

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ  
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ  
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»  
Факультет електроенерготехніки та автоматики  
Кафедра автоматизації енергосистем**

«На правах рукопису»  
УДК 621.316

До захисту допущено:  
В.о. завідувача кафедри:  
\_\_\_\_\_ Денис ДЕРЕВ'ЯНКО  
«16» грудня 2025 р.

**Магістерська дисертація**  
**на здобуття ступеня магістра**  
**за освітньо-професійною програмою**  
**«Управління, захист та автоматизація енергосистем»**  
**зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»**  
**на тему: «Модернізація релейного захисту та автоматики**  
**підстанції 110/35/10 кВ»**

Виконав:  
студент II курсу, групи ЕК-41мп  
Савкун Євгеній Геннадійович

\_\_\_\_\_  
(підпис)

Керівник: асистент, каф. АЕ.  
Заколюдажний Володимир Васильович

\_\_\_\_\_  
(підпис)

Консультант:

\_\_\_\_\_  
(підпис)

Рецензент:

\_\_\_\_\_  
(підпис)

Засвідчую, що у цьому дипломному  
проекті немає запозичень з праць інших  
авторів без відповідних посилань.

Студент \_\_\_\_\_  
(підпис)

Київ – 2025 р.

**Національний технічний університет України**  
**«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»**  
**Факультет електроенерготехніки та автоматики**  
**Кафедра автоматизації енергосистем**

Рівень вищої освіти – другий (Магістерський)

Спеціальність – 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма «Управління, захист та автоматизація енергосистем»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри:

\_\_\_\_\_ Денис ДЕРЕВ'ЯНЕНКО

«16» грудня 2025 р.

**ЗАВДАННЯ**

**на магістерську дисертацію студенту**

Савкуну Євгенію Геннадійовичу

1. Тема дисертації «Модернізація релейного захисту та автоматики підстанції 110/35/10 кВ» науковий керівник дисертації асистент, Заколюдажний Володимир Васильович, затверджено наказом по університету від «03» листопада 2025 р. №4778-с.
2. Термін подання студентом проекту: «16» грудня 2025 р.
3. Вихідні дані до проекту: Схема підстанції 110/35 кВ та схема підстанції 35/10 кВ (газокомпресорної станції).
4. Зміст пояснювальної записки: Технічний опис підстанції 110/35 кВ, технічний опис підстанції 35/10 кВ. Розрахунок струмів трифазного короткого замикання, технічні характеристики основного обладнання та перевірка комутаційного обладнання, релейний захист та автоматика підстанції 35/10 кВ, мікропроцесорний захист підстанції 110/35 кВ.
5. Перелік графічного матеріалу (із зазначенням обов'язкових креслеників, плакатів, презентацій тощо) Плакати: Схеми підстанції 110/35 кВ та

35/10 кВ, Розміщення захистів, Однолінійна схема та оперативні кола змінного струму лінії 10 кВ, Оперативні кола постійного струму лінії 35 кВ.

6. Консультанти розділів проекту:

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв

7. Дата видачі завдання: «1» вересня 2025 р.

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проекту	Строк виконання етапів проекту	Примітка
1	Розділ 1. Аналіз стану системи електропостачання головної понижувальної підстанції 35/10 кВ газокompресорної станції.	10 вересня 2025 р.	
2	Розділ 2. Розробка пропозицій щодо вдосконалення головної ПС 35/10 кВ газокompресорної станції.	23 вересня 2025 р.	
3	Розділ 3. Розрахунок електропостачання газокompресорного цеху №3.	14 жовтня 2025 р.	
4	Розділ 4. Технічний опис підстанції 110/35 кВ та пропозиції щодо вдосконалення.	8 листопада 2025 р.	
5	Розділ 5. Охорона праці.	25 листопада 2025 р.	
6	Розділ 6. Старт проекту.	4 грудня 2025 р.	

Студент \_\_\_\_\_ Євгеній САВКУН  
Керівник \_\_\_\_\_ Володимир ЗАКОЛОДЯЖНИЙ

## РЕФЕРАТ

Дипломний проект включає 139 сторінок, на яких розміщено 31 рисунок, 43 таблиці, 8 аркуші графічної частини та 15 посилань на літературні джерела.

**Об'єкт дослідження:** підстанції з напругою 110/35 кВ та 35/10 кВ.

**Предмет дослідження:** релейний захист та автоматика підстанції.

**Мета роботи:** вивчення сучасних систем релейного захисту підстанцій, оновлення застарілого обладнання на сучасне нове.

**Завдання та результати:** У межах проекту розроблено пропозиції щодо модернізації застарілого обладнання на сучасне нове та впровадження новітніх пристроїв релейного захисту для підвищення надійності та ефективності функціонування підстанції.

**Структура роботи:** дипломна робота складається з пояснювальної записки та креслень, що відображають прийняті технічні рішення з модернізації.

**Публікації за тематикою досліджень:** Савкун Є.Г., Заколюдажний В.В. Необхідність модернізації старого обладнання електричних підстанцій на сучасне нове //Міжнародний науково-технічний журнал" Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики". – 2025. – С.

**Ключові слова:** ПІДСТАНЦІЯ 110/35 КВ, ПІДСТАНЦІЯ 35/10 КВ, МАГІСТРАЛЬНА ГАЗОКОМПРЕСОРНА СТАНЦІЯ, МІКРОПРОЦЕСОРНІ ПРИСТРОЇ, РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ, ВИБІР ОБЛАДНАННЯ, СТРУМИ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ, МОДЕРНІЗАЦІЯ, АВТОМАТИКА.

## ABSTRACT

The diploma project comprises 139 pages, containing 31 figures, 43 tables, 8 sheets of graphical documentation, and 15 literature references.

**Object of study:** Electrical substations with voltages of 110/35 kV and 35/10 kV.

**Subject of study:** Substation relay protection and automation.

**Aim of the work:** To study modern substation relay protection systems and to upgrade outdated equipment with modern, new equipment.

**Tasks and results:** Within the project, proposals for modernizing obsolete equipment with new, modern equipment and implementing state-of-the-art relay protection devices were developed to enhance the reliability and operational efficiency of the substation.

**Work structure:** The diploma project consists of an explanatory note and drawings that reflect the adopted technical solutions for modernization.

**Publications on research topics:** Savkun E.H., Zakolodyazhnyi V.V. The need to modernize the old equipment of electrical substations with modern new equipment // International scientific and technical journal "Modern problems of electric power engineering and automation". – 2025. – S.

**Keywords:** 110/35 KV SUBSTATION, 35/10 KV SUBSTATION, MAIN GAS COMPRESSOR STATION, MICROPROCESSOR DEVICES, RELAY PROTECTION, EQUIPMENT SELECTION, SHORT-CIRCUIT CURRENTS, MODERNIZATION, AUTOMATION.

## Зміст

ПЕРЕЛІК ПРИЙНЯТИХ СКОРОЧЕНЬ .....	7
ВСТУП.....	8
РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ СТАНУ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ГОЛОВНОЇ ПОНИЖУВАЛЬНОЇ ПІДСТАНЦІЇ 35/10 КВ ГАЗОКОМПРЕСОРНОЇ СТАНЦІЇ. .	10
1.1 Оцінка стану трансформаторної підстанції та її мережевої інфраструктури.....	10
1.2 Оцінка технічного стану комутаційного обладнання підстанції 35/10 кВ. ....	12
1.3 Дослідження режимів потужності та ефективності роботи підстанції.....	13
1.4 Обґрунтування мети та завдань дослідження.....	16
Висновки.....	17
РОЗДІЛ 2. РОЗРОБКА ПРОПОЗИЦІЙ ЩОДО ВДОСКОНАЛЕННЯ ГОЛОВНОЇ ПС 35/10 КВ ГАЗОКОМПРЕСОРНОЇ СТАНЦІЇ .....	19
2.1 Визначення необхідної потужності та вибір силових трансформаторів для модернізованої підстанції 35/10 кВ. ....	19
2.2 Модернізація первинної електричної схеми підстанції 35/10 кВ.....	27
2.3 Удосконалення електричної схеми підстанції.....	28
2.4 Реконструкція функціональних елементів підстанції на стороні 35 кВ. ....	33
2.4.1 Вибір вимикачів потужності. ....	34
2.4.2 Вибір роз'єднувачів.....	37
2.4.3 Вибір приладів обліку та контролю електроенергії.....	39
2.4.4 Вибір трансформаторів струму. ....	40
2.4.5 Вибір трансформаторів напруги. ....	44
2.4.6 Вибір обмежувачів перенапруги.....	46
2.5 Удосконалення функціональних елементів підстанції на стороні 10 кВ. ....	48
2.5.1 Комірка вводу лінії.....	49
2.5.2 Вибір вимикачів потужності. ....	50
2.5.3 Вибір та перевірка трансформаторів струму для комірок вводу лінії. ....	51
2.5.4 Комірки вводу від силових трансформаторів та секційного вимикача. ....	55
2.5.5 Комірка вимірювального трансформатора напруги. ....	56
2.5.6 Вимірювальний трансформатор напруги.....	57
2.5.7 Запобіжники. ....	58
2.5.8 Обмежувачі перенапруги.....	59
Висновки.....	61
РОЗДІЛ 3. РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ГАЗОКОМПРЕСОРНОГО ЦЕХУ №3 .....	63

3.1 Відомість та характеристика споживачів електроенергії.....	63
3.2 Розрахунок струмів короткого замикання.....	65
3.3 Вибір апаратів захисту і управління.....	69
Висновки.....	72
<b>РОЗДІЛ 4. ТЕХНІЧНИЙ ОПИС ПІДСТАНЦІЇ 110/35 КВ ТА ПРОПОЗИЦІЇ ЩОДО ВДОСКОНАЛЕННЯ</b> .....	<b>73</b>
4.1 Опис та аналіз підстанції вищого рівня 110/35 кВ.....	73
4.2 Розрахунок струмів трифазного короткого замикання ПС 110/35 кВ. ....	75
4.2.1 Методологічні допущення при розрахунку струмів КЗ. ....	76
4.2.2 Визначення відносних величин.....	77
4.2.3 Визначення періодичної складової та ударного струму короткого замикання. .....	79
4.3 Технічні характеристики основного обладнання ПС 110/35 кВ.....	82
4.4 Вибір уставок захистів силових трансформаторів.....	87
4.5 Захист шин підстанції. Захисти на обхідному, шино з'єднувальному та секційному вимикачах. ....	88
4.6 Захист кабельних ліній у мережі напругою 35 кВ з ізолюваною нейтраллю.....	89
4.7 Вибір уставок захистів ліній 35 кВ.....	90
4.8 Автоматика підстанції 110/35 кВ.....	91
4.9 Вибір пристроїв захисту та автоматики 110/35 кВ. ....	92
Висновки.....	96
<b>РОЗДІЛ 5. ОХОРОНА ПРАЦІ</b> .....	<b>97</b>
5.1 Підбір блискавковідводів для захисту підстанції 35/10 кВ ГКС.....	98
5.2 Визначення сили струму, який протікає через тіло людини під час дотику струмопровідних частин. ....	101
5.3 Визначення сили струму що протікає через тіло людини у випадку її однофазного дотику до струмопровідної частини електроустановки в мережі з ізолюваною нейтраллю трансформатора.....	102
5.4 Визначення напруги кроку людини при переміщенні в зоні розтікання струму. .....	104
Висновки.....	108
<b>РОЗДІЛ 6. РОЗРОБЛЕННЯ СТАРТАП-ПРОЕКТУ</b> .....	<b>109</b>
Висновки.....	125
<b>ВИСНОВКИ</b> .....	<b>128</b>
<b>ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ</b> .....	<b>136</b>

## **ПЕРЕЛІК ПРИЙНЯТИХ СКОРОЧЕНЬ**

АБЖ – агрегат безперебійного живлення;

ГПП – головна понижувальна підстанція;

ГКС – газокompресорна станція;

ВРП – відкритий розподільчий пристрій;

ЗП – заземлюючий пристрій;

КРП – комплектний розподільчий пристрій;

ЛЕП – лінія електор передачі;

ПУЕ – правила улаштування електроустановок;

ПС – підстанція;

РЗ – релейний захист;

РП – розподільча підстанція.

## ВСТУП

Енергетика є фундаментом економічного розвитку та соціальної стабільності, що безпосередньо впливає на ефективність усіх галузей промисловості. Сучасний стан енергетичного комплексу характеризується значним зношенням основних фондів, зростанням енергетичних витрат та гострою потребою в технічному переобладнанні. У цих умовах питання підвищення надійності, енергоефективності та безпеки систем електропостачання набувають першочергового значення. Ключову роль у вирішенні цих завдань відіграють сучасні системи релейного захисту та автоматики (РЗА), які є основним засобом запобігання аварій та локалізації їх наслідків.

Дана магістерська дисертація присвячена дослідженню та розробці заходів з модернізації систем релейного захисту та автоматики на підстанціях класу 110/35/10 кВ. Метою роботи є підвищення надійності та функціональності електропостачання шляхом аналізу, оптимізації та впровадження сучасних рішень в галузі РЗА та модернізації застарілого обладнання.

Об'єктом дослідження виступають системи електропостачання, що базуються на двох типах підстанцій: 35/10 кВ та 110/35 кВ, які є типовими ланками розподільчих мереж. У роботі будуть розглянуті теоретичні основи релейного захисту, принципи роботи силового трансформаторного та комутаційного обладнання, а також проведений аналіз сучасних технологій та алгоритмів захисту. Особлива увага приділятиметься аналізу режимів роботи мережі, розрахунку струмів короткого замикання та вибору оптимальних параметрів налаштувань захисних реле для обох класів напруги.

Практичною частиною роботи передбачається розробка комплексу технічних заходів, спрямованих на модернізацію існуючих систем РЗА. Ці заходи включатимуть впровадження сучасних мікропроцесорних терміналів, що дозволить підвищити чутливість та селективність захисту, зменшити

втрати електроенергії та забезпечити стійку роботу енергосистеми в умовах змінних навантажень та надзвичайних ситуацій.

Таким чином, результатом дослідження має стати цілісна концепція модернізації, що забезпечує новий якісний рівень автоматизації, безпеки та енергоефективності роботи підстанцій.

# РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ СТАНУ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ГОЛОВНОЇ ПОНИЖУВАЛЬНОЇ ПІДСТАНЦІЇ 35/10 КВ ГАЗОКОМПРЕСОРНОЇ СТАНЦІЇ.

## 1.1 Оцінка стану трансформаторної підстанції та її мережевої інфраструктури.

Система електропостачання газокompресорної станції забезпечується від районної підстанції класу 110/35 кВ через дві повітряні лінії напругою 35 кВ, які мають позначення «Компресорна-А» та «Компресорна-Б». Відповідно до вимог нормативних документів, це підприємство належить до першої категорії надійності електропостачання.

На промисловому майданчику розташована головна понижувальна підстанція (ГПП) 35/10 кВ, яка обладнана двома силовими трансформаторами потужністю 4000 кВА кожен. Розподільний пристрій виконаний у вигляді комплектного розподільного пристрою зовнішньої установки (КРУН) на 10 кВ, введений в експлуатацію у 1974 році. Сьогодні обладнання підстанції є морально та фізично застарілим, зокрема маслonaповнена апаратура, що потребує термінової заміни, а також застарілі системи захисту.

