{ДОП}} = 2070$ А
$q_{\min} \leq q$	$q_{\min} = 48,3$ мм <sup>2</sup>	$q = 1200$ мм <sup>2</sup>
$\sigma_{\max} \leq \sigma_{\text{ДОП}}$	$\sigma_{\max} = 8,53$ МПа	$\sigma_{\text{ДОП}} = 45$ МПа

**2.3.4 Вибір вимикачів.** Вибір вимикачів здійснюється за найважливішими параметрами, оскільки заводами-виробниками гарантується певна залежність усіх 12 різних параметрів вимикача.

Умови вибору вимикачів є:

- за напругою установки;
- за тривалим струмом.

Після вибору вимикача його перевіряють за такими умовами:

- на симетричний струм відмикання;
- на можливість відмикання аперіодичної складової струму КЗ;
- за вмикальною здатністю;
- за електродинамічною стійкістю;
- за термічною стійкістю.

У ВРП 110 кВ та вище слід застосовувати колонкові елегазові вимикачі або бакові вибухобезпечні, переважно з пружинним приводом, а також допускається застосування вакуумних вимикачів у міру розвитку технологій.

Одним із таких вимикачів є елегазовий колонковий вимикач *3AP1FG* компанії «Сіменс» [26]. Гасіння дуги у таких вимикачах здійснюється компресорним способом або автокомпресорним способом при відмиканні великих струмів. Каталожні дані цього вимикача представлено у таблиці 2.7.

Таблиця 2.7 – Технічні характеристики вимикача *3AP1FG*

Параметр	Позначення	Значення
Номинальна напруга	$U_{НОМ}$ , кВ	110
Номинальний тривалий струм	$I_{НОМ}$ , кА	1
Номинальний струм відмикання	$I_{ВІД.НОМ}$ , кА	20
Струм увімкнення	$I_{УВІМ}$ , кА	20
Струм електродинамічної стійкості: - амплітуда; - початкове діюче значення	$i_{АМ}$ , кА $I_{ПОЧ}$ , кА	51 20
Власний час відмикання	$t_{ВЛАС}$ , с	0,031
Повний час відмикання	$t_{ПОВ}$ , с	0,057
Струм термічної стійкості, який протікає протягом 3 с	$I_{ТЕРМ}$ , кА	20
Нормоване значення вмісту аперіодичної складової у струмі, який відмикається, %	$\beta_{НОРМ}$ , %	40

Перевірку вибору вимикача здійснюємо за трифазним струмом КЗ, який вказаний у вихідних даних до кваліфікаційної роботи. Результати перевірки представлено у таблиці 2.8.

Таблиця 2.8 – Результати перевірки вибору вимикача 110 кВ

Умова	Каталожні дані	Розрахункові дані
$U_{МЕР.НОМ} \leq U_{НОМ}$	$U_{УСТ} = 110$ кВ	$U_{НОМ} = 110$ кВ
$I_{РОБ.МАКС} \leq I_{НОМ}$	$I_{НОМ} = 1$ кА	$I_{РОБ.МАКС} = 184$ А
$I_{нт} \leq I_{ВІД.НОМ}$	$I_{ВІД.НОМ} = 20$ кА	$I_{нт} = 2,41$ кА
$i_{ат} \leq i_{АМ}$	$i_{АМ} = 11,3$ кА	$i_{ат} = 0,66$ кА
$I_{н.0} \leq I_{УВІМ}$	$I_{УВІМ} = 20$ кА	$I_{н.0} = 2,41$ кА
$i_{уд} \leq i_{пр.наск}$	$i_{пр.наск} = 51$ кА	$i_{уд} = 5,81$ кА

Відтак, бачимо що вибраний вимикач задовільняє умови та придатний до встановлення у заданому контурі.

Для РП на стороні НН було вибрано шафи серії КРУ-СЕЩ-61М, у яких можливе встановлення елегазових або вакуумних вимикачів. Вибрано вакуумний вимикач ВВУ-СЕЩ-Е-10. Каталожні дані вимикача представлено у табл. 2.9.

Принцип таких вимикачів ґрунтується на гасінні дуги у вакуумі, тобто, при низькому тиску ( $10^{-4} - 10^{-6}$  Па). Внаслідок глибокого вакууму відбувається швидка дифузія заряджених частинок у навколишній простір і при першому переході струму через нуль дуга гасне. Також, електрична міцність вакуумного проміжку набагато більша, ніж повітряного при атмосферному тиску.

Таблиця 2.9 – Технічні характеристики вимикача ВВУ-СЕЩ-Е-10

Параметр	Позначення	Значення
Номинальна напруга	$U_{НОМ}$ , кВ	10
Номинальний тривалий струм	$I_{НОМ}$ , кА	2,5
Номинальний струм відмикання	$I_{ВІД.НОМ}$ , кА	31,5
Струм увімкнення	$I_{УВІМ}$ , кА	31,5
Струм електродинамічної стійкості: - амплітуда; - початкове діюче значення	$i_{АМ}$ , кА $I_{ПОЧ}$ , кА	81 31,5
Власний час відмикання	$t_{ВЛАС}$ , с	0,03
Повний час відмикання	$t_{ПОВ}$ , с	0,05
Струм термічної стійкості, який протікає протягом 3 с	$I_{ТЕРМ}$ , кА	31,5
Нормоване значення вмісту аперіодичної складової у струмі, який відмикається, %	$\beta_{НОРМ}$ , %	40

Результати перевірки вибору вимикача ВВУ-СЕЩ-Е-10 представлено у таблиці 2.10.

Таблиця 2.10 – Результати перевірки вибору вимикача ВВУ-СЕЩ-Е-10

Умова	Каталожні дані	Розрахункові дані
$U_{МЕР.НОМ} \leq U_{НОМ}$	$U_{УСТ} = 10$ кВ	$U_{НОМ} = 10$ кВ
$i_{ат} \leq i_{АМ}$	$i_{АМ} = 17,81$ кА	$i_{ат} = 2,81$ кА
$I_{n,0} \leq I_{УВІМ}$	$I_{УВІМ} = 31,5$ кА	$I_{n,0} = 7,56$ кА
$i_{уд} \leq i_{пр.наск}$	$i_{пр.наск} = 51$ кА	$i_{уд} = 5,81$ кА

Бачимо, що вибраний вимикач задовільняє умови та придатний до встановлення у заданому контурі.

Далі потрібно зробити вибір вимикачів на лініях класу напруги 10 кВ, які відходять від підстанції. Розрахований струм ліній, які відходять від підстанції становить 62 А. Вибираємо вакуумний вимикач ВВТЕ-М-10.

Таблиця 2.11 – Технічні характеристики вимикача ВВТЕ-М-10

Параметр	Позначення	Значення
Номинальна напруга	$U_{НОМ}$ , кВ	10
Номинальний тривалий струм	$I_{НОМ}$ , А	630
Номинальний струм відмикання	$I_{ВІД.НОМ}$ , кА	12,5
Струм увімкнення	$I_{УВІМ}$ , кА	12,5
Струм електродинамічної стійкості: - амплітуда; - початкове діюче значення	$i_{АМ}$ , кА $I_{ПОЧ}$ , кА	32 12,5
Власний час відмикання	$t_{ВЛАС}$ , с	0,018
Повний час відмикання	$t_{ПОВ}$ , с	0,035
Струм термічної стійкості, який протікає протягом 3 с	$I_{ТЕРМ}$ , кА	12,5
Нормоване значення вмісту аперіодичної складової у струмі, який відмикається, %	$\beta_{НОРМ}$ , %	50

Результати перевірки вибору вимикача ВВУ-СЕЦ-Е-10 представлено у таблиці 2.12.

Таблиця 2.12 – Результати перевірки вибору вимикача ВВТЕ-М-10

Умова	Каталожні дані	Розрахункові дані
$U_{МЕР.НОМ} \leq U_{НОМ}$	$U_{УСТ} = 10$ кВ	$U_{НОМ} = 10$ кВ
$i_{ат} \leq i_{АМ}$	$i_{АМ} = 8,81$ кА	$i_{ат} = 4,2$ кА
$I_{n,0} \leq I_{УВІМ}$	$I_{УВІМ} = 12,5$ кА	$I_{n,0} = 7,5$ кА
$i_{уд} \leq i_{пр.наск}$	$i_{пр.наск} = 32$ кА	$i_{уд} = 17,6$ кА

Вибраний вимикач проходить за усіма умовами перевірки.

### 2.3.5 Вибір роз'єднувачів. Вибір та перевірка роз'єднувачів здійснюється:

- за напругою;
- за струмом;
- за конструкцією та родом встановлення;
- за електродинамічною стійкістю;

- за термічною стійкістю.

З метою покращання обслуговування та підвищення автоматизованості підстанції в мережах 110 кВ рекомендується застосовувати роз'єднувачі пантографного, напівпантографного та горизонтально-поворотного типу, оснащені електроруховими приводами, у тому числі і для заземлювальних ножів.

Для цього класу напруги підходить роз'єднувач горизонтально-поворотного типу РГП СЕЩ-110/1250, технічні характеристики якого представлено у таблиці 2.13.

У цих роз'єднувачах головний ніж складається із двох частин, вони переміщуються у горизонтальній площині при повороті колонок ізоляторів, на яких закріплені. Контактна частина роз'єднувача складається з ламелей, укріплених на кінці одного ножа, та контактної поверхні на кінці іншого ножа. При відмиканні ніж «ламається» на дві частини, що значно полегшує роботу приводу при заledenіння контактів.

Таблиця 2.13 – Технічні характеристики роз'єднувача РГП СЕЩ-110/1250

Параметр	Позначення	Значення
Номинальна напруга	$U_{НОМ}$ , кВ	10
Номинальний тривалий струм	$I_{НОМ}$ , А	1250
Струм електродинамічної стійкості: - амплітуда; - початкове діюче значення	$i_{АМ}$ , кА $I_{ПОЧ}$ , кА	80 31,5
Струм термічної стійкості	$I_{ТЕРМ}$ , кА	31,5
Час протікання струму термічної стійкості	$t_{ТЕРМ}$ , с	3

Таблиця 2.14 – Результати перевірки роз'єднувача РГП СЕЩ-110/1250

Умова	Каталожні дані	Розрахункові дані
$U_{МЕР.НОМ} \leq U_{НОМ}$	$U_{УСТ} = 10$ кВ	$U_{НОМ} = 10$ кВ
$I_{РОБ.МАКС} \leq I_{НОМ}$	$I_{НОМ} = 1250$ А	$I_{РОБ.МАКС} = 184$ А
$i_{y\delta} \leq i_{пр.наск}$	$i_{пр.наск} = 80$ кА	$i_{y\delta} = 5,81$ кА
$I_{n.0} \leq I_{УВИМ}$	$I_{УВИМ} = 31,5$ кА	$I_{n.0} = 2,41$ кА

Оскільки у якості РП на стороні НН обрані шафи типу КРУ СЕЩ-61М, то із технічної документації цієї комірки відомо, що у якості роз'єднувачів там встановлено контакти штепсельного типу.

У роз'єднувачах цього виду розрив створюється конструкцією шафи КРУ, тобто за допомогою висувного елемента.

Перевірка роз'єднувача здійснюється аналогічно перевірці вимикачів у комірках КРУ, тільки з перевірки виключається перевірка за відмикальною здатністю.



### 3 АНАЛІЗ НОРМАЛЬНИХ ТА РЕМОНТНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ МЕРЕЖІ

Метою та завданнями обчислення усталеного режиму електричної мережі є [27]:

- перевірка допустимості параметрів режиму елементів мережі (першочергово це стосується допустимості за режимом роботи електроспоживачів, а також зокрема перевірка допустимості величин напруги за умовами роботи ізоляції, величин струмів – за умовами нагрівання дротів, величин потужності – за умовами роботи джерел активної та реактивної потужності);
- оцінка якості електричної енергії шляхом порівняння відхилень напруги в мережі з допустимими відхиленнями напруги від номінальних значень;
- визначення економічності режиму за величинами втрат потужності та електричної енергії в електричній мережі.

Вихідними даними для обчислення усталеного режиму електричної мережі є: розрахункова еквівалентована схема заміщення електричної мережі, яка складається зі схем заміщення окремих її елементів; значення активних та реактивних потужностей у вузлах навантаження; значення активних та реактивних потужностей джерел живлення, крім балансуєчого за потужністю, який покриває небаланс між потужністю, яка генерується та споживається; значення напруги в одному із вузлів електричної мережі, який є базовим вузлом за напругою.

Обчислення здійснюються для трьох режимів: нормальний максимальний режим (для якого розробляється мережа), режим мінімальних навантажень (становить 60 % максимального навантаження) та післяаварійний режим (при відмиканні лінії 1-2).

Розрахунок здійснюється у програмному комплексі *MatLab/Simulink*. Значення вихідних даних та результати обчислень представлено у Додатку А.

Обчислення здійснювалися на основі розробленої розрахункової еквівалентованої схеми заміщення мережі, яка представлена на рис. 3.1.

Рисунок забрано з ціллю енергетичної безпеки України

Рисунок 3.1 – Розрахункова еквівалентована схема заміщення мережі

### 3.1 Аналіз усталених режимів

Результати обчислень усталеного режиму представлено у Додатку А, а наочне відображення результатів у вигляді гістограми на рис. 3.2.

Варто відзначити, що найбільше допустиме значення напруги у точках електричних мереж, які безпосередньо не живлять споживачів, обмежується умовами гарантованої міцності електричної ізоляції. Для мереж класу напруги 110 кВ ця величина становить 115 % від номінального значення, тобто 126 кВ [28].

У мережах 6 – 220 кВ найменше значення залежить від діапазону регулювання пристроями РПН. Для обраних раніше трансформаторів цей діапазон становить  $\pm 9 \times 1,78$  % ( $\pm 16$  %) від номінальної напруги на вищій стороні трансформатора, тобто напруга не повинна бути нижчою від значення 96,6 кВ.

Рисунок забрано з ціллю енергетичної безпеки України

### Рисунок 3.2 – Модулі напруг у всіх вузлах мережі

На підставі обчислень можна зробити такі висновки щодо кожного з режимів:

1. Значення напруги у всіх вузлах знаходяться у допустимому діапазоні, який становить від 96,6 кВ до 126 кВ. Так, найменше значення напруги з усіх режимів становить 106,7 кВ (у вузлі 30 для післяаварійного режиму), а найбільше – 125,2 кВ (у вузлі 1, теж для післяаварійного режимі). Середня напруга за режимами: нормальний максимальний режим – 113 кВ; нормальний мінімальний режим – 116 кВ; післяаварійний режим – 113 кВ.

2. Струми, які протікають гілками, не перевищують допустимі значення за умовами нагрівання проводів. Так найбільший струм протікає гілкою 1-2 та становить 159 А. Ця ділянка виконана проводом марки АС-95, для якого допустимий струм становить 330 А.

3. Встановлення додаткових пристроїв компенсації реактивної потужності не потрібно.

### **3.2 Аналіз ремонтних режимів роботи мережі**

Ремонтний режим – це режим планових профілактичних та капітальних ремонтів. У ремонтному режимі частина елементів електроустановки відімкнена, тому на елементи, які залишилися у роботі, лягає підвищене навантаження [29].

При здійсненні ремонтного режиму необхідне виконання вимог щодо забезпечення критерію надійності, якості електричної енергії та економічності.

У випадку невідповідності вищезазначеним вимогам, вживаються заходи щодо покращання режиму, наприклад, шляхом введення додаткових пристроїв.

У кваліфікаційній роботі було змодельовано такі ремонтні режими:

- підключення додаткового навантаження 10 МВА до ПСЗ;
- виведення у ремонт одного трансформатора підстанції № 3;
- відключення одного контура ЛЕП 4-Б.

У таблиці 3.1 представлено значення модулів напруг у нормальному максимальному режимі та у всіх ремонтних режимах для кожного вузла розроблюваної схеми, а на малюнку 3.1 ці результати відображено наочно.