Зона обслуговування трансформаторної підстанції охоплює електроспоживачів промислового майданчика газокompресорної станції, включаючи тепличне господарство. Основні виробничі потужності, що живляться від ГПП, включають три компресорні цехи (КЦ-1, КЦ-2, КЦ-3), тепличний комплекс, допоміжні споруди та складські приміщення. З моменту введення в експлуатацію від підстанції було забезпечено живлення шести комплектних трансформаторних підстанцій (КТП) через десять кабельних ліній 10 кВ та дві повітряні лінії 10 кВ, а саме:

- Компресорний цех №1 (КТП №1, 2×1000 кВА);
- Компресорний цех №2 (КТП №2, 2×1000 кВА);
- Компресорний цех №3 (КТП №3, 2×1000 кВА);
- Охолоджувачі газу КЦ-2 (КТП №4, 2×1000 кВА) – планується демонтаж;
- Насосна станція КЦ-2 (КТП №5, 2×1000 кВА) – планується демонтаж;

- Тепличне господарство (КТП №6, 2×250 кВА).

Рівень енергоспоживання підприємства значною мірою залежить від обсягів імпорту природного газу, що, у свою чергу, визначає кількість газоперекачувальних агрегатів, які перебувають в роботі.

Силові трансформатори потужністю 4000 кВА експлуатуються з навантаженням, що не перевищує 50% від номінальної потужності. Це пов'язано із скороченням поставок природного газу, а також з виведенням з експлуатації зношеного електрообладнання КТП №4 та КТП №5.

Структура цехів підприємства та категорія надійності їхніх електроприймачів, що живляться від ГПП 35/10 кВ, наведені в табл. 1.1.1.

Таблиця 1.1.1 – Склад цехів ГКС, категорія надійності їхніх електроприймачів.

№ цеху	Назва цеху	Категорія надійності електроприймачів
1	Газокомпресорний цех №2	I і II
2	Газокомпресорний цех №3	I і II
3	Газокомпресорний цех №1	I і II
4	Тепличне господарство	II

Таблиця 1.1.2 – Установлена потужність цехів.

Станом на 2025 рік	Установлена потужність окремих цехів Руст, кВт			
	1	2	3	4
	6900	6300	5800	5000

Таблиця 1.1.3 – Коефіцієнти попиту цехів.

Станом на 2025 рік	Коефіцієнти попиту окремих цехів Кп			
	1	2	3	4
	0,19	0,14	0,11	0,12

Таблиця 1.1.4 – Коефіцієнти потужності цехів.

Станом на 2025 рік	Коефіцієнти потужності окремих цехів, $\cos(\varphi)$			
	1	2	3	4
	0,65	0,65	0,70	0,65

Таблиця 1.1.5 – Спосіб виконання загального освітлення цехів.

Станом на 2025 рік	Спосіб виконання загального освітлення окремих цехів			
	1	2	3	4
	Лампи розжарювання ( $\cos \varphi=1$ )	Люмінесцентні лампи низького тиску ( $\cos \varphi=0,95$ )	Дугові ртутні лампи високого тиску ( $\cos \varphi=0,95$ )	Люмінесцентні лампи низького тиску ( $\cos \varphi=0,95$ )

## 1.2 Оцінка технічного стану комутаційного обладнання підстанції 35/10 кВ.

Сучасний стан комутаційного обладнання на підстанції 35/10 кВ характеризується значною ступінню фізичного та морального зношування. На стороні вищої напруги 35 кВ у складі силових трансформаторів експлуатуються бакові масляні вимикачі, оснащені пружинними приводами, а також роз'єднувачі типу РЛНД з ручним керуванням. Зазначене обладнання відпрацювало нормативний термін служби та не відповідає сучасним вимогам експлуатації.

Істотним недоліком існуючої схеми комутації є необхідність виконання оперативним персоналом перемикань в роз'єднувачах, що знаходяться під напругою, під час планового відключення силових трансформаторів. Подібні операції супроводжуються підвищеним ризиком пошкодження обладнання та створюють загрозу безпеці обслуговуючого персоналу, оскільки є більш небезпечними порівняно з маніпуляціями з вимикачами.

На стороні напруги 10 кВ функціонує комплектний розподільчий пристрій зовнішнього виконання типу КРУН-10кВ, який укомплектований маломасляними вимикачами випуску 1974 року. Це обладнання також досягло граничного стану експлуатації. Маслонаповненим вимикачам властиві суттєві недоліки, такі як підвищена пожежна та вибухонебезпека,

обмежений термін служби порівняно з сучасними вакуумними аналогами, а також збільшений час спрацьовування при відключенні струмів короткого замикання. Оскільки дозволений період експлуатації цих апаратів вичерпано, їх належить замінити на сучасні конструкції, зокрема вакуумні вимикачі.

Також усі роз'єднувачі на стороні 35 кВ потребують негайної заміни. Після тривалої експлуатації окремі вузли та деталі цих апаратів мають значний знос, що робить неможливим відновлення їх працездатності навіть шляхом проведення капітального ремонту.

### **1.3 Дослідження режимів потужності та ефективності роботи підстанції.**

Електричне навантаження окремих споживачів і, як наслідок, сумарне навантаження підстанції, що визначає її робочий режим в енергосистемі, є величиною, що постійно змінюється в часі. Для візуалізації та аналізу цих змін використовують графіки навантаження, які представляють собою діаграми зміни потужності за певний інтервал.

Класифікація графіків навантаження здійснюється за кількома ознаками. За типом фіксованого параметра розрізняють графіки активної, реактивної, повної потужності та струму. За часовим проміжком їх поділяють на добові, сезонні та річні. За локалізацією в енергосистемі виділяють такі категорії:

- Графіки навантаження споживачів, що фіксуються на шинах трансформаторних підстанцій;
- Графіки навантаження мережі, які визначаються на шинах вузлових підстанцій;
- Графіки навантаження електростанцій.

Ці графіки є інструментальним засобом для аналізу функціонування електроустановок, проектування систем електропостачання, планування ремонтних робіт, а також для оперативного управління нормальними режимами роботи.

Формування добових графіків для підстанції враховує втрати активної та реактивної потужності в лініях електропередач та силових трансформаторах.

Величина цих втрат є змінною і залежить від рівня навантаження, тоді як постійна складова визначається в основному втратами холостого ходу трансформаторів. Для подальшого аналізу добові графіки будуються для найбільш репрезентативних періодів року – зимового (183 доби) та літнього (182 доби).

На підставі графіка навантаження досліджуваної підстанції 35/10 кВ з переважанням промислового типу споживачів були визначені погодинні навантаження для літнього та зимового періодів, зведені в таблицю 1.3.1. та візуалізовані на рисунку 1.3.1.

Таблиця 1.3.1 – Добовий графік навантаження.

Час доби	Навантаження зимового дня	Навантаження літнього дня
	сумарне активне навантаження по підприємству, кВт	сумарне активне навантаження по підприємству, кВт
0-1	290	410
1-2	270	385
2-3	260	370
3-4	260	370
4-5	265	380
5-6	450	525
6-7	530	525
7-8	570	540
8-9	530	610
9-10	600	570
10-11	450	500
11-12	400	480
12-13	400	640
13-14	400	640
14-15	450	610
15-16	500	680
16-17	570	770
17-18	600	870
18-19	600	900
19-20	640	950
20-21	600	950
21-22	450	930
22-23	440	900
23-24	400	720

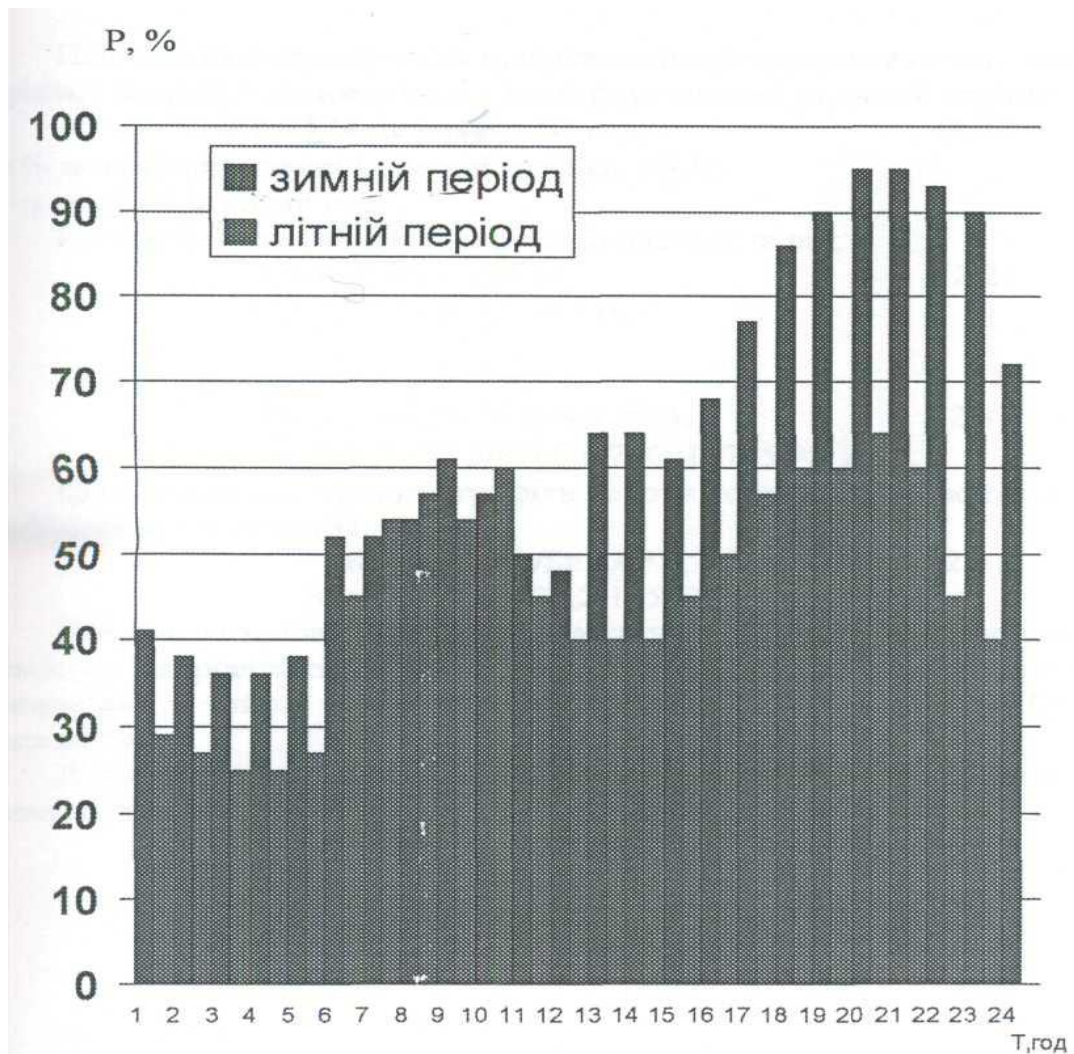


Рисунок 1.3.1 – Графік добового навантаження ГКС.

Аналіз отриманих даних дозволяє зробити висновок, що погодинні значення навантаження в літній період систематично перевищують зимові показники. Ця динаміка обумовлена специфікою технологічного циклу, зокрема, інтенсифікацією процесів закачування природного газу в підземні сховища, що потребує роботи значної кількості газоперекачувальних агрегатів. Основними енергоспоживачами влітку виступають системи повітряного охолодження газу, масла та повітря.

Загальний рівень енергоспоживання підприємства демонструє пряму залежність від обсягів імпорту природного газу та, відповідно, від кількості газоперекачувальних агрегатів, що знаходяться в експлуатації. Важливим результатом аналізу є встановлення факту постійної роботи силових трансформаторів ГПП потужністю  $2 \times 4000$  кВА в режимі значного

недовантаження. Цей режим експлуатації є причиною істотних додаткових втрат електроенергії в самих трансформаторах, а також призводить до зростання споживання та генерації реактивної потужності в загальній енергомережі, знижуючи тим самим загальну ефективність системи електропостачання.

#### **1.4 Обґрунтування мети та завдань дослідження.**

Основною метою даної магістерської роботи є комплексне підвищення якості електроенергії та гарантоване забезпечення необхідною потужністю всіх споживачів, що живляться від головної понижувальної підстанції газокompресорної станції. Важливим напрямом дослідження є також мінімізація втрат електроенергії в мережі.

Для досягнення поставленої мети основним завданням визначено технічне переоснащення підстанції 35/10 кВ. Реалізація цього завдання дозволить усунути наступні проблеми:

- Неefективний режим роботи силових трансформаторів, пов'язаний із їх тривалим недовантаженням;
- Експлуатацію застарілого комутаційного обладнання;
- Заміну морально та фізично зношених роз'єднувачів на стороні 35 кВ;
- Модернізацію комплектного розподільного пристрою шляхом заміни маслonaповнених вимикачів 10 кВ на сучасні вакуумні апарати, які передбачається розмістити в спеціалізованому захисному укритті КРПЗ;
- Поступову заміну всього обладнання, що відпрацювало свій нормативний термін служби.

Враховуючи стратегічну важливість газотранспортної інфраструктури для енергетичної безпеки держави, а також наявність споживачів першої категорії надійності, реконструкція головної понижувальної підстанції дозволить істотно підвищити надійність електропостачання. Це, у свою чергу, створить умови для впровадження сучасних енергозберігаючих технологій та досягнення значної економії електроенергії.

Для підвищення стійкості електропостачання критичних об'єктів газокompресорної станції та забезпечення безперебійності транспортування природного газу в проекті передбачено встановлення резервного автономного джерела живлення – пересувної автоматизованої електростанції ПАЕС-2500 з газотурбінним приводом. Це джерело забезпечить електропостачання всіх споживачів у разі тривалого зникнення напруги в зовнішній мережі енергосистеми.

Для об'єктивної оцінки ефективності роботи енергетичного обладнання було проведено комплексний розрахунок системи електропостачання газокompресорного цеху №3. У рамках цього розрахунку було виконано:

- Обґрунтування вибору рівнів напруг розподільної мережі цеху;
- Визначення розрахункових електричних навантажень;
- Вибір компенсуючих пристроїв реактивної потужності;
- Розробку та аналіз варіантів схем електропостачання;
- Визначення кількості, потужності та типів силових трансформаторів;
- Проектування живлячих та розподільчих мереж;
- Підбір апаратів захисту та управління.

### **Висновки**

Аналіз стану ГПП 35/10 кВ газокompресорної станції дозволив виявити ключові проблеми, що обумовлюють необхідність її термінової модернізації.

Основні висновки:

- Обладнання підстанції (масляні вимикачі, роз'єднувачі, КРУН 1974 року) є морально та фізично застарілим, що створює загрозу надійності та безпеки експлуатації.
- Силові трансформатори (2 × 4000 кВА) працюють у режимі значного недовантаження (до 50 % потужності), що призводить до підвищених втрат електроенергії та зниження загальної ефективності системи.

- Наявність споживачів першої категорії надійності вимагає підвищення стійкості електропостачання шляхом технічного переоснащення та впровадження резервування.

Отримані результати чітко обґрунтовують головне завдання подальшого дослідження – розробку комплексу заходів щодо технічної модернізації підстанції.

## **РОЗДІЛ 2. РОЗРОБКА ПРОПОЗИЦІЙ ЩОДО ВДОСКОНАЛЕННЯ ГОЛОВНОЇ ПС 35/10 КВ ГАЗОКОМПРЕСОРНОЇ СТАНЦІЇ**

### **2.1 Визначення необхідної потужності та вибір силових трансформаторів для модернізованої підстанції 35/10 кВ.**

Система електропостачання промислового підприємства являє собою комплексну структуру, що включає мережі різних класів напруги (до 1 кВ і вище), трансформаторні підстанції та силові пункти, розташовані безпосередньо в цехах. Основне призначення цієї системи – забезпечення передачі електроенергії від джерела живлення до споживачів у необхідній кількості та з відповідними якісними параметрами.