Таблиця 3.1 – Модулі напруг у нормальному та ремонтному режимах

Режим	$U_1$ , кВ	$U_2$ , кВ	$U_3$ , кВ	$U_4$ , кВ	$U_{20}$ , кВ	$U_{30}$ , кВ	$U_{40}$ , кВ
Нормальний максимальний	121	116	110	113	113	107	110
Ремонтний з підключенням додаткового навантаження 10 МВА ПСЗ;	119	114	104	111	111	96	108
Ремонтний при виведення одного трансформатора ПСЗ	121	116	109	113	113	103	110
Ремонтний при відключенні одного контура ЛЕП 4-Б	119	114	108	111	111	105	108

З таблиці 3.1 та рисунку 3.2 бачимо, що у кожному проаналізованому режимі фактичні значення напруги вкладаються у допустимий діапазон (від 96,6 кВ до 126 кВ). Однак варто зазначити, що при збільшенні навантаження на 10 МВА на ПСЗ напруга, яка трансформується, на цій підстанції має величину, яка відповідає мінімальному допустимому значенню за умовою регулювання РПН – 96,6 кВ. Тому, при реалізації цього ремонтного режиму у випадку додаткової аварії потрібно вжити додаткових заходів, наприклад, збільшити кількість конденсаторних батарей.

Розглянемо інші параметри, такі як перетікання потужності та втрати потужності, які змінюються при кожному із ремонтних режимів. У таблиці 3.2 відображені перетікання потужності, які змінилися при ремонтних режимах, порівняно із перетіканнями нормального максимального режиму. А у таблиці 3.3 представлено втрати потужності у лініях та трансформаторах.

Таблиця 3.2 – Порівняння перетоків потужності нормального максимального режиму і ремонтних режимів

Таблицю забрано з ціллю енергетичної безпеки України

Таблиця 3.3 – Порівняння втрат потужності нормального максимального режиму та ремонтних режимів

Таблицю забрано з ціллю енергетичної безпеки України

Із таблиць 3.2 та 3.3 можна зробити такі висновки щодо кожного із ремонтних режимів:

1) Нормальний максимальний при додатковому навантаженні призводить до збільшення потоків потужності гілками Б-4, 4-3, 3-30. На ділянці лінії Б-4 реактивна потужність споживається розроблюваною системою, на відміну від нормального максимального режиму, у якому реактивна потужність віддавалася у зовнішню систему. Зі збільшенням потужності, яка протікає, збільшилися відповідно, також, і втрати потужності у лініях та трансформаторах.

2) Відмикання одного трансформатора на ПСЗ несуттєво позначається на перетоках потужності в усіх ділянках загалом, і лише трохи підвищує передавану реактивну потужність ділянкою 4-3. Втрати у лініях, також, залишаються незмінними, а втрати у трансформаторах збільшуються у 1,7 разів.

3) Відмикання одного контура лінії 4-Б не змінює суттєво значення протікаючих потужностей. На ділянці 4-Б зменшується генерація реактивної

потужності через зменшення зарядної потужності лінії через зменшення провідності лінії у 2 рази. Втрати у трансформаторах залишаються практично незмінними та збільшуються втрати у лініях у зв'язку зі збільшенням опору лінії у 2 рази.

### 3.3 Оцінка перспективи розвитку ПСЗ

Перспективи розвитку енергорайону детермінуються пропускною спроможністю електропередачі. Під пропускною спроможністю електропередачі розуміється найбільша активна потужність трьох фаз в усталеному режимі, яку необхідно передати з урахуванням режимно-технічних обмежень. Стосовно систем розподілу електричної енергії напругою 6-110 кВ, у якості обмежуючих чинників розглядаються допустимі значення потужності з нагрівання елементів системи, втрати напруги, умови регулювання напруги.

**3.3.1 Обчислення допустимої потужності підстанції.** Приймаємо найбільше навантаження двотрансформаторної ПСЗ з урахуванням 40 % перевантаження одного трансформатора при відмиканні другого:

$$S_{\text{ДОП}}^{\text{ПСЗ}} = 0,7 \cdot n_T \cdot S_{\text{НОМ}}^{\text{T3}}; \quad (3.1)$$

$$S_{\text{ДОП}}^{\text{ПСЗ}} = 0,7 \cdot 2 \cdot 16 = 22,4 \text{ МВА.}$$

Найбільша активна потужність при цьому буде становити:

$$P_{\text{ДОП}}^{\text{ПСЗ}} = S_{\text{ДОП}}^{\text{ПСЗ}} \cdot \cos \varphi_{\text{ЕМ}}; \quad (3.2)$$

$$P_{\text{ДОП}}^{\text{ПСЗ}} = 22,4 \cdot 0,93 = 20,83 \text{ МВт.}$$

Бачимо, що є певний запас потужності, тобто на ПСЗ можливе додаткове підключення навантаження потужністю:

$$P_{\text{ДОД}}^{\text{ПСЗ}} = P_{\text{ДОП}}^{\text{ПСЗ}} - P^{\text{ПСЗ}}; \quad (3.3)$$

$$P_{\text{ДОД}}^{\text{ПСЗ}} = 20,83 - 16 = 4,83 \text{ МВт,}$$

де  $P^{ПСЗ}$  – активна потужність навантаження, який підключений на ПСЗ.

Потужність, яка передається двоконтурною лінією, формується зростаючим навантаженням ПСЗ, обмежується можливістю регулювання напруги та нагріванням проводів.

### 3.3.2 Допустима потужність за умовами регулювання напруги.

Найбільша потужність лінії електропередачі за умовами регулювання напруги обмежується допустимою втратою напруги в ній:

$$\Delta U_W = \Delta U_{\Sigma\text{ДОП}} - \Delta U_T = U_B - U_3, \quad (3.4)$$

де  $\Delta U_T$  – втрати напруги у трансформаторі;  $U_B$  – напруга в балансувального вузла, яка рівна 115 кВ;  $U_3$  – напруга на ПСЗ, яка дорівнює 110,2 кВ (Додаток А);  $\Delta U_{\Sigma\text{ДОП}}$  – допустимі втрати напруги в мережі, отримані з урахуванням найменшого значення напруги за умовами регулювання.

$$\Delta U_{\Sigma\text{ДОП}} = U_B - (U_{РПН}^{\min} + \varepsilon \cdot U_{ВН}); \quad (3.5)$$

$$\Delta U_{\Sigma\text{ДОП}} = 115 - \left( 96,6 + \frac{1,78}{2 \cdot 100} \cdot 115 \right) = 17,4 \text{ кВ},$$

де  $\varepsilon$  – похибка регулювання РПН, яка рівна половині ступеня регулювання РПН;  $U_{ВН}$  – номінальна напруга трансформатора на стороні ВН;  $U_{РПН}^{\min}$  – мінімальне значення напруги, при якому можливо забезпечити бажану напругу пристроєм РПН.

$$U_{РПН}^{\min} = U_{ВН} \left( 1 - \frac{n \cdot \Delta k_{T\%}}{100} \right); \quad (3.6)$$

$$U_{РПН}^{\min} = 115 \cdot \left( 1 - \frac{9 \cdot 1,78}{100} \right) = 96,6 \text{ кВ},$$

де  $n$ ,  $\Delta k_{T\%}$  – межа регулювання та крок регулятора відповідно.