До сучасної системи електропостачання висуваються такі ключові вимоги:

- Надійність та безперебійність. Незважаючи на те, що частка електроенергії у собівартості продукції може становити лише 3–10 %, будь-яке порушення електропостачання може призвести до повної зупинки виробничого процесу.
- Відповідність категоріям надійності. Згідно з чинними Правилами улаштування електроустановок (ПУЕ), всі електроприймачі поділяються на три категорії:
  1. категорія: Перерва в електропостачанні може призвести до небезпеки для життя людей, виходу з ладу дорогого обладнання або порушення складного технологічного циклу. Особлива група I категорії передбачає, що перерва може спричинити пожежу, вибух тощо.
  2. категорія: Перерва в постачанні електроенергії обумовлює значні матеріальні збитки.
  3. категорія: До цієї групи відносяться електроприймачі, перерва в роботі яких призводить до збитків, що підлягають компенсації.
- Резервування. Рівень резервування визначається категорією споживачів. Для I категорії передбачено 100 % резервування, що зазвичай реалізується через живлення від двох незалежних джерел (для особливої

групи – від трьох). Споживачі II категорії також зазвичай живляться від двох джерел, тоді як для III категорії резервування може не передбачатися.

- Економічність. Будь-які технічні рішення повинні ґрунтуватися на результатах детальних техніко-економічних розрахунків.
- Безпечність. Конструкція та експлуатація системи повинні виключати ризик пожеж, вибухів та електротравм.
- Зручність монтажу та експлуатації. Досягається шляхом застосування комплектного обладнання, автоматизації, диспетчеризації та систем телекерування.
- Гнучкість. Система повинна мати потенціал для розширення та модернізації без істотних обмежень для технологічного розвитку.

#### **Визначення розрахункових навантажень цехів та підприємства.**

Для визначення розрахункових навантажень на стадії проектного завдання, коли потужність окремих електроприймачів невідома, застосовується метод коефіцієнта попиту. Цей метод дозволяє визначити максимальне навантаження вузла електропостачання.

Коефіцієнт попиту ( $K_{\text{п}}$ ) визначається як відношення розрахункового активного навантаження групи електроприймачів ( $P_{\text{р}}$ ) до їхньої сумарної встановленої потужності ( $\Sigma P_{\text{уст.і}}$ ) у довготривалому режимі, за винятком резервних приймачів:

$$K_{\text{п}} = \frac{P_{\text{р}}}{\Sigma P_{\text{уст.і}}}, \quad (2.1.1)$$

Розрахункове силове активне навантаження для окремого цеху визначається за формулою:

$$P_{\text{р.с.і}} = K_{\text{п.і}} \cdot P_{\text{уст.і}}, \text{ кВт} \quad (2.1.2)$$

де  $K_{\text{п.і}}$  – коефіцієнт попиту і-го цеху (значення наведені в таблиці 1.1.2).

Розрахункове силове реактивне навантаження і-го цеху розраховується так:

$$Q_{p.c.i} = P_{p.c.i} \cdot tg(\varphi), \text{кВАр} \quad (2.1.3)$$

де  $tg(\varphi)$  відповідає значенню коефіцієнта потужності  $cos(\varphi)$  і-го цеху (значення наведені в таблиці 1.1.4).

Розрахункове силове повне навантаження і-го цеху визначається за формулою:

$$S_{p.c.i} = \sqrt{P_{p.c.i}^2 + Q_{p.c.i}^2}, \text{кВА} \quad (2.1.4)$$

Наприклад, для газокompресорного цеху №2 розрахунки виглядають наступним чином:

$$P_{p.c.i} = 0,19 \cdot 6900 = 1311 \text{ кВт}$$

$$Q_{p.c.i} = 1311 \cdot 1,169 = 1532,55 \text{ кВАр}$$

$$S_{p.c.i} = \sqrt{1311^2 + 1532,55^2} = 2016,8 \text{ кВА}$$

Аналогічним чином розраховуються навантаження для всіх цехів підприємства. Результати цих розрахунків представлені в таблиці 2.1.1.

Таблиця 2.1.1 – Визначення розрахункового силового навантаження цехів.

№ цеху	Назва цехів	Руст.с, кВт	Кп, в.о.	$cos(\varphi)/tg(\varphi)$	Результати розрахунків		
					Рр.с, кВт	Qр.с, кВАр	Sp.с, кВА
1	Газокompресорний цех №2	6900	0,19	0,65/1,169	1311	1532,55	2016,8
2	Газокompресорний цех №3	6300	0,14	0,65/1,169	882	1031,1	1356,9
3	Газокompресорний цех №1	5800	0,11	0,70/1,02	638	650,76	911,33
4	Тепличне господарство	5000	0,12	0,65/1,169	600	701,4	923,01

### **Визначення розрахункового навантаження загального освітлення цехів.**

Для розрахунку навантаження загального електричного освітлення цехів застосовується метод коефіцієнта попиту. Спочатку визначається встановлена (номінальна) потужність освітлювальних приладів для кожного цеху за формулою:

$$P_{уст.о.i} = k \cdot P_{п.о.i} \cdot F_i, \text{кВт} \quad (2.1.5)$$

де  $k$  – коефіцієнт, що враховує потужність пускових приладів залежно від джерела світла (для ламп розжарювання  $k = 1$ ; для дугових ртутних ламп (ДРЛ)  $k = 1,1$ ; для люмінесцентних ламп низького тиску стартерних  $k = 1,2$ ; безстартерних  $k = 1,35$ );

$P_{п.о.i}$  – питоме навантаження загального освітлення  $i$ -го цеху, Вт/м<sup>2</sup>;

$F_i$  – площа  $i$ -го цеху, що підлягає освітленню, м<sup>2</sup>.

Розрахункове активне навантаження загального освітлення для  $i$ -го цеху визначається як:

$$P_{p.o.i} = K_{п.о} \cdot P_{уст.o.i}, \text{ кВт} \quad (2.1.6)$$

де  $K_{п.о} = 0,95$  – коефіцієнт попиту для загального освітлення.

Розрахункове реактивне навантаження загального освітлення  $i$ -го цеху розраховується за формулою:

$$Q_{p.o.i} = P_{p.o.i} \cdot \operatorname{tg}(\varphi), \text{ кВар} \quad (2.1.7)$$

де  $\operatorname{tg}(\varphi)$  відповідає значенню коефіцієнта потужності  $\cos(\varphi_0)$  для  $i$ -го цеху, який залежить від типу використовуваного джерела світла (числові значення наведені в таблиці 1.1.5).

Розрахункове повне навантаження загального освітлення  $i$ -го цеху визначається за виразом:

$$S_{p.o.i} = \sqrt{P_{p.o.i}^2 + Q_{p.o.i}^2}, \text{ кВА} \quad (2.1.8)$$

Наприклад, для газокompресорного цеху №2 розрахунки виконуються в наступній послідовності:

$$P_{уст.o.1} = 1 \cdot 16 \cdot 4000 \cdot 10^{-3} = 64 \text{ кВт}$$

$$P_{p.o.1} = 0,95 \cdot 64 = 60,8 \text{ кВт}$$

$$Q_{p.o.1} = 60,8 \cdot 0 = 0 \text{ кВар}$$

$$S_{p.o.1} = \sqrt{60,8^2 + 0^2} = 60,8 \text{ кВА}$$

Аналогічним чином виконуються розрахунки для всіх цехів підприємства. Отримані результати представлені в зведеній таблиці 2.1.2.

## Визначення розрахункового навантаження підприємства.

Розрахунок сумарного навантаження підприємства є ключовим етапом для:

- Вибору номінальної потужності силових трансформаторів головної понижувальної підстанції (ГПП);
- Визначення економічно доцільного рівня реактивної потужності, що споживається від енергосистеми;
- Розрахунку потужності пристроїв компенсації реактивної потужності.

Таблиця 2.1.2 – Визначення розрахункового навантаження загального електричного освітлення цехів.

№ цеху	Площа цеху F, м <sup>2</sup>	Тип ламп	Рп.о., Вт/м <sup>2</sup>	Результати розрахунків			
				Руст. о, кВт	Рр.с, кВт	Qр.с, кВАр	Sp.с, кВА
1	4000	Розжарювання	16	64	60,8	0	60,8
2	1500	Люмінісцентні	15	27	25,65	8,431	27,0
3	4500	Ртутні високого тиску	12	59,4	56,43	97,74	112,86
4	1500	Люмінісцентні	14	21	19,95	6,557	21,0
Усього					162,83	112,728	221,66

### Розрахунок загального навантаження цехів.

Загальне розрахункове активне навантаження для і-го цеху визначається як сума силового навантаження та навантаження освітлення:

$$P_{p.ц,i} = P_{p.c,i} + P_{p.o,i}, \text{ кВт} \quad (2.1.9)$$

Загальне розрахункове реактивне навантаження і-го цеху розраховується аналогічно:

$$Q_{p.ц,i} = Q_{p.c,i} + Q_{p.o,i}, \text{ кВАр} \quad (2.1.10)$$

Загальне розрахункове повне навантаження і-го цеху:

$$S_{p.ц,i} = \sqrt{P_{p.ц,i}^2 + Q_{p.ц,i}^2}, \text{ кВА} \quad (2.1.11)$$

Наприклад, для газокompресорного цеху №2:

$$P_{p.ц,1} = 1311 + 60,8 = 1371,8 \text{ кВт}$$

$$Q_{p.ц,1} = 1532,55 + 0 = 1532,55 \text{ кВАр}$$

$$S_{p.ц,1} = \sqrt{1371,8^2 + 1532,55^2} = 2056,8 \text{ кВА}$$

Результати розрахунків для всіх цехів наведені в таблиці 2.1.3.

Таблиця 2.1.3 – Визначення загального розрахункового навантаження цехів та підприємства.

№ цеху	Назва цехів	Результати розрахунків		
		Pr.ц, кВт	Qp.ц, кВАр	Sp.ц, кВА
1	Газокомпресорний цех №2	1371,8	1532,55	2056,8
2	Газокомпресорний цех №3	907,65	1039,5	1380
3	Газокомпресорний цех №1	694,43	748,5	1021,0
4	Тепличне господарство	619,95	707,95	941,03
Усього		3593,83	4028,5	5398,83
Усього з урахуванням $K_0 = 0,85$		3054,75	3424,22	4588,76

### Визначення розрахункового навантаження підприємства.

Сукупне активне та реактивне навантаження всього підприємства визначається з урахуванням коефіцієнта одночасності максимумів навантаження окремих цехів, який приймається в інтервалі 0,85 – 0,95.

$$P_p = K_0 \cdot \sum P_{p.ц,i}, \text{ кВт} \quad (2.1.12)$$

$$Q_p = K_0 \cdot \sum Q_{p.ц,i}, \text{ кВАр} \quad (2.1.13)$$

Розрахункова повна потужність підприємства визначається за формулою:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}, \text{ кВА} \quad (2.1.14)$$

### Вибір числа та потужності трансформаторів ГПП.

Враховуючи присутність на території підприємства споживачів не лише третьої, але й першої та другої категорій надійності, головну понижувальну підстанцію доцільно виконувати двотрансформаторною.

Вибір номінальної потужності трансформаторів ГПП здійснюється на основі повного розрахункового навантаження в нормальному режимі роботи з урахуванням вимог електропередавальної організації щодо реактивної потужності.

Це навантаження визначається за формулою:

$$S_p = \sqrt{P_{p^5}^2 + Q_{e^5}^2}, \text{кВА} \quad (2.1.15)$$

де  $P_{p^5} = 3054,75$  кВт – розрахункова активна потужність підприємства на шинах 10 кВ (дані з табл. 2.1.3);

$Q_{e^5}$  – вхідна економічна реактивна потужність.

Економічну величину реактивної потужності, яку доцільно споживати підприємству з мережі енергосистеми, прийнято визначати за формулою:

$$Q_{e^5} = 0,25 \cdot P_{p^5}, \text{кВАр} \quad (2.1.16)$$

$$Q_{e^5} = 0,25 \cdot 3054,75 = 763,63 \text{кВАр}$$

Тоді повне розрахункове навантаження підстанції складає:

$$S_p = \sqrt{3054,75^2 + 763,63^2} = 3148,76 \text{кВА}$$

Для двотрансформаторної ГПП номінальна потужність  $S_{\text{ном.т}}$  кожного трансформатора повинна відповідати двом умовам:

1) Умова роботи в нормальному режимі:

$$S_{\text{ном.т}} \geq \frac{S_{p,\text{н.}}}{2} \quad (2.1.17)$$

де  $S_{p,\text{н.}} = 3148,76$  кВА.

$$S_{\text{ном.т}} \geq \frac{3148,76}{2} \geq 1574,38 \text{кВА}$$

За довідниковими даними попередньо приймається трансформатор типу ТМН-1600/35 з номінальною потужністю 1600 кВА.

2) Умова роботи в післяаварійному режимі:

$$S_{\text{ном.т}} \geq \frac{S_{p,\text{н.а}}}{K_{2\text{ав}}} \quad (2.1.18)$$

Перевірку цієї умови необхідно виконати для зимового та літнього періодів з урахуванням сезонної зміни навантаження та допустимих аварійних перевантажень:

$$S_{\text{НОМ.Т}} \geq \frac{S_{p.\text{н.а}}}{K_{2\text{авз}}} \quad (2.1.19)$$

$$S_{\text{НОМ.Т}} \geq \frac{S_{p.\text{н.а}}}{K_{2\text{авл}}} \quad (2.1.20)$$

де  $K_{2\text{авз}} = 2,0$  – коефіцієнт допустимого аварійного перенавантаження в зимовий період (для заданих кліматичних умов зимова температура охолодного повітря прийнята  $-8^{\circ}\text{C}$ );

$K_{2\text{авл}} = 1,5$  – коефіцієнт для літнього періоду (літня температура охолодного повітря прийнята  $+20^{\circ}\text{C}$ );

Коефіцієнт відношення літнього навантаження до зимового прийнято  $K = 0,75$ , отже:

$$K_{2\text{авл}} = K_{2\text{авз}} \cdot 0,75 = 1,5$$

Перевірка для трансформатора ТМН-1600/35:

- Для зимового періоду:

$$1600 > \frac{3148,76}{2} = 1574,38$$

Умова виконується.

- Для літнього періоду:

$$1600 < \frac{3148,76}{1,5} = 2099,17$$

Умова не виконується.

Оскільки умова для літнього періоду не виконується, трансформатор ТМН-1600/35 не забезпечує надійного електропостачання в післяаварійному режимі.

Висновок: Приймаються до встановлення два трансформатори типу ТМН-2500/35 з регулюванням напруги під навантаженням, номінальною потужністю 2500 кВА кожен.

Таблиця 2.1.4 – Технічні характеристики трансформатора ТМН-2500/35.

Тип	Номинальна потужність, кВА	Сполучення напруг, кВ		Втрати, кВт		Напруга КЗ, %	Струм ХХ, %
		ВН	НН	ХХ	КЗ		
ТМН-2500/35	2500	35	6,3; 11	5,1	23,5	6,5	1,1

## 2.2 Модернізація первинної електричної схеми підстанції 35/10 кВ.

Головна схема електричних з'єднань підстанції являє собою комплексне рішення, що включає основне обладнання, системи збірних шин, комутаційні апарати та іншу первинну апаратуру з усіма між ними електричними зв'язками.

Вибір головної схеми є визначальним етапом при проектуванні електротехнічної частини підстанції, оскільки саме він формує остаточний склад елементів і структуру взаємозв'язків між ними. Обрана схема слугує базовою основою для розробки принципів схем електричних з'єднань, схем власних потреб, схем вторинних комутацій та монтажних креслень.