Номінальний струму трансформатора становить:

$$I_{НОМ} = \frac{S_{Т.НОМ} \cdot \Delta k_{T\%}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} \cdot 10^3; \quad (3.7)$$

$$I_{НОМ} = \frac{16 \cdot \Delta k_{T\%}}{\sqrt{3} \cdot 115} \cdot 10^3 = 80,25 \text{ А.}$$

За коефіцієнтом потужності навантаження визначимо втрати у трансформаторі за формулою:

$$\Delta U'_T = \sqrt{3} \cdot I_{НОМ} \cdot (R_T \cdot \cos \varphi_{EM} + X_T \cdot \sin \varphi_{EM}) \cdot 10^{-3}; \quad (3.8)$$

$$\delta U''_T = \sqrt{3} \cdot I_{НОМ} \cdot (X_T \cdot \cos \varphi_{EM} + R_T \cdot \sin \varphi_{EM}) \cdot 10^{-3}; \quad (3.9)$$

$$\Delta U'_T = \sqrt{3} \cdot 80,25 \cdot (4,38 \cdot 0,93 + 86,2 \cdot 0,37) \cdot 10^{-3} = 4,999 \text{ кВ};$$

$$\Delta U''_T = \sqrt{3} \cdot 80,25 \cdot (86,2 \cdot 0,93 + 4,38 \cdot 0,37) \cdot 10^{-3} = 10,91 \text{ кВ.}$$

З урахуванням впливу поперечної складової падіння напруги, уточнимо втрату напруги у трансформаторах:

$$\Delta U_T = \Delta U'_T - \frac{\Delta U''_T^2}{2 \cdot U_{НОМ}}; \quad (3.10)$$

$$\Delta U_T = 4,999 - \frac{(10,91)_T^2}{2 \cdot 110} = 4,457 \text{ кВ.}$$

Тоді допустимі втрати на ділянці електропередачі будуть становити:

$$\Delta U_{\Sigma ДОП} = 17,4 - 4,45 = 12,94 \text{ кВ.}$$

Найбільша (гранична) потужність, яка передається лінією 4-3:

$$P_{\max}^{4-3} = \frac{U_{НОМ} \cdot U_{ДОП W}}{R_W^{B-3} + tg \varphi_{EM} \cdot X_W^{B-3}}; \quad P_{\max}^{4-3} = \frac{110 \cdot 12,94}{28,02 + 0,39 \cdot 29,07} = 36,03 \text{ МВт.} \quad (3.11)$$

Відтак, лінія може бути перевантажена на величину:

$$\Delta P^{4-3} = \Delta P_{\max}^{4-3} - \Delta P_{пер}^{4-3}, \quad \Delta P^{4-3} = 36,03 - 16,5 = 19,53 \text{ МВт.} \quad (3.12)$$



## 4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

### 4.1 Механізм смерті від електричного струму

**Смерть** – це повна втрата взаємозв'язку організму з навколишнім середовищем: припинення основних фізіологічних процесів – свідомості, дихання й серцебиття, відсутність реакцій на зовнішні подразники тощо. У більш широкому значенні смерть – необоротне припинення обміну речовин в організмі, що супроводжується розкладанням білкових тіл. Розрізняють два основних етапи смерті: клінічну та біологічну смерть.

**Клінічна (або «уявна») смерть** – короткочасний перехідний стан від життя до смерті, що настає з моменту припинення діяльності серця й легенів. У людини, що перебуває в стані клінічної смерті, відсутні всі ознаки життя: вона не дихає, серце її не працює, болісні подразнення не викликають у неї жодних реакцій, зіниці очей різко розширені й не реагують на світло.

Однак у цей період життя в організмі ще повністю не згасло, тому що тканини його не відразу піддаються розпаду й певною мірою зберігають життєздатність. Функції різних органів також згасають поступово. У перший момент майже в усіх тканинах і клітинах тривають обмінні процеси, хоча й на дуже низькому рівні й різко відрізняються від звичайних, але достатні для підтримки мінімальної життєдіяльності. Ці обставини дають змогу, впливаючи на більш стійкі життєві функції організму, відновити згасаючі або тільки що згаслі функції, тобто оживити вмираючий організм [30].

**Біологічна (або дійсна) смерть** – необоротне явище, яке характеризується припиненням біологічних процесів у клітинах і тканинах і розпадом білкових структур. Вона настає після закінчення періоду клінічної смерті.

**Причинами смерті від електричного струму** можуть бути:

- припинення роботи серця;
- зупинка дихання;

- електричний шок.

**Припинення серцевої діяльності** від електричного струму найбільш небезпечно, оскільки повернення потерпілого до життя в цьому випадку виявляється, як правило, більше складним завданням, ніж при зупинці дихання або шоку. Вплив струму на м'язи серця може бути прямим і рефлекторним. В обох випадках може відбутися зупинка серця, а також виникнути його фібриляція. Фібриляція може бути й результатом рефлекторного спазму артерій, що живлять серце кров'ю. При ураженні струмом фібриляція серця настає значно частіше, ніж повна його зупинка [31].

**Фібриляція серця** – хаотичні різночасні скорочення волокон серцевого м'яза (фібрил), при яких серце не в змозі гнати кров по судинах. Фібриляція серця може настати в результаті проходження через тіло людини шляхом «рука – рука» або «рука – нога» змінного струму більше 50 мА частотою 50 Гц протягом декількох секунд. Струми менше 50 мА й більше 5 А тієї самої частоти фібриляції серця в людини, як правило, не викликають.

**Припинення дихання** відбувається звичайно в результаті безпосереднього впливу струму на м'язи грудної клітки, що беруть участь у процесі дихання. Людина починає зазнавати утруднення дихання внаслідок судорожного скорочення зазначених м'язів уже при струмі 20 – 25 мА частотою 50 Гц, що проходить через її тіло. При більшому струмі ця дія підсилюється. У випадку тривалого проходження через людину такого струму настає так звана асфіксія (удушення) – хворобливий стан у результаті нестачі кисню й надлишку вуглекислоти в організмі. При асфіксії послідовно втрачаються свідомість, чутливість, рефлекси, потім припиняється дихання, а через якийсь час зупиняється серце або виникає його фібриляція, тобто настає клінічна смерть.

**Електричний шок** – своєрідна важка нервово-рефлекторна реакція організму у відповідь на надмірне подразнення електричним струмом, що супроводжується глибокими розладами кровообігу, дихання, обміну речовин

тощо. Під час шоку безпосередньо після впливу струму настає короткочасна фаза збудження, коли потерпілий реагує на виниклі болі, у нього підвищується кров'яний тиск тощо. Після цього настає фаза гальмування й виснаження нервової системи, коли різко знижується кров'яний тиск, падає й частішає пульс, слабшає дихання, виникає депресія – пригноблений стан і повна байдужість до оточення при збереженій свідомості. Шоковий стан триває від декількох десятків хвилин до доби. Після цього може настати або загибель людини в результаті повного згасання життєво важливих функцій, або видужання як результат своєчасного активного лікувального втручання.

#### **4.2 Модель процесу виникнення та формування виробничих небезпек при обслуговуванні вимикачів**

Проаналізувавши кожен із логічних моделей процесів формування та можливого виникнення травмонебезпечних та аварійних ситуацій, завжди можна знайти подію з якої починається небезпечний процес ще до виникнення небезпечних наслідків.

Методикою оцінки рівня безпеки робочих місць, машин, виробничих процесів та окремих виробництв передбачено пошук об'єктивного критерію рівня безпеки для конкретного об'єкта [32]. Таким показником вибрано імовірність виникнення аварії, травми залежно від явища, яке досліджується.

Для оцінки рівня безпеки певного об'єкта чи явища можна застосувати метод обчислення ймовірності виникнення будь-якого випадкового явища, який широко застосовують в зарубіжній інженерній практиці. Основні його принципи полягають у тому, що на основі обстеження робочого місця або окремої машини виявляють виробничі небезпеки, можливі аварійні або травматичні ситуації. При оцінці ситуацій визначають події, які можуть стати головною подією при побудові логічно-імітаційної моделі травми. Після цього будують модель «дерева відмов і

помилки оператора». При цьому важливе значення має правильний вибір головної події.

Головну подію (травма), модель якої нам необхідно побудувати, вибирають виходячи з оцінки відповідного об'єкта, виробництва чи окремої одиниці обладнання і змісту його найбільш небезпечного явища, яке за певних умов виробництва може виникнути.

Після вибору головного випадкового явища (події) розпочинаємо побудову моделі («дерева»). Використовуючи оператори «і», «або» та набір ситуацій (відомих до цього), які можуть призвести до вибраної головної події.

Після визначення відповідних травмонебезпечних ситуацій та їх кількості, визначають інші події, які входять до кожної такої ситуації, логічним аналізом із застосуванням операторів «і», «або» чи інших. Процес побудови моделі триває, поки не будуть знайдені усі базові події, які визначають межу моделі.