При виборі схеми електроустановки необхідно враховувати комплекс факторів:

- Значення та функціональну роль підстанції в енергосистемі;
- Конфігурацію та параметри напруги приєднаних мереж;
- Категорію надійності електропостачання споживачів;
- Перспективи розширення та етапи розвитку підстанції;
- Надійність експлуатації;
- Оперативну гнучкість мережі;
- Економічну ефективність реалізації.

Враховуючи, що до підстанції підходять дві лінії електропередачі напругою 35 кВ та заплановано встановлення двох силових трансформаторів, найбільш доцільним є застосування схеми моста з вакуумними вимикачами та ремонтною перемичкою на стороні ліній 35 кВ.

На стороні розподільного пристрою 10 кВ запропоновано використання комплектних комірок типу К-53 з вакуумними вимикачами викатного типу,

що замінять застарілі масляні апарати. Крім вимикачів, комірки комплектуються трансформаторами напруги, розрядниками, силовими запобіжниками, роз'єднувачами та трансформаторами власних потреб.

Орієнтовна однолінійна схема електропостачання газокompресорної станції до реконструкції наведена в графічних матеріалах (креслення).

### 2.3 Удосконалення електричної схеми підстанції.

Схеми типу "місток" знаходять ефективне застосування в електричних мережах, що характеризуються наявністю двох ліній електропередачі та двох силових трансформаторів. Існує кілька конструктивних рішень реалізації таких схем, які потребують детального аналізу.

Класичне виконання схеми моста передбачає використання віддільників (Рисунок 2.3.1, а, б).

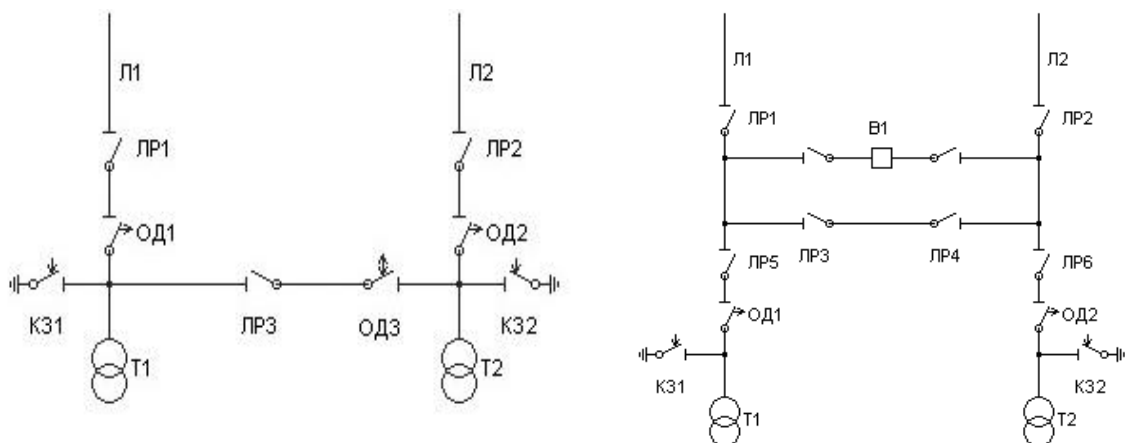


Рисунок 2.3.1 – Схеми містка;  
а) схема містка на віддільниках  
б) схема містка з вимикачем в перемичці

Конструктивно ця схема представляє собою два блоки "трансформатор-лінія", об'єднані на стороні вищої напруги спеціальною перемичкою (містком). У складі перемички монтуються роз'єднувач та двосторонній віддільник. У нормальному режимі експлуатації роз'єднувач знаходиться у включеному стані, а віддільник ОДЗ – у вимкненому, оскільки режим роботи двох ліній на один трансформатор через включену перемичку є неприпустимим. При виведенні трансформатора в ремонт видимий розрив ланцюга забезпечується роз'єднувачами ЛР1 (ЛР2) та ЛР3.

Статистика експлуатації показує, що аварійні відключення ліній електропередачі відбуваються значно частіше порівняно з трансформаторами. Саме в таких ситуаціях і використовується перемикач. Наприклад, при виникненні стійкого короткого замикання на лінії Л1, її відключення здійснюється вимикачем В1 (Рисунок 2.3.1, б) на живлячому кінці. Захист мінімальної напруги, що фіксує відсутність напруги у споживача, ініціює відключення вимикача на стороні низької напруги трансформатора з подальшим відключенням віддільника ОД1. Для відновлення роботи трансформатора Т1 після відключення лінії Л1 автоматично вмикається віддільник ОД3 у перемикачі з подальшим вмиканням вимикача на стороні низької напруги трансформатора.

Таким чином, на підстанції залишаються в роботі обидва трансформатори, включена перемикач та одне з відгалужень до лінії Л2. Релейний захист лінії Л2 повинен бути спеціально адаптований для коректної роботи в даному режимі.

Аналіз роботи схеми в різних режимах показує, що автоматичні комутації можливі лише за умови чіткої координації роботи всіх елементів системи. Наприклад, вмикання ОД3 заборонене при невідключених ОД1 або ОД2; відключення ОД1 або ОД2 можливе лише після відключення вимикачів на стороні низької напруги трансформаторів Т1 та Т2 та за відсутності напруги на лініях Л1, Л2; вмикання ОД3 неприпустиме при увімкнених К31 або К32. Дотримання цих умов забезпечується спеціалізованими системами блокувань.

У випадках, коли через шини підстанції здійснюється транзит потужності, доцільним є застосування схеми, представленої на Рисунку 2.3.1, б. У такій конфігурації перемикач обладнується вимикачем В1, а в ланцюгах трансформаторів передбачаються віддільники. Додатково монтується ремонтна перемикач з роз'єднувачами ЛР3, ЛР4, які шунтують вимикач. У нормальному режимі вимикач В1 увімкнений, а ремонтна перемикач розімкнута через роз'єднувач ЛР3 або ЛР4. Процес відключення

трансформатора аналогічний розглянутому вище. У разі пошкодження трансформатора Т1 вмикається короткозамикач КЗ1, відключається вимикач В1, а потім вимикач на лінії. Під час безструмової паузи відключається віддільник ОД1 з подальшим вмиканням вимикачів В1 та лінійного вимикача дією АПВ. Транзит потужності не порушується, а пошкоджений трансформатор відключається.

При пошкодженні на одній з ліній (наприклад, Л2) відключаються вимикачі В1 та лінійний вимикач. У разі неуспішного АПВ лінії відключається вимикач на стороні низької напруги трансформатора Т2 з подальшим вмиканням вимикача В1 дією АВР, що забезпечує відновлення електропостачання споживачів.

Для проведення ревізії вимикача В1 використовується перемичка ЛР3, ЛР4, через яку тимчасово здійснюється передача потужності.

Слід зазначити, що схеми моста на стороні 35 кВ, представлені на Рисунку 2.3.1. (а та б), які базуються на використанні віддільників та короткозамикачів, сьогодні вважаються морально застарілими і не застосовуються при будівництві сучасних трансформаторних підстанцій. Таким чином, подібні схеми є неприйнятними для реалізації в умовах сучасних вимог.

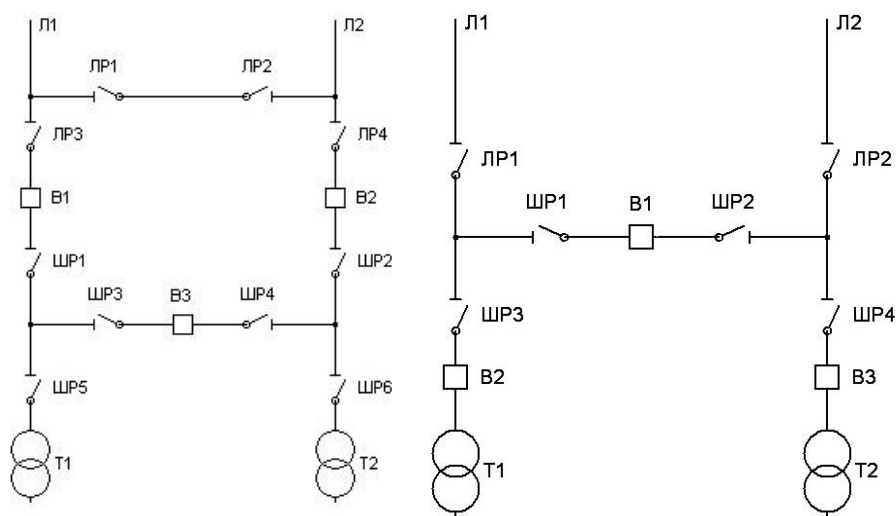


Рисунок 2.3.2 – Схеми містка з вимикачами;  
 а) перемичка в сторону трансформатора  
 б) перемичка в сторону ліній

### Аналіз та вибір оптимальної схеми моста.

Проведений аналіз варіантів виконання схем моста на стороні 35 кВ дозволив виключити з розгляду низку рішень. Зокрема, схема, представлена на рисунку 2.3.2, а, визнана неприйнятною, оскільки вона розрахована на організацію транзиту потужності, що не відповідає завданням проектованої підстанції. Конфігурація, зображена на рисунку 2.3.2, б, також має суттєвий недолік: у разі короткого замикання на одній з ліній відбувається відключення відповідного силового трансформатора, що призводить до роботи другого трансформатора в режимі перевантаження.

### Обрана схема та її характеристики.

Як оптимальне рішення запропоновано схему, представлену на рисунку 2.3.3.

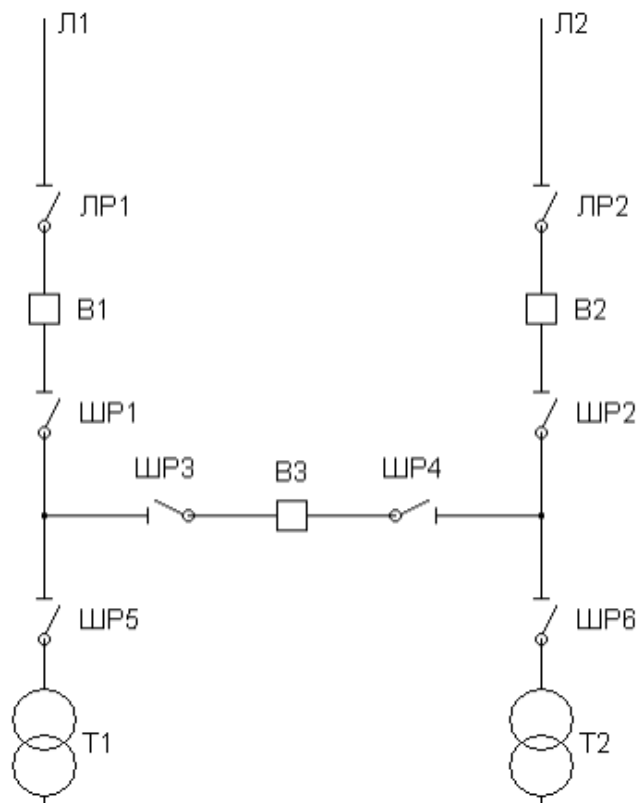


Рисунок 2.3.3 – Схема містка з вимикачами.

Її ключовою особливістю є використання трьох вимикачів (В1, В2, В3) для чотирьох приєднань. У нормальному режимі експлуатації вимикач В3, розташований у перемичці між лініями Л1 та Л2, знаходиться у відключеному стані.

Принцип роботи схеми полягає в наступному:

- При пошкодженні на лінії Л1 відключається вимикач В1. В результаті спрацювання автоматичного вводу резерву (АВР) вмикається вимикач В3. Це дозволяє зберегти в роботі обидва трансформатори (Т1 і Т2), забезпечивши зв'язок з енергосистемою через лінію Л2.
- У разі пошкодження в трансформаторі Т1 відключається вимикач на стороні 6 – 10 кВ (не показаний на схемі), а також вимикачі В1 і В3. Недоліком у цій ситуації є те, що лінія Л1, яка не пошкоджена, виявляється відключеною. Однак, враховуючи невисоку ймовірність аварійного відключення трансформаторів, з цим недоліком можна погодитися. Після відключення вимикачів В1, В3 та виведення в ремонт пошкодженого трансформатора, шляхом відключення роз'єднувача ШР5 і подальшого вмикання В1 та В3, нормальна робота лінії Л1 відновлюється.
- Більш істотним недоліком схеми є необхідність відключення ліній на весь час проведення ревізії вимикачів В1 або В2.

Планові відключення трансформатора виконуються аналогічно схемі блоку "трансформатор-лінія": відключається вимикач з боку 6 – 10 кВ трансформатора Т1, після чого роз'єднувачем ШР5 відключається струм намагнічування трансформатора (за умови, що це допустимо за його потужністю).

### **Переваги та альтернативи.**

Основною перевагою обраної схеми є економічність (три вимикачі на чотири приєднання) та простота. Конструкція розподільного пристрою також дозволяє в майбутньому здійснити перехід до інших схем при розширенні підстанції.

Альтернативний варіант схеми моста з перемичкою у бік ліній (рисунок 2.3.2, а) також був розглянутий, але відхилений. У такій конфігурації аварійне відключення лінії призводить до відключення непошкодженого

трансформатора. Оскільки аварійність ліній значно вища за аварійність трансформаторів, цей варіант застосовується переважно для коротких ліній або в кільцевих мережах, де відключення трансформатора не повинно порушувати цілісність кільця, що не відповідає умовам нашого завдання.

### Заходи підвищення надійності.

Для підвищення експлуатаційної надійності передбачено додаткову перемичку з двох роз'єднувачів (ЛР1, ЛР2), що дозволяє зберегти обидві лінії в роботі під час ревізії будь-якого з вимикачів (В1, В2, В3). У нормальному режимі один з роз'єднувачів (ЛР1) перемички відключений, а всі вимикачі включені. Процедура ревізії, наприклад, вимикача В1, передбачає попереднє вмикання ЛР1, після чого відключаються В1 та роз'єднувачі по обидві сторони вимикача. Недоліком цього режиму є те, що при короткому замиканні на одній з ліній відключиться вимикач В2, що призведе до знеструмлення обох ліній. Імовірність такого збігу подій зростає із збільшенням тривалості ремонтних робіт. Аналогічна процедура застосовується для ревізії вимикача В3.

## 2.4 Реконструкція функціональних елементів підстанції на стороні 35 кВ.

### Вибір обладнання для сторони 35 кВ.

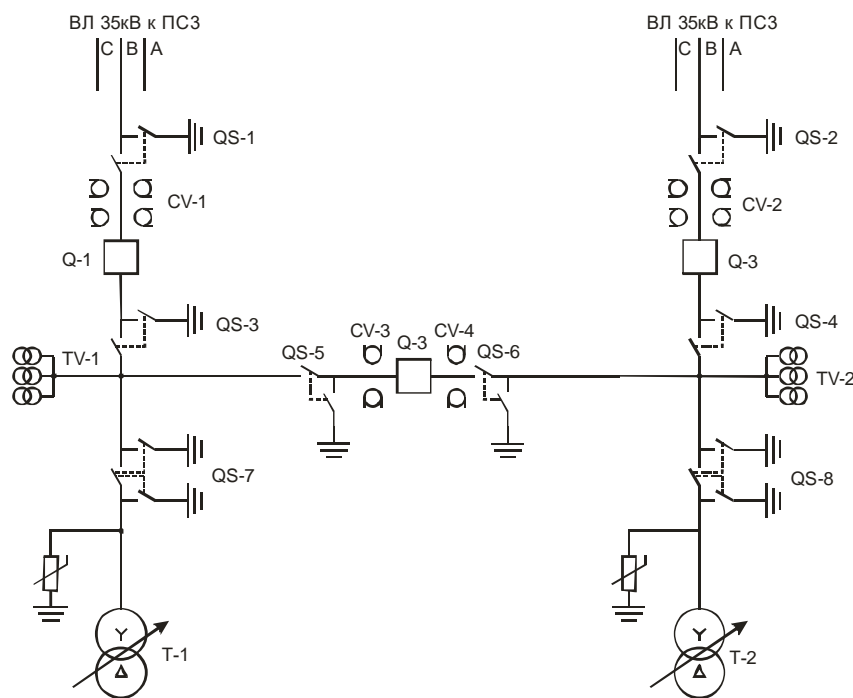


Рисунок 2.4.1 – Схема підстанції (сторона 35 кВ).

Обрана схема підстанції на стороні напруги 35 кВ включає наступні основні компоненти:

- Два силових трансформатори Т1 та Т2 марки ТМН-2500/35 (попередньо вибрані);
- Три вимикачі потужності Q1...Q3;
- Шість роз'єднувачів з одним заземлювальним ножем QS1...QS6;
- Два роз'єднувачі з двома заземлювальними ножами QS7 та QS8;
- Вимірювальні трансформатори струму та напруги;
- Нелінійні обмежувачі перенапруги (ОПН);
- Струмopровідні шини з'єднувальні.

Номінальна напруга всього обладнання становить  $U_{\text{ном}} = 35$  кВ.

### Розрахунок номінального струму.

Номінальний струм обладнання визначається за формулою:

$$I_{\text{ном}} = \frac{S_{4(35)}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (2.4.1)$$

Де  $S_{4(35)}$  – потужність, що протікає через апарати в найбільш важкому нормальному режимі. Такий режим виникає при відключенні одного з вимикачів (Q1 або Q2), коли через інший вимикач, що залишився в роботі, проходить все навантаження підстанції. Ця потужність, розрахована раніше, становить  $S_{4(35)} = 7,359$  МВА.

$$I_{\text{ном}} = \frac{7,359}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 10^3} = 121,4 \text{ А}$$

Отримане значення струму  $I_{\text{ном}} = 121,4$  А буде використано як розрахункове для подальшого вибору всього комутаційного та захисного обладнання на стороні 35 кВ.

#### 2.4.1 Вибір вимикачів потужності.

Для комутаційних приєднань Q1, Q2 та Q3 обрано вакуумні вимикачі потужності серії ВББ3-35-12,5-1000 зовнішньої установки. Зазначені апарати призначені для комутації електричних кіл у нормальних та аварійних режимах, а також для функціонування в стандартних циклах автоматичного повторного

вмикання (АПВ) у трифазних мережах змінного струму частотою 50 Гц та номінальною напругою 35 кВ.

Вимикачі відрізняються широким діапазоном експлуатаційних температур – від  $-60^{\circ}\text{C}$  до  $+55^{\circ}\text{C}$ , що дозволяє використовувати їх у різних кліматичних зонах. Апарати комплектуються електромагнітним приводом типу ПЭМ-1, розрахованим на живлення від джерела постійного струму.

Основні технічні параметри вимикачів:

- Номінальна напруга:  $U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$ ;
- Номінальний струм:  $I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$ ;
- Номінальний струм відключення:  $I_{\text{відкл.ном}} = 12,5 \text{ кА}$ ;
- Пікове значення наскрізного струму КЗ:  $I_{\text{наскр.макс}} = 35 \text{ кА}$ ;
- Струм термічної стійкості (за  $t_{\text{T}} = 3 \text{ с}$ ):  $I_{\text{T}} = 12,5 \text{ кА}$ ;
- Власний час відключення:  $t_{\text{вл.відкл}} \leq 0,04 \text{ с}$ ;
- Відносний вміст аперіодичної складової:  $\beta_{\text{н}} = 0,32$ ;
- Габаритні розміри:  $2470 \times 1810 \times 1100 \text{ мм}$ ;
- Маса: 650 кг.

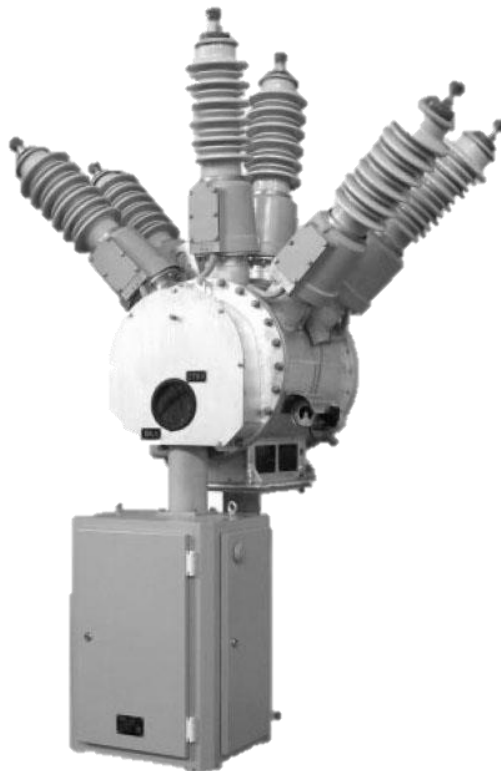


Рисунок 2.4.2 – Зовнішній вигляд вимикача.

Перевірка вимикачів за умовами експлуатації:

1. За номінальною напругою:

$$U_{\text{уст}} \geq U_{\text{ном}} \quad (2.4.1.1)$$

$$U_{\text{уст}} = U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$$

Умова виконується.

2. За максимальним робочим струмом:

$$I_{\text{роб.макс}} \leq I_{\text{ном}} \quad (2.4.1.2)$$

$$I_{\text{роб.макс}} = 121,4 \text{ А} \leq I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$$

Умова виконується.

3. За комутаційною здатністю на симетричний струм КЗ:

$$I_{\text{п}}(\tau) \leq I_{\text{відкл.ном}} \quad (2.4.1.3)$$

Де  $I_{\text{п}}(\tau)$  – діюче значення періодичної складової струму КЗ в момент часу  $\tau$  після початку розходження дугогасильних контактів. Оскільки в даному випадку цей час є дуже малим, то можемо прийняти що  $I_{\text{п}}(\tau) = I_{\text{п}} = 2,212 \text{ кА}$ .

$$I_{\text{п}}(\tau) = I_{\text{п}} = 2,212 \text{ кА} < I_{\text{відкл.ном}} = 12,5 \text{ кА}$$

Умова виконується.

4. За комутаційною здатністю на асиметричний струм КЗ:

Розрахунковий час:

$$\left( \sqrt{2} \cdot I_{\text{п}}(\tau) + i_a(\tau) \right) \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{відкл.ном}} \cdot (1 + \beta_{\text{ном}}) \quad (2.4.1.4)$$

Де  $i_a(\tau)$  – аперіодична складова струму КЗ в момент розходження контактів, а час  $\tau$  дорівнює:

$$\tau = t_{\text{рз.мін}} + t_{\text{вл.відкл}} \quad (2.4.1.5)$$

Де  $t_{\text{рз.мін}}$  – мінімальний час дії релейного захисту (прийmemo його рівним 3 с);

$t_{\text{вл.відкл}}$  – власний час відключення вимикача (0,04 с).

Отже, за формулою (2.4.1.5):

$$\tau = 3 + 0,04 = 3,04 \text{ с.}$$

А значення аперіодичної складової струму в момент часу  $\tau$  розраховується наступним чином:

$$i_a(\tau) = I_n(\tau) \cdot \exp\left(-\frac{0,01}{\tau}\right) \quad (2.4.1.6)$$

$$i_a(\tau) = 2,212 \cdot e^{-\frac{0,01}{3,04}} = 2,205, \text{ кА}$$

Тоді:

$$\begin{aligned} (\sqrt{2} \cdot 2,212 + 2,205) &\leq \sqrt{2} \cdot 12,5 \cdot (1 + 0,32); \\ 5,33 &< 23,33 \end{aligned}$$

Умова (2.4.1.4) виконується.

5. За електродинамічною стійкістю:

$$I_{уд} \leq I_{наскр.макс} \quad (2.4.1.7)$$

$$4,02 \text{ кА} < 35 \text{ кА.}$$

Умова виконується.

6. За термічною стійкістю:

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T \quad (2.4.1.8)$$

$$I_T^2 \cdot t_T = 12,5^2 \cdot 3 = 468,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{к_розн} = I_T^2 \cdot (t_{рз.мін} + t_{вл.відкл} + T_A) \quad (2.4.1.9)$$

$$B_{к_розн} = 2,212^2 \cdot (3 + 0,04 + 0,008) = 14,91 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

$$14,91 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 468,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Умова (2.4.1.8) виконується.

## 2.4.2 Вибір роз'єднувачів.

Для комутаційних приєднань QS1...QS6 обрано роз'єднувачі марки РД32-35/1000 УХЛ1, які виготовлені на Рівненському заводі високовольтної апаратури. Конструкція апаратів передбачає дві колонки та один заземлювальний ніж. Клас ізоляції відповідає умовам експлуатації в умовно чистій атмосфері. Кліматичне виконання УХЛ1 призначене для помірно холодного клімату (1-а зона). Ізоляція виконана з фарфору.

Призначення та конструктивні особливості:

- Призначені для комутації знеструмлених ділянок мережі 35 кВ частотою 50 Гц;
- Забезпечують функцію заземлення відключених ділянок за допомогою заземлювальних ножів;
- Виготовляються у однополюсному виконанні;
- Можуть комплектуватися в триполюсні, двополюсні та однополюсні апарати з керуванням від приводу типу ПР-20.

Умови експлуатації:

- Температурний діапазон: від  $+40^{\circ}\text{C}$  до  $-60^{\circ}\text{C}$ ;
- Атмосферні умови: умовно чиста атмосфера типу I;
- Максимальна швидкість вітру: 34 м/с (без ожеледі), 15 м/с (при товщині льоду до 10 мм);
- Максимальна висота над рівнем моря: 1000 м.

Технічні параметри:

- Номінальна напруга:  $U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$ ;
- Номінальний струм:  $I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$ ;
- Струм електродинамічної стійкості:  $I_{\text{наскр.макс}} = 50 \text{ кА}$ ;
- Струм термічної стійкості (за  $t_{\tau} = 3 \text{ с}$ ):  $I_{\text{T}} = 20 \text{ кА}$ ;
- Габаритні розміри:  $754 \times 430 \times 1030 \text{ мм}$ ;
- Маса: не більше 85 кг;

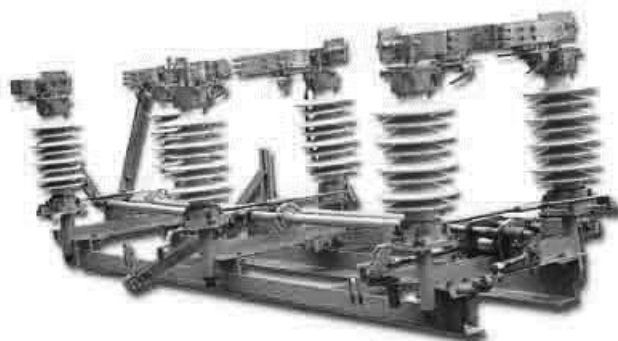


Рисунок 2.4.3 – Зовнішній вигляд роз'єднувача.

Перевірка відповідності вимогам:

1. За номінальною напругою (див. вираз (2.4.1.1)):

$$U_{\text{уст}} = U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$$

Умова виконується.

2. За робочим струмом (див. вираз (2.4.1.2)):

$$I_{\text{роб.макс}} = 121,4 \text{ А} < I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$$

Умова виконується.

3. За електродинамічною стійкістю (див. вираз (2.4.1.7)):

$$I_{\text{уд}} = 4,02 \text{ кА} < I_{\text{наскр.макс}} = 50 \text{ кА}$$

Умова виконується.

4. За термічною стійкістю (див. вирази (2.4.1.8) та (2.4.1.9)):

$$I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Розрахункове значення теплового імпульсу  $B_{\text{К-РОЗР}}$  знайдено у п. 2.4.1 і складає  $B_{\text{К-РОЗР}} = 14,91 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ .

Отже,

$$B_{\text{К-РОЗР}} = 14,91 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Умова виконується.

5. За конструктивним виконанням:

Обрано апарати з одним заземлювальним ножем.

Отже вибираємо роз'єднувачі QS7 і QS8 марки РД32-35/1000 УХЛ1.

### **2.4.3 Вибір приладів обліку та контролю електроенергії.**

Для організації системи обліку електроенергії (активної та реактивної) обрано трифазні багатофункціональні лічильники серії «Каскад». Зазначені прилади є багатотарифними та забезпечують можливість обліку електроенергії за чотирма різними тарифними планами. Додатковим функціоналом лічильників є вимірювання сили струму, напруги та потужності.

Технічні характеристики лічильників:

- Споживана потужність (на одну фазу):
  - У ланцюзі струму: не більше 0,5 ВА;

- У ланцюзі напруги: не більше 2 ВА (активна складова 1 Вт,  $\cos \varphi = 0,5$ ); Реактивна складова:  $Q = \sqrt{S^2 - P^2} = \sqrt{2^2 - 1^2} = 1,732$  ВА.
- Клас точності:
  - Для активної енергії:  $0,5 \cdot S$  (відповідно до вимог ГОСТ 30206-94);
  - Для реактивної енергії: 0,5.

Для здійснення оперативних вимірювань обрано:

Амперметр типу Є-378 з потужністю споживання обмотки 0,1 ВА у номінальному режимі  
 Вольтметр типу Є 335 з потужністю споживання 2 Вт.

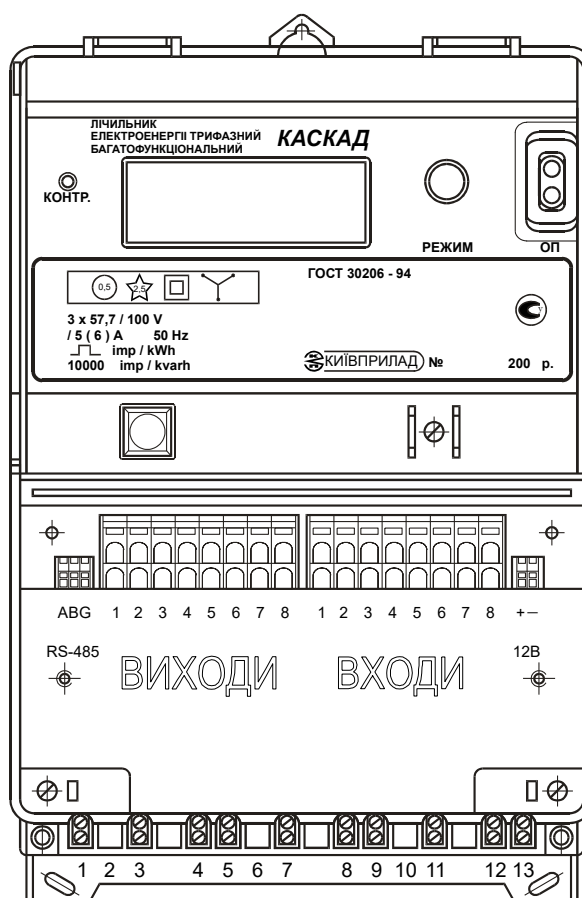


Рисунок 2.4.4 – Зовнішній вигляд лічильника «Каскад».