Варто врахувати, що кожна випадкова подія, до якої входять базові події, може формуватися та виникати при входженні у неї двох, трьох чи більше базових подій за допомогою відповідних операторів.

Повністю побудована та перевірена модель підлягає математичній обробці для визначення ймовірності кожної випадкової події, яка увійшла до моделі, починаючи з базових та закінчуючи головною.

Ймовірність базових подій визначаємо за даними виробництва. Наприклад, базова подія «стан контролю з охорони праці». Для визначення ймовірності ми повинні встановити, наскільки (у відсотках) від ідеального рівня здійснюється відповідний контроль на об'єкті. Якщо буде встановлено, що такий рівень контролю становить 50 % або 30 %, то ймовірність відповідно дорівнює 0,5 та 0,3. При відсутності контролю ймовірність «не здійснення контролю» становитиме 1, якщо контроль ідеальний, то відповідно ймовірність дорівнює 0.

Після обчислення ймовірності усіх подій, розміщених у ромбах, і базових подій, починаючи з лівої нижньої гілки «дерева», позначаємо номерами всі випадкові події, що увійшли до моделі.

На цьому можна вважати, що певна модель підготовлена до математичних обчислень ймовірностей випадкових подій логічно-імітаційної моделі

Отже, для побудови логіко-імітаційної моделі процесу, формування і виникнення аварії та травми під час обслуговування вимикачів складемо список базових подій. Вони лежатимуть в основі цієї моделі. Кожному пункту списку присвоюємо певне значення ймовірності виникнення. Список цих подій представлено у таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Ймовірності виникнення подій

<b>Шифр</b>	<b>Назва події</b>	<b>Ймовірність</b>
$P_1$	Стан контролю з охорони праці	0,2
$P_2$	Несерйозне відношення до проходження ТО інструменту	0,1
$P_3$	Відсутність комплектуючих установки	0,2
$P_4$	Невисока міцність	0,03
$P_6$	Використання застарілого обладнання	0,02
$P_7$	Попадання сторонніх предметів	0,4
$P_{12}$	Досвід роботи виконавця	0,35
$P_{13}$	Професійний рівень виконавця	0,5
$P_{14}$	Психофізіологічний стан виконавця	0,083

На основі представлений у таблиці подій будуємо матрицю логічних взаємозв'язків між окремими пунктами, графічна інтерпретація якої представлена на рисунку 4.1.

Розрахуємо ймовірності виникнення подій, які формують логіко-імітаційну модель процесів створення мікрокліматичних умов. Розглянемо травмонебезпечну ситуацію, яка виникає за умови роботи працівників із електронебезпекою.

Визначимо ймовірності виникнення подій:

$$\begin{aligned}
 P_5 = & 0,2 + 0,1 + 0,2 + 0,003 - 0,2 \cdot 0,1 - 0,2 \cdot 0,03 - 0,1 \cdot 0,2 - 0,1 \cdot 0,03 - \\
 & - 0,2 \cdot 0,03 + 0,1 \cdot 0,2 \cdot 0,1 + 0,1 \cdot 0,2 \cdot 0,03 + 0,2 \cdot 0,1 \cdot 0,2 + \\
 & + 0,2 \cdot 0,1 \cdot 0,03 - 0,2 \cdot 0,1 \cdot 0,2 \cdot 0,03 = 0,3
 \end{aligned}$$

$$P_{10} = 0,2 + 0,1 = 0,3;$$

$$P_{11} = 0,02 \cdot 0,314 \cdot 0,4 \cdot 0,3 = 0,00075;$$

$$P_{15} = 0,35 \cdot 0,5 \cdot 0,083 = 0,0145;$$

$$P_{18} = 0,5 \cdot 0,083 = 0,0145;$$

$$P_{19} = 0,0145 \cdot 0,083 = 0,0012;$$

$$P_{20} = 0,00075 + 0,0012 = 0,00195.$$

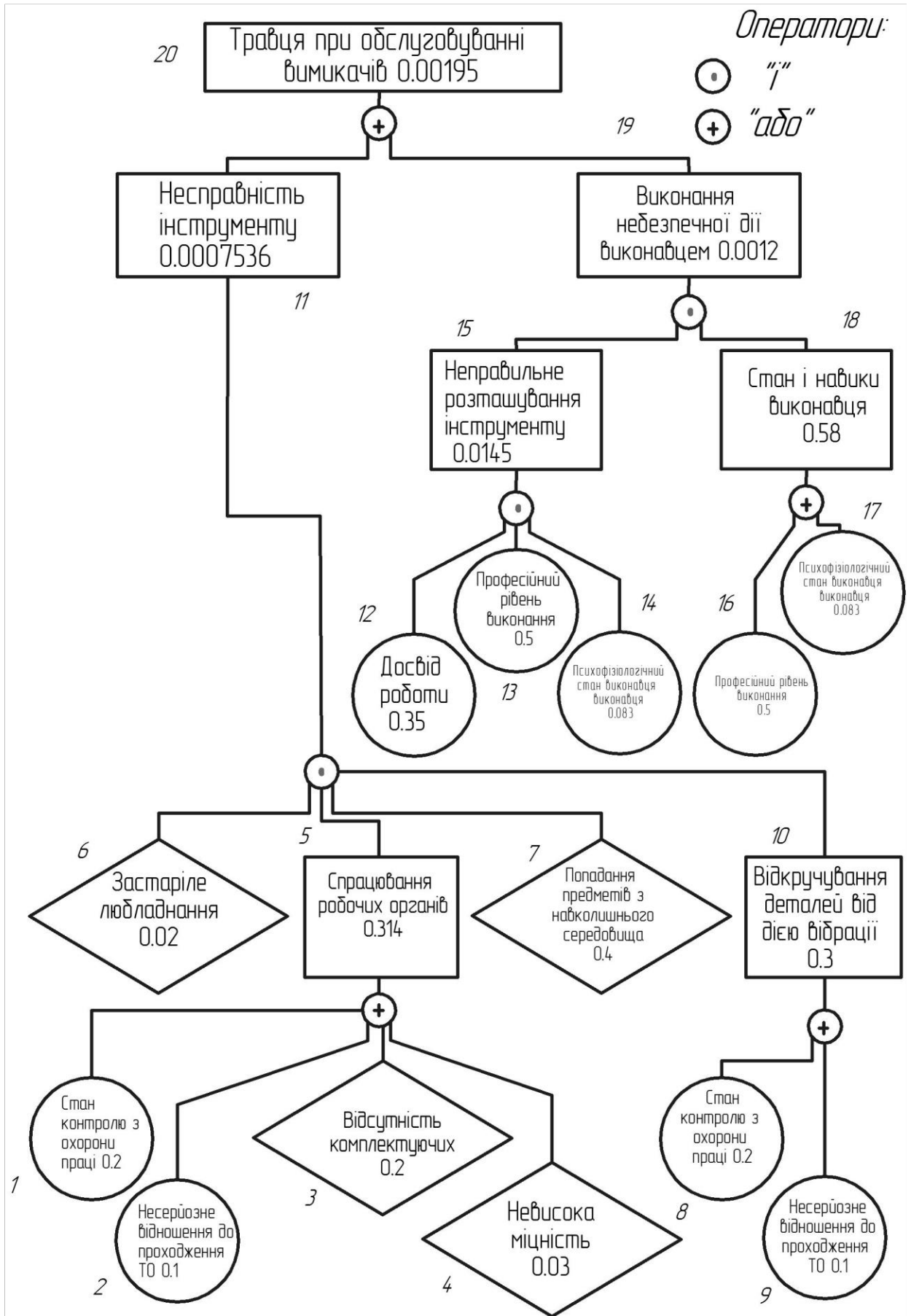


Рисунок 4.1 – Логіко-імітаційна модель процесу виникнення травми при обслуговуванні вимикачів

Ймовірність травми рівна ймовірності виникнення аварії, бо остання можлива лише за умови обслуговування вимикачів людиною.