#### 2.4.4 Вибір трансформаторів струму.

Обираємо трансформатори струму за наступними умовами:

- За номінальною напругою (див. вираз (2.4.1.1)):

$$U_{уст} = U_{ном} = 35 \text{ кВ.}$$

- По номінальному первинному струму:

$$I_{\text{роб.макс}} \leq I_{\text{Н1}} \quad (2.4.4.1)$$

- По номінальному вторинному струму:

$$I_{\text{Н2}} = 5 \text{ А}$$

- По електродинамічній стійкості:

$$\sqrt{2} \cdot I_{\text{Н1}} \cdot K_{\text{д}} \geq I_{\text{уд}} \quad (2.4.4.2)$$

Де  $K_{\text{д}}$  – кратність струму динамічної стійкості:

$$K_{\text{д}} = \frac{I_{\text{макс}}}{(\sqrt{2})} \cdot I_{\text{Н1}} \quad (2.4.4.3)$$

Де  $I_{\text{макс}}$  – струм динамічної стійкості трансформатора струму.

- По термічній стійкості:

$$(K_{\text{т}} \cdot I_{\text{Н1}})^2 \cdot t_{\text{т}} \geq (I_{\text{к}}^{(3)})^2 \cdot t_{\text{к}} \quad (2.4.4.4)$$

Де  $K_{\text{т}}$  – кратність струму термічної стійкості:

$$K_{\text{т}} = \frac{I_{\text{т}}}{I_{\text{Н1}}} \quad (2.4.4.5)$$

Де  $I_{\text{т}}$  – струм термічної стійкості трансформаторів струму.

За класом точності у відповідності з приєднувальними приладами.

Перевірку трансформаторів струму на необхідний клас точності виконують для найбільш навантаженої фази у вторинній обмотці. За розрахункову фазу рекомендується приймати фазу “А”;

- По опорі навантаження вторинної обмотки:

$$Z_{\text{Н2}} \geq Z_2 \quad (2.4.4.6)$$

Для вимикачів потужності марки ВББ3-35-12,5-1000, на зовнішній стороні ввідної втулки розташований блок вбудованих трансформаторів струму (CV1...CV4).

Обрано вбудовані трансформатори струму з наступними параметрами:

- Номінальна напруга:  $U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$ ;
- Номінальний первинний струм:  $I_{\text{ном1}} = 150 \text{ А}$ ;
- Номінальний вторинний струм:  $I_{\text{ном2}} = 5 \text{ А}$ ;
- Номінальне вторинне навантаження:

- Вимірювальної обмотки:  $S_{\text{ном.вим}} = 30 \text{ ВА}$ ;
- Захисної обмотки:  $S_{\text{ном.зах}} = 30 \text{ ВА}$ ;
- Струми термічної та електродинамічної стійкості відповідають параметрам вимикача.

Перевірка обраних трансформаторів струму:

1. За номінальною напругою:

$$U_{\text{уст}} = U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$$

Умова виконується.

2. За номінальним первинним струмом:

$$I_{\text{роб.макс}} = 121,4 \leq I_{\text{н1}} = 150 \text{ А}$$

Умова виконується.

3. За номінальним вторинним струмом:

$$I_{\text{н2}} = 5 \text{ А}$$

Стандартне значення.

4. За електродинамічною та термічною стійкістю:

Оскільки трансформатори струму вбудовані у вимикач, ці умови виконуються автоматично, що підтверджено перевітками у пунктах 2.4.1.7 та 2.4.1.8 для вимикача.

5. За опором навантаження вторинної обмотки:

$$Z_{\text{н2}} \geq Z_2$$

$$Z_{\text{н2}} = \frac{S_2}{I_{\text{н2}}^2} \tag{2.4.4.7}$$

$$Z_{\text{н2}} = \frac{30}{5^2} = 1,2 \text{ Ом}$$

Перевірку виконуємо окремо для вимірювального та захисного кіл.

Вимірювальне коло:

Опір вторинного кола  $Z_2$  включає опір приладів ( $Z_{\text{прил}}$ ), опір проводів ( $Z_{\text{пров}}$ ) та опір контактних з'єднань ( $Z_{\text{конт}}$ ):

$$Z_2 = Z_{\text{прил}} + Z_{\text{пров}} + Z_{\text{конт}} \tag{2.4.4.8}$$

- Опір приладів ( $Z_{\text{прил}}$ ):

До кола підключені струмова обмотка лічильника «Каскад» (0,5 ВА) та амперметр (0,1 ВА).

$$Z_{\text{прил}} = \frac{S_{\text{прил}}}{I_{\text{н2}}^2} \quad (2.4.4.9)$$

$$Z_{\text{прил}} = \frac{(0,5 + 0,1)}{5^2} = 0,024 \text{ Ом}$$

- Опір контактів ( $Z_{\text{конт}}$ ):

Приймаємо 0,05 Ом для двох приладів, оскільки число приладів, підключених до вторинної обмотки ТС, дорівнює двом.

- Опір проводів ( $Z_{\text{пров}}$ ):

Визначаємо максимально допустимий опір:

$$Z_{\text{пров}} = r_{\text{пров}} = Z_{2_{\text{ном}}} - Z_{\text{прил}} - Z_{\text{конт}} = Z_{2_{\text{ном}}} - r_{\text{прил}} - r_{\text{конт}} \quad (2.4.4.10)$$

$$r_{\text{пров}} = 1,2 - 0,024 - 0,05 = 1,126 \text{ Ом}$$

- Далі приблизно оцінюємо переріз з'єднувальних проводів:

$$S = \frac{\rho \cdot I_{\text{розр}}}{r_{\text{пров}}} \quad (2.4.4.11)$$

Де  $\rho$  – питомий опір матеріалу проводу (приймаємо в якості матеріалу проводу мідь, її питомий опір складає 0,017 Ом · мм<sup>2</sup>/м);

$I_{\text{розр}}$  – розрахункова довжина з'єднувальних проводів, яка залежить від схеми з'єднання ТС та від відстані  $l$  від ТС до щита з приладами.

При схеми «неповна зірка» та відстані до щита приладів  $l = 30$  м:

$$I_{\text{розр}} = \sqrt{3} \cdot l \quad (2.4.4.12)$$

$$I_{\text{розр}} = \sqrt{3} \cdot 30 = 51,96 \text{ м}$$

$$S = \frac{0,017 \cdot 51,96}{1,126} = 0,784 \text{ мм}^2$$

З умов механічної міцності мінімальний переріз мідного проводу становить 2,5 мм<sup>2</sup>. Приймаємо  $S = 2,5$  мм<sup>2</sup>.

- Тоді фактичний опір проводів:

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,017 \cdot 51,96}{2,5} = 0,353 \text{ Ом}$$

Що менше ніж максимально допустиме значення, розраховане за формулою (2.4.4.10) (1,126 Ом).

Таким чином, умова (2.4.4.6) виконується, тому що:

$$0,05 + 0,024 + 0,353 = 0,427 \text{ Ом} < 1,2 \text{ Ом}$$

- Захисне коло:

Опір цього вторинного кола складається з приладів, які є комплектними з вимикачем і трансформаторами струму розрахованих для цих приладів, а отже ця умова виконується.

### 2.4.5 Вибір трансформаторів напруги.

Вибір трансформаторів напруги здійснюється за двома основними умовами: за номінальною напругою та за номінальною вторинною потужністю.

- За номінальною напругою:

$$U_{\text{уст}} = U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$$

Умова виконується.

- За номінальною вторинною потужністю:

$$S_{\text{н2}} \geq S_2 \quad (2.4.5.1)$$

Де  $S_2$  – вторинне навантаження, що визначається за формулою:

$$S_2 = \sqrt{\left(\sum P_{\text{прил}}\right)^2 + \left(\sum Q_{\text{прил}}\right)^2} \quad (2.4.5.2)$$

Де  $\sum P_{\text{прил}}$  та  $\left(\sum Q_{\text{прил}}\right)^2$  – сумарна активна та реактивна потужність, що споживається приладами, підключеними до вторинної обмотки трансформатора напруги (втрати потужності у провідниках та контактних з'єднаннях не враховуються). Для нашого випадку таких приладів лише три – це лічильник електроенергії «Каскад» (до вторинної обмотки ТН приєднана обмотка напруги цього приладу, яка споживає потужність 2 ВА (1 Вт і 1,732 ВА)); вольтметр Є335 (споживана потужність – 2 Вт (реактивної потужності не споживає)) та пристрій релейного захисту МРЗС-05 (споживає 0,5 ВА, відомості про  $\cos(\varphi)$

відсутні, тому припустимо, що він дорівнює 0,5, як і у лічильника «Каскад»)).

По класу точності. Клас точності при розрахунковому навантаженні повинен відповідати найвищому класу точності приєднувальних приладів. Кожен з шести однофазних трансформаторів напруги, поділених на дві групи (VT1 та VT2) вибираємо марки 2хНОМ-35-66У1 виготовлений Запорізьким заводом високовольтної апаратури.

Параметри трансформаторів цієї марки:

- Номінальна напруга первинної обмотки:  $U_{1\text{НОМ}} = 63\sqrt{3}$  кВ.
- Номінальна напруга вторинної обмотки (основної):  $U_{2\text{НОМ-ОСН}} = 100$  В.
- Номінальна напруга вторинної обмотки (додаткової):  $U_{2\text{НОМ-ДОД}} = 100$  В.
- Номінальне навантаження основної вторинної обмотки:  $S_{2\text{НОМ-ОСН}} = 400$  ВА.
- Габаритні розміри, м:
  - висота: 1,65;
  - довжина: 0,63;
  - ширина: 0,68.

Перевірка обраних трансформаторів:

- За номінальною напругою:

$$63\sqrt{3} = 36,37 \text{ кВ} > 35 \text{ кВ}$$

Умова (2.4.5.1) виконується.

- За навантаженням вторинного кола:

$$\begin{aligned} S_2 &= \sqrt{(2 + 1 + 0,5 \cdot 0,5)^2 + (1,732 + 0,5 \cdot \sqrt{1 - 0,5^2})^2} = \\ &= \sqrt{10,5625 + 4,687} = 3,9 \text{ ВА} < 400 \text{ ВА}. \end{aligned}$$

Отже умова (2.4.5.2) виконується.

#### 2.4.6 Вибір обмежувачів перенапруги.

Обрано нелінійні обмежувачі перенапруги марки РВС-35 з фарфоровою ізоляцією. Кліматичне виконання УХЛ1 призначене для експлуатації в умовах помірно холодного клімату.

Основні технічні характеристики ОПН:

- Клас напруги: 35 кВ;
- Найбільша допустима напруга:  $U_{н.д.} = 40,5$  кВ;
- Номінальна напруга:  $U_{ном} = 50,6$  кВ;
- Номінальний розрядний струм:  $I_p = 10$  кА;
- Залишкова напруга при комутаційному струмі 125 А:  $U_{ост} = 96$  кВ;
- Залишкова напруга при номінальному розрядному струмі 0,5 кА:  $U_{остгр} = 101,3$  кВ.



Рисунок 2.4.5 – Зовнішній вигляд ОПН.

Перевірка обраних обмежувачів перенапруги:

- За номінальною напругою (див. вираз 2.4.1.1)):

$$U_{н.д.} \geq U_{ном} \quad (2.4.6.1)$$

Де  $U_{н.д.}$  – найбільша допустима напруга ОПН.

$$40,5 \text{ кВ} > 35 \text{ кВ}$$

Умова виконується.

- За рівнем тимчасових перенапруг:

Рівень тимчасових перенапруг повинен бути меншим максимального значення напруги промислової частоти, що витримує ОПН за час  $t$ :

$$T \cdot U_{н.д} \geq U_{пер} \quad (2.4.6.2)$$

Де  $U_{пер}$  – рівень квазістаціонарних перенапруг (ферорезонансні перенапруги, резонансний зсув нейтралі);

$$U_{пер} = T \cdot \frac{U_{\phi}}{\sqrt{3}} \quad (2.4.6.3)$$

$T$  – кратність перенапруги.

Для даного ОПН  $T = 2,6$  при  $t = 1$  с:

$$U_{пер} = 2,6 \cdot \frac{35}{\sqrt{3}} = 52,539 \text{ кВ.}$$

З вольт-часової характеристики визначаємо кратність перенапруги  $T = 1,52$ :

$$1,52 \cdot 40,5 = 61,56 \text{ кВ}$$

$$61,56 \text{ кВ} > 52,539 \text{ кВ}$$

Умова виконується.

- За захисним координаційним інтервалом за грозовими впливами:

$$A_{гр} = \frac{U_{випр} - U_{остгр}}{U_{остгр}} > (0,2 - 0,25) \quad (2.4.6.4)$$

Де  $U_{випр}$  – рівень грозового випробувального імпульсу. Для захисту трансформаторів на стороні 35 кВ  $U_{випр} = 200$  кВ;

$U_{остгр}$  – напруга, що залишається на ОПН при номінальному розрядному струмі;

$$A_{гр} = \frac{200 - 101,3}{101,3} = 0,974 > (0,2 - 0,25)$$

Умова (2.4.6.4) виконується.

- За захисним координаційним інтервалом за внутрішніми перенапругами:

$$A_{\text{вн}} = \frac{U_{\text{доп}} - U_{\text{ост}}}{U_{\text{ост}}} > (0,15 - 0,25) \quad (2.4.6.5)$$

Де  $U_{\text{доп}}$  – допустимий рівень внутрішніх перенапруг.

Для класу напруги 35 кВ  $U_{\text{доп}} = 140,6$  кВ;

$U_{\text{ост}}$  – напруга, що залишається на ОПН при комутаційному імпульсі.

$$A_{\text{вн}} = \frac{140,6 - 96}{96} = 0,465 > (0,15 - 0,25)$$

Умова (2.4.6.5) виконується.

- За умовою вибухобезпечності:

$$I_{\text{кз}}^{(3)} \leq I_{\text{вз.без}} = I_{\text{ном}} \quad (2.4.6.6)$$

$$2,212 \text{ кА} < 10 \text{ кА}$$

Умова (2.4.6.6) виконується.

## **2.5 Удосконалення функціональних елементів підстанції на стороні 10 кВ.**

Схема розподільчого пристрою напругою 10 кВ, розташовано в капітальному приміщенні, наведена у додатку. Загальна кількість комірок становить 18 одиниць, які поділяються за функціональним призначенням:

- Вводи ліній – 12 комірок;
- Вводи від силових трансформаторів – 2 комірочки;
- Вимірювальні трансформатори напруги – 2 комірочки;
- Секційні вимикачі – 2 комірочки.

Для комплектації розподільного пристрою обрано комірочки марки К-54 виробництва «Рівненський завод високовольтної апаратури». Комплектний розподільчий пристрій (КРПЗ) напругою 10 кВ призначений для прийому та розподілу електроенергії змінного трифазного струму промислової частоти 50 Гц.

Конструкція шаф КРПЗ К-63 передбачає роботу в приміщенні (кліматичне виконання УЗ). Важливою особливістю комірок є можливість їх комплектації апаратурою різних виробників.

Подальший вибір обладнання для зазначених комірок виконується з урахуванням номінальної напруги 10 кВ. Номінальні струми будуть різнитися залежно від функціонального призначення комірок.

### 2.5.1 Комірка вводу лінії.

Для організації введів ліній на підстанції передбачено 8 комірок. Розрахунковий струм, що протікатиме через апарати кожної комірки, визначається за формулою:

$$I_{\text{ном}} = I_{L(10)} = \frac{S_{L(10)}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (2.5.1.1)$$

Де  $S_{L(10)}$  – потужність у найбільш важкому нормальному режимі. Враховуючи, що максимальне навантаження на одну комірку напругою 10 кВ не повинно перевищувати 1 МВА, а загальна кількість комірок становить 8, розподіл навантаження буде наступним:

$$S_{L(10)} = \frac{7,1}{8} = 0,887 \text{ МВА}$$

$$I_{\text{ном}} = I_{L(10)} = \frac{0,887 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3} = 51,21 \text{ А}$$

Конструкція комірки вводу лінії включає наступні апарати (рис. 2.5.1):

- Вимикач потужності;
- Трансформатори струму;
- Заземлювальний ніж.