Логіко-імітаційні моделі аварій і травм допомагають зменшити ймовірність виникнення аварійних та травмонебезпечних ситуацій. Якщо необхідно оцінити рівень небезпеки будь-якого робочого місця, слід уважно вивчити та побудувати логічні моделі можливих небезпечних ситуацій, які охоплюють як стан обладнання і самого робочого місця, так і поведінку робітника і обчислити ймовірність виникнення травми.

Після аналізу результатів моделювання ймовірність виникнення травми можна звести до дуже малої величини – достатньо зменшити вплив ймовірностей вихідних факторів, які до неї призводять.

#### **4.3 Розробка заходів із питань безпеки в надзвичайних ситуаціях**

З метою своєчасного захисту населення і територій від надзвичайних ситуацій техногенного та природного характеру, запобігання та реагування на них відповідними центральними та місцевими органами виконавчої влади відповідно до статей 9 та 15 Закону України «Про захист населення і територій від надзвичайних ситуацій техногенного та природного характеру» (1809-14) і постанови Кабінету Міністрів У країни від 3 серпня 1998 р. № 1198 (1198-98-п) «Про єдину державну систему запобігання і реагування на надзвичайні ситуації техногенного та природного характеру» наказом МНС за № 186 від 06.08.2002 р. була введена в дію «Методика спостережень щодо оцінки радіаційної та хімічної обстановки».

Ця методика визначає єдиний порядок спостережень щодо оцінки радіаційної обстановки та хімічної обстановки у разі виникнення надзвичайних ситуацій техногенного та природного характеру.

У межах цієї Методики введені такі терміни:



- зона відповідальності – це визначена територія, на якій здійснюється радіаційне та хімічне спостереження відповідно до встановлених завдань регламенту;
- пост радіаційного та хімічного спостереження (ПРХС) – позаштатне спеціалізоване формування (від 2 до 4 осіб), яке здійснює періодичне або постійне радіаційне та хімічне спостереження відповідно до встановлених завдань та регламенту;
- диспетчерська служба – передбачений штатним розписом підприємства, організації або установи в разі потреби (виробничої, службової тощо) підрозділ, який здійснює цілодобове чергування силами однієї або декількох осіб (далі – черговий об’єкта);
- радіаційне та хімічне спостереження – комплекс заходів щодо збирання, оброблення, передавання, збереження та аналізу інформації про стан радіаційної та хімічної обстановки для прийняття рішень про своєчасне реагування на негативні зміни стану довкілля у разі виникнення надзвичайної ситуації або інших подій з радіоактивними і хімічними речовинами;
- розрахунково-аналітична група (РАГ) – позаштатне спеціалізоване формування, яке здійснює збирання, оброблення, передавання і збереження інформації про стан радіаційного та хімічного становища. Для ПРХС відповідно до конкретних завдань, які уточнюються на період спостережень, завчасно визначаються місця розташування або зони відповідальності.

Для виконання окремих завдань ПРХС за рахунок суб’єкта можуть оснащуватися автомобілями, у тому числі спеціально обладнаними. З метою збирання та обробки великого обсягу інформації, яка надходить від диспетчерських служб і ПРХС у період посилення роботи у режимах підвищеної готовності та діяльності у надзвичайних ситуаціях, за рішеннями Ради міністрів Автономної Республіки Крим, обласних, Київської та Севастопольської міських державних адміністрацій для роботи в Центрах управління в надзвичайних ситуаціях Автономної Республіки Крим, областей, сільських районів, міст і міських районів у порядку [33].

## 5 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ РОЗРАХУНКИ

Детермінуємо техніко-економічні показники мережі, які дають змогу здійснити оцінку витрати коштів на спорудження та експлуатацію мережі, а також оцінити економічність її функціонування.

Приведені затрати на спорудження мережі визначаються як:

$$Z_{IP} = E_H \cdot K_{EM} + B_{EM}, \quad (5.1)$$

де  $K_{EM}$  – сумарні капіталовкладення в електричну мережу, які включають капіталовкладення на будівництво ЛЕП та підстанції;  $B_{EM}$  – річні витрати виробництва, які пов'язані з експлуатацією ЛЕП та підстанцій, а також з витратами на відшкодування втрат електричної енергії;  $E_H$  – нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень (в розрахунках енергетики приймається рівним 0,125 1/рік) [34].

$$K_{EM} = K_W + K_{ПС}, \quad (5.2)$$

$$B_{EM} = B_W + B_{ПС} + B_{\Delta E}. \quad (5.3)$$

### 5.1 Обчислення капіталовкладень у будівництво ЛЕП

Капіталовкладення у будівництво ПЛ можна детермінувати, знаючи довжину траси та питому вартість споруди. Питома вартість споруди залежить від класу напруги, матеріалу опор, кількості контурів на опорі, категорії місцевості за ожеледицею, марки дроту підвішеного на опорі.

Приймемо питому вартість споруди для залізобетонних двоконтурних опор класу напруги 110 кВ, оснащених проводом марки АС-95/16 та III району за ожеледицею, рівною " $k_0'' = 17,8$  тис.грн/км.

Тоді вартість спорудження двоконтурних опор із підвішеними проводами:

$$K_{12} = k_0'' \cdot l_{12}. \quad K_{12} = 17,8 \cdot 72 = 1282,7 \text{ тис.грн/км}, \quad (5.3)$$

де  $l_{12}$  – довжина траси розроблюваної ділянки 1-2.

Відтак, вартість спорудження двоконтурних опор з підвішеними проводами для мережі буде становити:

$$K_W = K_{12} + K_{24} + K_{43} + K_{Б4}. \quad (5.4)$$

Аналогічно використовуючи формулу (5.4) здійснимо обчислення для інших ділянок мережі та результати представимо у таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 – Капіталовкладення у спорудження ділянок ЛЕП

Ділянка ПЛ	Матеріал опори	Марка проводу	Кількість контурів, шт	Довжина траси, км	Вартість спорудження, тис. грн
1-2	З/Б	АС-95/16	2	72	1282,7
2-4		АС-70/11	2	72	1282,7
4-3		АС-70/11	2	80	1424,8
4-Б		АС-70/11	2	51	906,2
Всього					4896,5

Ціни зазначено без урахування районного коефіцієнта.

## 5.2 Обчислення капіталовкладень у підстанцію

Для детермінування капіталовкладень у будівництво підстанції потрібно підсумувати вартість трансформатора  $K_T$ , вартість ВРП  $K_{ВРП}$ , вартість компенсувальних установок  $K_{КУ}$  та постійні витрати на будівництво підстанції  $K_{Пост}$ .

$$K_{ПС} = K_T + K_{ВРП} + K_{КУ} + K_{Пост}. \quad (5.5)$$

Представимо обчислення на прикладі ПС2. Схема ВРП на стороні ВН – №110-5АН «Місток із вимикачами у контурах трансформаторів та ремонтною перемичкою з боку трансформаторів». Витрати на спорудження цієї ВРП будуть становити  $K_{ВРП} = 120$  тис. грн. [25]:

Обчислюємо капіталовкладення у трансформатори:

$$K_{T2} = n_T \cdot K_T, \quad K_{T2} = 2 \cdot 48 = 96 \text{ тис. грн.} \quad (5.6)$$

де  $n_T$  – кількість трансформаторів на підстанції,  $K_T$  – вартість трансформатора ТДН-16000/110 [34].

Капіталовкладення в КУ обчислюються так:

$$K_{KV2} = n_{KV2} \cdot K_{KV}, \quad K_{KV} = 4 \cdot 5,18 = 20,72 \text{ тис. грн.} \quad (5.7)$$

де  $K_{KV}$  – питома вартість КУ [34];  $n_{KV2}$  – число КУ на ПС2.

Постійна частина витрат для схеми №110-5 АН «Мостик з вимикачами у контурах трансформаторів та ремонтною перемичкою з боку трансформаторів» напругою 110 кВ та трансформацією 110/10 кВ  $K_{ПОСТ} = 210$  тис. грн. [34].

Сумарні капіталовкладення у будівництво ПС2 становлять:

$$K_{ПС} = 96 + 120 + 20,72 + 210 = 446,72 \text{ тис. грн.}$$

Обчислення вартості спорудження інших підстанцій здійснюється аналогічним чином. Представлені ціни не враховують районний коефіцієнт. Результати обчислень представлено у таблиці 5.2.