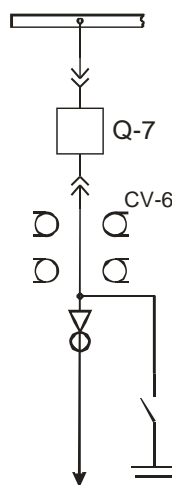


Рисунок 2.5.1 – Схема комірки вводу лінії.

Проведемо вибір апаратів для даної комірки

### 2.5.2 Вибір вимикачів потужності.

Обрано вакуумні вимикачі серії ВВ/TEL-10-12.5/630-У2-45 (Q7, Q8, Q10, Q11, Q13, Q14, Q16, Q17). Апарати призначені для експлуатації в комплектних розподільчих пристроях внутрішньої та зовнішньої установки класу напруги до 20 кВ у трифазних мережах змінного струму 50 Гц з ізолюваною або глухо заземленою нейтраллю. Кліматичне виконання У2 відповідає умовам помірного клімату (2-га зона).

Технічні параметри вимикачів:

- Номінальна напруга:  $U_{\text{ном}} = 10$  кВ
- Номінальний струм:  $I_{\text{ном}} = 630$  А
- Номінальний струм відключення:  $I_{\text{відкл.ном}} = 12,5$  кА
- Пікове значення наскрізного струму КЗ:  $I_{\text{наскр.макс}} = 32$  кА
- Струм термічної стійкості (за  $t_{\text{T}} = 3$ с):  $I_{\text{T}} = 12,5$  кА
- Власний час відключення:  $t_{\text{вл.відкл}} \leq 0,055$  с
- Відносний вміст аперіодичної складової:  $\beta_{\text{H}} = 0,40$
- Маса: 35 кг



Рисунок 2.5.2 – Зовнішній вигляд вимикача.

Перевірка вимикачів за умовами експлуатації:

- За номінальною напругою (умова 2.4.1.1):

$$U_{\text{уст}} = U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$$

- За максимальним робочим струмом (умова 2.4.1.2):

$$51,21 < 630 \text{ А}$$

- За комутаційною здатністю на симетричний струм КЗ:

За діюче значення періодичної складової струму КЗ  $I_{\Pi}(\tau)$  беремо розраховане з 1-го пункту, значення струму короткого замикання  $I_{\text{кз}}^{(3)}$ , яке рівне 4,304 кА.

Отже, умова (2.4.1.3) виконується, адже  $(4,304 < 12,5 \text{ кА})$ .

- За комутаційною здатністю на асиметричний струм КЗ (пункт 2.4.1.4):

$$\tau = 3 + 0,055 = 3,055 \text{ с.}$$

$$I_a(\tau) = 4,304 \cdot e^{\frac{-0,01}{3,055}} = 4,29 \text{ кА}$$

$$(\sqrt{2} \cdot 4,304 + 4,29) \leq \sqrt{2} \cdot 12,5 \cdot (1 + 0,4)$$

$$10,377 < 24,749$$

Умова (2.4.1.4) виконується.

- За електродинамічною стійкістю:

Значення ударного струму  $I_{\text{уд2}}^{(3)}$  було розраховано в пункті 1 та становить 9,24 кА. Отже, умова (2.4.1.7) виконується, тому що  $9,24 < 32 \text{ кА}$ .

- За термічною стійкістю (див. вираз 2.4.1.8):

$$I_T^2 \cdot t_T = 12,5^2 \cdot 3 = 468,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{\text{к,розр}} = 4,304^2 \cdot (3 + 0,055 + 0,015) = 56,87 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Як бачимо, умова (2.4.1.8) виконується, тому що:

$$56,87 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 468,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

### 2.5.3 Вибір та перевірка трансформаторів струму для комірок вводу лінії.

Попередньо прийнято рішення про використання трансформаторів струму внутрішньої установки марки ТЛК-10-6-УЗ для приєднань CV5, CV6, CV8, CV9, CV11, CV12, CV14 та CV15. Цей тип апаратури розрахований на

роботу в мережах номінальною напругою 10 кВ. Кліматичне виконання УЗ забезпечує коректну роботу в умовах помірного клімату третьої зони.

Призначення та основні параметри:

- Призначені для передачі інформації вимірювальним приладам та пристроям релейного захисту.
- Забезпечують гальванічну розв'язку вторинних кіл від високої напруги.
- Номінальна напруга:  $U_{\text{ном}} = 10$  кВ
- Діапазон первинних струмів: від 20 А до 1500 А (обрано  $I_{\text{ном}} = 100$  А)
- Номінальний вторинний струм:  $I_{2\text{ном}} = 5$  А
- Потужність вторинних обмоток:  $S_{\text{ном.вимір}} = 10$  ВА,  $S_{\text{ном.зах}} = 10$  ВА
- Струм термічної стійкості:  $I_{\text{T}} = 10$  кА (час протікання  $t_{\text{T}} = 3$  с)
- Струм електродинамічної стійкості:  $I_{\text{макс}} = 52$  кА

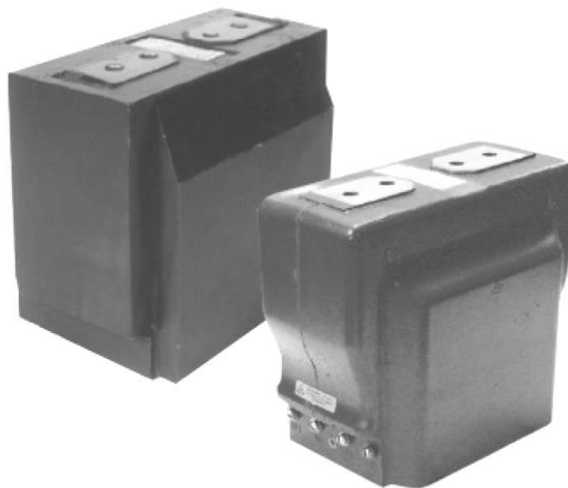


Рисунок 2.5.3 – Зовнішній вигляд трансформатора струму ТЛК-10.

Виконуємо перевірку ТС за умовами 1 – 7 п. 2.4.4:

- По номінальній напрузі:

$$U_{\text{уст}} = U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ.}$$

- По номінальному первинному струму:

$$I_{\text{роб.макс}} = 51,21 \text{ А} \leq I_{\text{н1}}$$

Номінальний первинний струм рівний 100 А.

- По номінальному вторинному струму:

$$I_{H2} = 5 \text{ A}$$

- По електродинамічній стійкості:

$$52 \text{ кА} > 9,24 \text{ кА}$$

Умова (2.4.1.7) виконується.

- По термічній стійкості:

$$(10)^2 \cdot 3 = 300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Розрахункове значення теплового імпульсу  $B_{\text{к_розр}}$  знайдено в п. 2.4.4.4 та становить  $B_{\text{к_розр}} = 56,87 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ .

Отже,

$$56,87 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Умова (2.4.1.8) виконується.

- По опорі навантаження вторинної обмотки.

За формулою (2.4.4.7) записуємо:

$$Z_{H2} = \frac{10}{5^2} = 0,4 \text{ Ом}$$

Перевірку умови (2.4.4.7) виконуємо окремо для двох вторинних кіл:

- Вимірювальне коло.

Опір вторинного вимірювального кола трансформатора струму  $Z_2$  включає в себе опір приладу обліку електроенергії та опір амперметра ( $Z_{\text{прил}}$ ), вони такої ж марки які вибрані в пункті 2.4.4, опір провідників, які з'єднують вторинну обмотку трансформатора струму з цими приладами ( $Z_{\text{пров}}$ ), а також опір контактних з'єднань ( $Z_{\text{конт}}$ ).

Оскільки опір  $Z_{\text{прил}}$  фактично дорівнює сумі двох опорів: опір струмової обмотки багатофункціонального лічильника електроенергії «Каскад», яка споживає потужність 0,5 ВА; та опір обмотки амперметра (формула 2.4.4.9).

За формулою (2.4.4.9) записуємо:

$$Z_{\text{прил}} = \frac{(0,5 + 0,1)}{5^2} = 0,024 \text{ Ом}$$

Опір контактних з'єднань  $Z_{\text{конт}}$  прийнято рівним 0,05 Ом, до вторинної обмотки ТС підключено два прилади.

Тоді, знаючи величину  $Z_{\text{н2}}$ , визначаємо допустимий максимальний опір з'єднувальних дротів (формула 2.4.4.10):

$$r_{\text{пров}} = 0,4 - 0,024 - 0,05 = 0,326 \text{ Ом}$$

Оцінюємо переріз з'єднувальних дротів (формула 2.4.4.11):

$$I_{\text{розр}} = \sqrt{3} \cdot 10 = 17,32 \text{ м}$$
$$S = \frac{0,017 \cdot 17,32}{0,326} = 0,903 \text{ мм}^2$$

За умовою механічної міцності мінімальний допустимий переріз мідного проводу має бути 2,5 мм<sup>2</sup>, тоді приймаємо такий переріз.

Опір з'єднувальних дротів буде рівним:

$$r_{\text{пров}} = (0,017 \cdot 17,32) / 2,5 = 0,118 \text{ Ом}$$

Отримане значення менше ніж максимально допустиме значення, визначене за формулою (2.4.4.10) яке становить 0,326 Ом.

Отже, умова (2.4.4.6) виконується, адже:

$$0,05 + 0,024 + 0,118 = 0,192 \text{ Ом} < 0,4 \text{ Ом}$$

- **Захисне коло:**

Опір цього вторинного кола складається лише із опору мікропроцесорного пристрою релейного захисту, автоматики та контролю МРЗС-05. У технічній документації на цей пристрій вказано, що він споживає не більше ніж 0,5 ВА на фазу (при номінальному струмі ТС в 5 А), тому запишемо:

$$Z_{\text{прил}} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом}$$

Опір контактів і опір з'єднувальних дротів було розраховано раніше.

Отже перевіряємо умову (2.4.4.6):

$$0,05 + 0,02 + 0,118 = 0,188 \text{ Ом} < 0,4 \text{ Ом}$$

Умова виконується.

## 2.5.4 Комірки вводу від силових трансформаторів та секційного вимикача.

Конструктивне виконання комірок вводу від силових трансформаторів та секційного вимикача є аналогічним, що дозволяє використовувати однакові комплекси апаратів. Розрахункове значення струму, що протікатиме через комутаційні апарати, визначається за формулою:

$$I_{\text{ном}} = \frac{S_{(10)}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (2.5.2.1)$$

Де  $S_{(10)}$  – граничне значення потужності, що може передаватися через апарати в найбільш навантаженому нормальному режимі. Для розрахунків приймається максимально можливе значення потужності:

$$I_{\text{ном}} = \frac{7,1 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3} = 410 \text{ А}$$

Структурний склад комірок включає наступні апарати (рис. 2.5.4):

- Вимикач потужності;
- Трансформатори струму;
- Заземлювальний ніж.

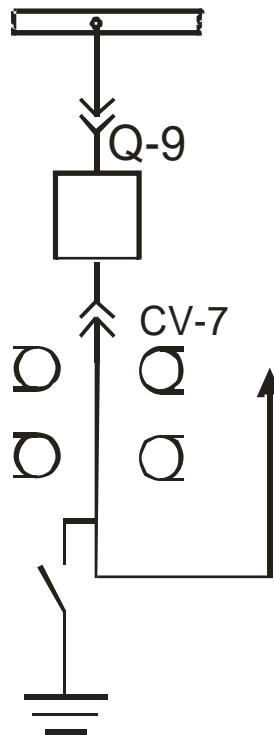


Рисунок 2.5.4 – Схема комірки вводу від силових трансформаторів.

Вибір вимикачів потужності:

Для комутаційних приєднань Q11 та Q12 обрано вимикачі серії ВВ/TEL-10-12.5/1000-У2-45, аналогічні раніше вибраним апаратам (див. п. 4.5.1).

Перевірка за умовою номінального струму підтверджує їх придатність:

$$410 \text{ А} < 1000 \text{ А}.$$

Умова (2.4.1.2) виконується.

Вибір трансформаторів струму:

Для приєднань CV7 та CV13 прийнято трансформатори струму марки ТЛК-10-6-У3.

Основні технічні характеристики обраного ТС:

- Номінальна напруга:  $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
- Діапазон первинних струмів: 20 – 1500 А (обрано  $I_{\text{ном}} = 600 \text{ А}$ )
- Вторинний струм:  $I_{2\text{ном}} = 5 \text{ А}$
- Потужність вторинних обмоток:  $S_{\text{ном.вимір}} = 10 \text{ ВА}$ ,  $S_{\text{ном.зах}} = 10 \text{ ВА}$
- Параметри стійкості:  $I_{\text{T}} = 31,5 \text{ кА}$  (час  $t_{\text{T}} = 3 \text{ с}$ ),  $I_{\text{макс}} = 81 \text{ кА}$

Результати перевірки ТС за умовами 1-7 п. 2.5.1:

- Номінальна напруга:  $U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$  – відповідність підтверджено.
- Номінальний струм:  $410 \text{ А} \leq 600 \text{ А}$  – умова виконується.
- Вторинний струм: 5 А – стандартне значення.
- Електродинамічна стійкість:  $81 \text{ кА} > 9,24 \text{ кА}$  – вимога забезпечена.
- Термічна стійкість:  $2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 56,87 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$  – умова дотримана.

### **2.5.5 Комірка вимірювального трансформатора напруги.**

На підстанції передбачено встановлення двох комірок цього типу. Кількість вимірювальних трансформаторів напруги на стороні 10 кВ визначається кількістю силових трансформаторів або ж кількістю секцій розподільного пристрою РП-10 кВ. Значення струму, що протікатиме через апарати комірки, було визначено раніше в пункті 2.5.1.

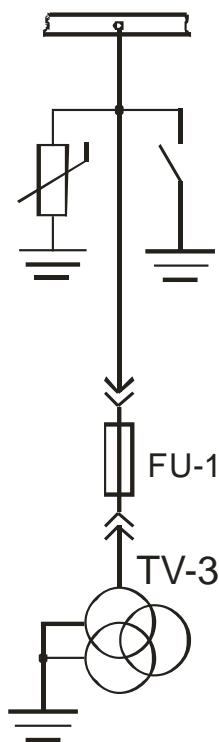


Рисунок 2.5.5 – Схема комірки вимірювального трансформатора напруги.

Конструкція комірки (рисунок 2.5.5) включає наступні складові апарати:

- Вимірювальний трансформатор напруги;
- Запобіжник;
- Обмежувач перенапруги;
- Заземлювальний ніж.

Далі буде проведено вибір конкретних апаратів для комплектації даної комірки.

### **2.5.6 Вимірювальний трансформатор напруги.**

Для комірок TV1 та TV2 обрано трифазні антирезонансні масляні вимірювальні трансформатори напруги марки НАМИ-10-95 УХЛ2. Зазначене обладнання, має кліматичне виконання УХЛ2, що дозволяє експлуатувати його в умовах помірно холодного клімату другої зони.

Основне призначення трансформатора полягає в передачі інформаційних сигналів від первинного кола до вторинних вимірювальних приладів, засобів автоматики, систем захисту, сигналізації та управління в трифазних електричних мережах змінного струму частотою 50 Гц з ізольованою нейтраллю.



Рисунок 2.5.6 – Зовнішній вигляд вимірювального трансформатора напруги.