Таблиця 5.2 – Результати обчислень капіталовкладень на спорудження ПС

№ ПС	Затрати, тис. грн.				Всього, тис. грн
	$K_T$	$K_{ВРП}$	$K_{КУ}$	$K_{ПОСТ}$	
1	-	126	-	290	416
2	96	120	20,72	210	446,72
3	96	36	25	130	287
4	96	378	19,4	290	783,4
Б	-	126	-	290	416
Всього	288	786	65,8	1210	2350

Територіальний коефіцієнт для регіону західної України становить  $k_{ЛЕП} = 1,4$ ,  $k_{ПС} = 1,3$ . Для перерахунку вартості на  $\delta = 196,6$ .

Капіталовкладення у будівництво ЛЕП становлять

$$K_W^{2023} = k_{ЛЕП} \cdot \delta \cdot K_W; \quad (5.8)$$

$$K_W^{2023} = 1,4 \cdot 196,6 \cdot 4896,54 = 1347,7 \text{ млн. грн.}$$

Капіталовкладення у будівництво ПС становлять:

$$K_{ПС}^{2023} = k_{ПС} \cdot \delta \cdot K_{ПС}, \quad (5.9)$$

$$K_{ПС}^{2023} = 1,3 \cdot 196,6 \cdot 2350 = 600 \text{ млн. грн.}$$

Визначимо сумарні капіталовкладення у будівництво мережі:

$$K_{ЕМ} = K_W^{2023} + K_{ПС}^{2023}, \quad (5.10)$$

$$K_{ЕМ} = 1347,7 + 600 = 1948,3 \text{ млн. грн.}$$

### 5.3 Обчислення експлуатаційних відрахувань

Відрахування враховують витрати при експлуатації ЛЕП, підстанцій та витрати від втрат електроенергії:

$$B_{EM} = B_W + B_{ПС} + B_{\Delta E}. \quad (5.11)$$

Щорічні витрати на експлуатацію ліній електропередач включають витрати на амортизацію, поточний ремонт та обслуговування, які орієнтовно становлять 2,8 % від сумарних капіталовкладень у будівництво ЛЕП.

Витрати на експлуатацію підстанцій становлять приблизно 9,4 % від капіталовкладень у будівництво підстанцій [34]:

$$B_W = \frac{2,8}{100} \cdot K_W^{2023}, \quad B_W = 0,028 \cdot 1347,7 = 37,73 \text{ млн. грн/рік}; \quad (5.12)$$

$$B_{ПС} = \frac{9,4}{100} \cdot K_{ПС}^{2023}, \quad B_{ПС} = 0,094 \cdot 600 = 56,46 \text{ млн. грн/рік}. \quad (5.13)$$

Для знаходження витрат від втрат електричної енергії потрібно визначити самі втрати електроенергії. Втрати електричної енергії складаються з втрат неробочого ходу у трансформаторах, які не залежать від навантаження та навантажувальні втрати у лініях і трансформаторах:

$$\Delta E = \Delta E_{НХ} + \Delta E_{НАВ}, \quad (5.14)$$

Для обчислення використовуємо метод часу максимальних втрат, який дає змогу визначити навантажувальні втрати в елементах мережі за попередньо знайденим поточним розподілом при максимальних навантаженнях.

Час максимальних втрат визначається за емпіричною формулою:

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_M}{10^4} \right)^2 \cdot 8760, \quad \tau = \left( 0,124 + \frac{5100}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 3521 \text{ год}, \quad (5.15)$$

де  $T_M$  – тривалість використання максимального навантаження.

Відтак, навантажувальні втрати у лініях та трансформаторах будуть становити:

$$\Delta E_{НАВ} = \left( \Delta P_{НАВ}^{ПЛ} + \Delta P_{НАВ}^{ТР} \right)^2 \cdot \tau, \quad \Delta E_{НАВ} = (2,26 + 0,17)^2 \cdot 3521 = 8556,4 \text{ МВт} \cdot \text{год}, \quad (5.16)$$

де  $\Delta P_{HAB}^{III}$  – навантажувальні втрати активної потужності у лініях;  $\Delta P_{HAB}^{TP}$  – навантажувальні втрати активної потужності у трансформаторах.

Втрати неробочого ходу у трансформаторах детермінуються як:

$$\Delta E_{HX} = \Delta P_{HX} \cdot T_{річ}, \quad \Delta E_{HX} = 0,11 \cdot 8760 = 963,6 \text{ МВт} \cdot \text{год}, \quad (5.17)$$

де  $\Delta P_{HX}$  – активні втрати неробочого ходу у трансформаторах;  $T_{річ}$  – кількість годин у році.

Тоді щорічні витрати, пов'язані з втратами електричної енергії, визначаються з урахуванням дефлятора:

$$B_{\Delta E} = (\Delta E_{HX} \cdot \beta' + \Delta E_{HAB} \cdot \beta'') \cdot \delta, \quad B_{\Delta E} = (963,6 \cdot 6 + 8556,4 \cdot 6) \cdot 196,6 = 11,230 \text{ МВт} \cdot \text{год}, \quad (5.18)$$

де  $\beta'$  – вартість 1 МВт·год втрат, які не залежать від часу використання максимального навантаження;  $\beta''$  – вартість 1 МВт·год втрат, які залежать від часу використання максимального навантаження.

Сумарні витрати за формулою (5.11) будуть становити:

$$B_{EM} = 37,73 + 56,46 + 11,23 = 105,42 \text{ млн. грн/рік.}$$

#### 5.4 Обчислення техніко-економічних показників

Приведені атраги на спорудження електричної мережі обчислимо за формулою (5.1):

$$Z_{IP} = 0,125 \cdot 1948,3 + 105,42 = 348,97 \text{ млн. грн/рік.}$$

Для оцінки економічної ефективності капітальних вкладень у розроблювану мережу електропостачання потрібно визначити ряд техніко-економічних показників [35].

1) питомі капітальні вкладення в електропередавання, приведені до 1 кВт розрахункової передавальної потужності навантаження лінії. Представимо для лінії 1-2:

$$k'_{num} = \frac{K_W}{P_W}, \quad k'_{num1-2} = \frac{353,05 \cdot 10^3}{25,08 \cdot 10^3} = 14,12 \text{ тис. грн/кВт}, \quad (5.19)$$

де  $K_W$  – капіталовкладення у спорудження ПЛ на ділянці мережі;  $P_W$  – активна потужність, яка передається по ЛЕП на ділянці мережі.

2) питомі капіталовкладення електропередавання, приведені до 1 кВт розрахункової передавальної потужності навантаження до 1 км лінії:

$$k''_{num} = \frac{K_W}{P_W \cdot l_W}, \quad k''_{num1-2} = \frac{353,05 \cdot 10^3}{25,08 \cdot 10^3 \cdot 72} = 0,196 \text{ тис. грн/кВт} \cdot \text{км}, \quad (5.20)$$

де  $l_W$  – довжина ділянки лінії.

Для інших ділянок лінії розрахунок проводиться аналогічним чином. Результати обчислень представлено у таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – Питомі капітальні вкладення у повітряні лінії

Ділянка ПЛ	1-2	2-4	4-3	Б-4
$k'_{num}$ , тис. грн/кВт	14,12	69,64	23,77	9,42
$k''_{num}$ , тис. грн/кВт·км	0,196	0,97	0,28	0,19

3) питомі капітальні вкладення у підстанції, приведені до 1 кВА встановленої потужності підстанції становлять (на прикладі ПС3):

$$k_{num}^{ПС} = \frac{K_{ПС}}{S_{ВСТ} \cdot 10^3}, \quad k_{num}^{ПС3} = \frac{73,6 \cdot 10^3}{17,23 \cdot 10^3} = 4,26 \text{ тис. грн/кВА}, \quad (5.21)$$

де  $K_{ПС}$  – капіталовкладення в спорудження підстанції;  $S_{ВСТ}$  – встановлена потужність підстанції.

Для інших підстанцій ці коказники становлять:  $k_{num}^{ПС2} = 5,6$  тис. грн/кВА,  $k_{num}^{ПС4} = 13,1$  тис. грн/кВА.

4) Середньорічна собівартість передачі 1 кВт·год електричної енергії:

$$C = \frac{B_{\Sigma}}{\sum P_{max} \cdot T_{max}}, \quad C = \frac{105,42 \cdot 10^3}{100,49 \cdot 10^3 \cdot 5100} = 0,2 \text{ грн/кВт}, \quad (5.22)$$

де  $B_{\Sigma}$  – сумарні експлуатаційні витрати;  $P_{max}, T_{max}$  – активна потужність електричних споживачів при максимумі електричних навантажень та тривалість використання максимуму навантаження, відповідно.

## ВИСНОВКИ

У кваліфікаційні роботі, на основі вихідних даних завдання, з використанням інженерних методів обчислення усталених режимів роботи електричних мереж, здійснено аналіз їх роботи. Отримано наступні результати.

1. За заданими значеннями потужностей електричних споживачів, їх взаємного розташування та категорійності, було укладено два варіанти схем мережі, які задовольняли вимоги надійності електропостачання. З них було обрано найкращий варіант за натуральними показниками та обчислено основні параметри і координати нормальних режимів.

2. Здійснено вибір основного устаткування – силових трансформаторів і компенсуючих пристроїв, струмопровідних частин та схем розподільчих пристроїв за ВН та НН. Також, здійснено вибір вимикачів та роз'єднувачів.

3. Для розробленої електричної мережі було обчислено нормальний, максимальний, нормальний мінімальний та післяаварійний режими роботи. Обчислення режимів здійснювалося у програмному комплексі *MatLab/Simulink* з виведенням результатів у *txt*-файл. Крім характерних режимів, додатково було обчислено ремонтні режими: відмикання одного трансформатора на ПСЗ, додаткового навантаження 10 МВА на ПСЗ та відмикання одного контура лінії 4-Б. Аналіз режимів показав, що усі координати режимів перебувають у допустимих межах і додаткових заходів щодо покращання координат режимів не потребується.

4. У роботі, також, розкрито питання охорони праці та цивільного захисту у надзвичайних ситуаціях. Зокрема, вивчено питання виникнення смерті людини від ураження електричним струмом та побудовано функціональну модель виникнення травми при обслуговуванні електромонтерами вимикачів.



5. Також, в роботі здійснено обчислення техніко-економічних показників, які показали, що середнорічна собівартість передавання електричної енергії мережею становить 0,2 грн/кВт.

## ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. Шестеренко В. Є. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств. Вінниця: Нова книга, 2004. 656 с.
2. Журахівський А. В., Кінаш Б. М., Пастух О. Р. Надійність електричних систем і мереж: навчальний посібник. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2012. 280 с.
3. Левонюк В. Основи електропостачання: методичні вказівки для виконання курсової роботи для здобувачів першого (бакалаврського) рівня освіти зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». Львів: ЛНАУ, 2019. 59 с.
4. Шестерінко Е. В. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств. Вінниця. Видавництво «Нова книга», 2004. 655 с.
5. Лежнюк П. Д., Лагутін В. М., Тептя В. В. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2009. 194 с.
6. Притака І. П., Козирський В. В. Електропостачання сільського господарства. Київ: Урожай, 1995. 343 с.
7. Коваленко О. І., Коваленко Л. Р., Мунтян В. О., Радько І. П. Основи електропостачання сільського господарства: навчальний посібник. Мелітополь: ТОВ «Видавничий будинок ММД», 2011. 462 с.
8. Бойко В. С., Бойко В. В. Теоретичні основи електротехніки: підручник. Київ: ІВЦ Видавництво «Політехніка», 2004. 272 с.
9. Козирський В. В., Каплун В. В., Волошин С. М. Електропостачання в агропромисловому комплексі: підручник. Київ: Аграрна освіта, 2011. 448 с.
10. Василега П. О. Електропостачання. Суми: ВТД «Університетська книга», 2008. 415 с.
11. Маліновський А. А., Хохулін Б. К. Основи електропостачання. Львів: Львівська політехніка, 2005. 324 с.

12. Єрмолаєв С. О., Яковлев В. Ф., Мунтян В. О., Козирський В. В., Радько І. П., Куценко Ю. М. Проектування систем електропостачання в АПК. Мелітополь: Люкс, 2009. 570 с.

13. Букович Н. В. Розрахунок струмів короткого замикання електроенергетичних систем. Львів: Вища школа. Видавництво при Львівському університеті, 1988. 248 с.

14. Романюк Ю. Ф. Електричні системи та мережі: навч. посіб. Івано-Франківськ: Факел, 2004. 272 с.

15. Малинівський С. М. Загальна електротехніка: навчальний посібник. Львів: НУ «ЛП», 2001. 596 с.

16. Бурбело М. Й. Розрахунок струмів в системах електропостачання. Вінниця: ВДТУ, 2002. 125 с.

17. Мілих В. І., Павленко Т. П. Електропостачання промислових підприємств: підручник для студентів електромеханічних спеціальностей. Харків: ФОП Панов А. М., 2016. 272 с.

18. Шкрабець Ф.П. Електропостачання: навч. посіб. Донецьк: НГУ, 2015. 540 с

19. Давиденко Л. В., Коменда Н. В., Давиденко В. А., Євсюк М. М. Електропостачання промислових об'єктів: практикум. Луцьк: ВПІ ЛНТУ, 2022. 244 с.

20. Іноземцев Г. Б., Козирський В. В. Оптимізаційні задачі в енергетиці сільського господарства. Київ: Видавничий центр НУБіП України, 2014. 172 с.

21 Сегеда М. С., Гапанович В. Г., Олійник В. П., Покровський К. Б. Проектування структурних схем електростанцій та підстанцій: навч. посіб. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2010. 144 с.

22. Бахор З. М., Журахівський А. В. Проектування підстанцій електричних мереж: навч. посібник. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2017. 238 с.

23. Бурбело М. Й., Гадай А. В. Динамічна компенсація реактивної потужності в пускових режимах електроприводів: монографія. Вінниця: ВНТУ, 2010. 104 с.
24. Аниськов О. В. Електропостачання промислових підприємств: конспект лекцій. Кривий Ріг: КТУ, 2010. 95 с.
25. Кирик В. В. Методи організації гнучких електричних систем Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2021. 47 с.
- 26.
27. Романюк Ю. Ф. Електричні системи та мережі: навчальний посібник. Івано-Франківськ: Факел, 2004. 272 с.
28. Мартиненко І. І., Лисенко В. П., Тищенко Л. П. Проектування систем електрифікації та автоматизації АПК: підручн. Київ: Аграрна освіта, 2008. 330 с.
29. Никифорова Л. Е., Богатирьов Ю. О. Нормативна документація з проектування систем електрифікації та енергопостачання сільського господарства: навч. посібн. Мелітополь: Люкс, 2010. 180 с
30. Панченко С. В., Акімов О. І., Бабаєв М. М. Електробезпека: підручник. Харків: УкрДУЗТ, 2018. 295 с.
31. Ткачук К. Н., Халімовський М. О., Зацарний В. В., Зеркалов Д. В. Основи охорони праці: підручник. Київ: Основа, 2006. 448 с
32. Лехман С. Д. Запобігання аварійності і травматизму у сільському господарстві: навч. посібник. Київ: Урожай, 1993. 272 с.
33. Касьянов М. А., Ревенко Ю. П., Тищенко Ю. А. Захист населення в умовах надзвичайних. Луганськ: Вид-во Східноукр. нац. ун-ту ім. В. Даля., 2003. 183 с.
34. Мірошник О. О., Черкашина В. В., Мороз О. М., Черемісін М. М. Економічні розрахунки в інженерній діяльності на прикладах задач електроенергетики. Харків: ФЛП Панов А. Н., 2018. 214 с.

35. ГКД 340.000.001-95. Визначення економічної ефективності капіталовкладень в енергетику. Методика. (Загальні методичні положення). Київ: Міненерго України, 1995. 34 с.