Технічні параметри трансформатора:

- Номінальна напруга первинної обмотки:  $U_{1\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$
- Номінальна напруга вторинних обмоток: основної:  $U_{2\text{НОМ.ОСН}} = 100 \text{ В}$   
додадкової:  $U_{2\text{НОМ.ДОД}} = 100 \text{ В}$
- Номінальне навантаження основної вторинної обмотки:  $S_{2\text{НОМ.ОСН}} = 200 \text{ ВА}$
- Номінальна потужність первинної обмотки:  $S_{\text{НОМ}} = 1000$
- Габаритні розміри:  $575 \times 482 \times 349 \text{ мм}$
- Маса: 93 кг

Результати перевірки трансформатора:

- За номінальною напругою:  $U_{\text{уст}} = U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$  – вимога виконується.
- За навантаженням вторинного кола:

До вторинної обмотки трансформатора підключено аналогічний набір вимірювальних приладів, що й у пункті 2.4.5, що підтверджує виконання умови навантаження.

$$S_2 = \sqrt{(2 + 1 + 0,5 + 0,5)^2 + (1,732 + 0,5 + \sqrt{1 - 0,5^2})^2} = \\ = 3,9 \text{ ВА} < 200 \text{ ВА}$$

Умова виконується.

### 2.5.7 Запобіжники.

Для захисту вимірювальних кіл обрано високовольтні запобіжники FU2 та FU3 марки ПКТ 101-10-2-12.5 У3. Ці апарати з кварцовим наповнювачем

призначені для експлуатації в мережах номінальною напругою 10 кВ та забезпечують захист силових трансформаторів, повітряних і кабельних ліній. Кліматичне виконання УЗ відповідає роботі в приміщеннях з помірним кліматом третьої зони.

Критерії вибору та перевірки:

- Номінальна напруга:  $U_{\text{ном}} = 10$  кВ відповідає робочій напрузі мережі.
- Робочий струм: Розрахункове значення струму через запобіжник визначається потужністю вимірювального трансформатора ( $S = 1$  кВА) і становить 0,06 А, що значно нижче номінального значення 2 А.



Рисунок 2.5.7 – Зовнішній вигляд запобіжника.

Технічні характеристики запобіжника:

- Номінальна напруга:  $U_{\text{ном}} = 10$  кВ
- Номінальний струм:  $I_{\text{ном}} = 2$  А
- Струм відключення:  $I_{\text{відк}} = 12,5$  кА
- Габаритні параметри: довжина 412 мм, діаметр 55 мм
- Маса: 4,9 кг

Перевірка відключаючої здатності:

Розрахункове значення струму короткого замикання становить 9,24 кА. Умова  $I_{\text{відк}} \geq I''$  виконується, оскільки  $12,5$  кА  $>$   $9,24$  кА, що підтверджує достатню відключаючу здатність обраних запобіжників.

### 2.5.8 Обмежувачі перенапруги.

Для захисту обладнання напругою 10 кВ, зокрема силових трансформаторів Т-1, Т-2 та вимірювальних трансформаторів напруги TV-3, TV-4, обрано нелінійні обмежувачі перенапруги марки ОПН-КР/TEL-10/12 УХЛ2. Конструкція апаратів передбачає використання полімерної ізоляції

серії КР/TEL. Кліматичне виконання УХЛ2 забезпечує експлуатацію в умовах помірно холодного клімату. Область застосування охоплює мережі класу напруги 6 – 10 кВ з ізолюваною або компенсованою нейтраллю.



Рисунок 2.5.8 – Зовнішній вигляд ОПН.

Технічні характеристики ОПН:

- Клас напруги: 10 кВ
- Найбільша робоча напруга:  $U_{н.д} = 12$  кВ
- Номінальна напруга:  $U_{ном} = 13,8$  кВ
- Номінальний розрядний струм:  $I_p = 10$  кА
- Залишкова напруга при комутаційних перенапругах (125 А):

$$U_{ост} = 29,7 \text{ кВ}$$

- Залишкова напруга при номінальному розрядному струмі 5 кА:

$$U_{остгр} = 36,9 \text{ кВ}$$

Виконуємо перевірку обраного ОПН за наступними умовами:

- По номінальній напрузі:

$$12 \text{ кВ} > 10 \text{ кВ}$$

Умова виконується.

- За рівнем тимчасових перенапруг:

$T$  – це кратність перенапруги, для заданого ОПН,  $T = 2,35$  час впливу  $t = 1$  с.

$$U_{пер} = 2,35 \cdot \frac{10}{\sqrt{3}} = 13,568 \text{ кВ}$$

Визначаємо кратність перенапруги  $T$  із вольт-часової характеристики для даного ОПН, значення становить 1,42.

$$1,42 \cdot 12 = 17,04 \text{ кВ}$$

$$17,04 \text{ кВ} > 13,568 \text{ кВ}$$

Умова виконується.

1. Обмежувач повинен забезпечити необхідний захисний координаційний інтервал за грозовими впливами  $A_{гр}$ :

Для захисту трансформатора на стороні 10 кВ  $U_{випр} = 80 \text{ кВ}$ .

$$A_{гр} = \frac{(80 - 36,9)}{36,9} = 1,168$$

$$1,168 > (0,2 - 0,25)$$

Умова виконується.

2. Обмежувач повинен забезпечувати захисний координаційний інтервал за внутрішніми перенапругами  $A_{вн}$ :

Для класу напруги 10 кВ  $U_{доп} = 57,9 \text{ кВ}$

$$A_{вн} = \frac{(57,9 - 29,7)}{29,7} = 0,949$$

$$0,949 > (0,15 - 0,25)$$

Умова виконується.

3. Умова вибухонебезпечності ОПН:

$$4,304 \text{ кА} < 10 \text{ кА}$$

Умова задовольняється.

### **Висновки**

У розділі 2 розроблено технічно обґрунтований комплекс заходів з модернізації головної понижувальної підстанції 35/10 кВ. На основі аналізу виявлених проблем запропоновано наступні ключові рішення:

- Заміна силових трансформаторів. Для ліквідації режиму значного недовантаження та забезпечення надійності запропоновано замінити існуючі трансформатори  $2 \times 4000 \text{ кВА}$  на два сучасні трансформатори ТМН – 2500/35.

- Оновлення головної схеми. На стороні 35 кВ обрана економічна та надійна схема моста з трьома вимикачами, що дозволяє зберігати живлення обох трансформаторів при аварії на одній з вхідних ліній за рахунок функції АВР.
- Повна заміна комутаційного обладнання. Запропоновано замінити застаріле масляне обладнання на сучасне:
  - На 35 кВ: вакуумні вимикачі ВББЗ-35-12,5-1000 та роз'єднувачі РДЗ2-35/1000 УХЛ1.
  - На 10 кВ: комплектні комірки К-54 з вакуумними вимикачами, що суттєво підвищить безпеку та експлуатаційні характеристики.
- Впровадження сучасних систем. Обрано новітні засоби обліку («Каскад»), захисту (ОПН типу РВС-35 та ОПН-КР/TEL-10/12) та вимірювань, що відповідають чинним вимогам.

Реалізація пропозицій дозволить усунути основні недоліки підстанції, значно підвищити надійність електропостачання газокompресорної станції, знизити втрати енергії та створити технічну основу для подальшої автоматизації.

## **РОЗДІЛ 3. РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ГАЗОКОМПРЕСОРНОГО ЦЕХУ №3**

### **3.1 Відомість та характеристика споживачів електроенергії.**

Електроприймачами називаються апарати, агрегати та механізми, основним призначенням яких є перетворення електроенергії в інші види енергії. Споживачами електроенергії компресорного цеху виступають електроспоживачі, об'єднані єдиним технологічним процесом та розташовані на території цеху.

Електроприймачі цеху функціонують на змінному струмі промислової частоти 50 Гц з робочою напругою нижче 1 кВ. За рівнем надійності електропостачання вони класифікуються як споживачі першої категорії, що вимагає забезпечення електроенергією від двох незалежних взаємнорезервуючих джерел живлення. Допустима тривалість перерви в електропостачанні при відключенні одного з джерел обмежується часом спрацювання системи автоматичного відновлення живлення.

За характером робочого режиму електроприймачі цеху поділяються на три групи:

- До довгострокового режиму роботи належать вентиляційні установки, насосні агрегати та системи підігріву;
- Короткочасний режим характерний для роботи засувки та регулюючих клапанів;
- Повторно-короткочасний режим властивий для електроприводів механізмів вантажопідійомних пристроїв.

Загальна кількість газоперекачувальних агрегатів, встановлених у цеху, становить шість одиниць.

Важливою експлуатаційною характеристикою є клас вибухонебезпечного середовища, в якому функціонують електроспоживачі цеху. Як резервне джерело енергозабезпечення використовується аварійна дизель-генераторна установка, яка автоматично активується при повній відсутності напруги на обох вводах основного живлення, а також у разі відмови системи

автоматичного вводу резерву на стороні 0,4 кВ комплектної трансформаторної підстанції. Для енергозабезпечення вторинних кіл, ланцюгів ключів вищої напруги та автоматики, систем сигналізації, аварійних насосів систем ущільнення та мастильних систем газоперекачувальних агрегатів передбачено установку акумуляторних батарей постійного струму, розміщених в ізольованому приміщенні – акумуляторній.

Таблиця 3.1 – Відомість споживачів електроенергії одного газоперекачувального агрегату газокompресорного цеху №3.

Найменування механізму	Кількість, шт.	Потужність, кВт
1	2	3
Засувка	2	0,12
Засувка	3	0,37
Засувка пінопожежогасіння	2	0,18
Жалюзі	1	0,25
Вентилятор витяжний	2	0,75
Вентилятор АПО повітря, масла	6	5,5
Вентилятор припливний	2	1,5
Насос пусковий	1	55
Електротельфер	1	9
Калорифер робочий	1	100
Калорифер резервний	1	100
Підігрівач СК1	1	30
Підігрівач СК2	1	12
Підігрівач СК	1	9
Опалювальний агрегат	2	0,75

Таблиця 3.2 – Приєднана потужність допоміжних об'єктів.

Найменування цеху (об'єкту)	Кількість, шт	Потужність	
		Рр, кВт	Qр, квар
Пункт розподільчий №8	1	60	32
Пункт розподільчий №9	1	40	25
Насосна утилізації тепла	1	114	100
Насосна пінопожежогасіння	1	110	96

### 3.2 Розрахунок струмів короткого замикання.

Потужність КЗ на шинах головної понижувальної підстанції становить

$$S_{к.з} = 160 \text{ МВА}$$

Нижче представлена розрахункова схема та схема заміщення:

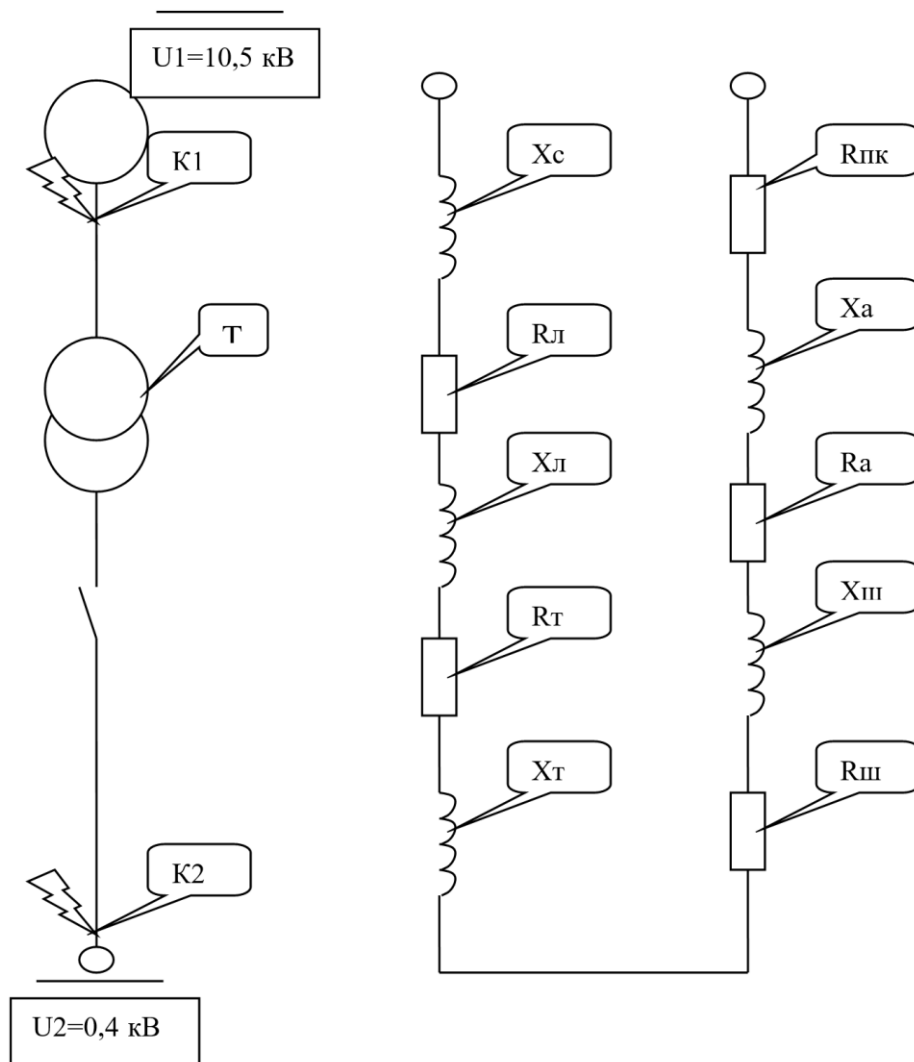


Рисунок 3.2.1 – Розрахункова схема та схема заміщення КЗ.

Визначаємо струми КЗ в точці К1.

Розраховуємо опір енергосистеми:

$$X_c = \frac{U_{\text{ср}}^2}{S_{\text{кз}}} \quad (3.2.1)$$

$$X_c = \frac{10,5^2}{160} = 0,69 \text{ Ом}$$

Визначаємо струми КЗ для системи необмеженої потужності:

При  $I = \infty$ , та ударний –  $i_y$

$$Z_{\text{рез}} = X_c$$

$$\dot{I} = I_{\infty} = \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\text{рз}}} \quad (3.2.2)$$

$$\dot{I} = I_{\infty} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,69} = 8,78 \text{ кА}$$

Визначаємо ударний струм в точці К1:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot \dot{I} \quad (3.2.3)$$

Де  $K_y = 1,369$  – ударний коефіцієнт.

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,369 \cdot 8,78 = 17 \text{ кА}$$

Розраховуємо струми КЗ в точці К2:

Визначаємо опір кабельної лінії:

- Активний:

$$R_0 = \frac{1000}{\gamma \cdot S}$$

Де  $\gamma = 32 \frac{\text{м}}{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}$  – питома провідність матеріалу (алюмінію).

$S = 70 \text{ мм}^2$  – переріз струмопровідної жили.

$$R_0 = \frac{1000}{32 \cdot 70} = 0,44 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$$

- Індуктивний:

$$X_L = X_0 \cdot L \quad (3.2.4)$$

$$X_0 = 0,1 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$$

$$X_L = 0,1 \cdot 0,61 = 0,061 \text{ Ом}$$

Опір елементів нормально працюючих на напрузі, що відрізняється від  $U_{кз}$  приводимо до напруги в точці КЗ.

Системи:

$$\dot{X}_c = X_c \cdot K^2 \quad (3.2.5)$$

Де,

$$K = \frac{U_6}{U_{cp}} = \frac{0,4}{10,5} = 0,04$$

$$\dot{X}_c = 0,69 \cdot 0,04^2 = 0,0011 \text{ Ом}$$

Кабельної лінії:

$$\dot{X}_L = X_L \cdot K^2$$

$$\dot{X}_L = 0,061 \cdot 0,04^2 = 0,00009 \text{ Ом}$$

Визначаємо опір двох обмоткового трансформатора:

Активне у відносних одиницях:

$$\dot{R}_T = \frac{\Delta P_{кз}}{S_{н.т}} \quad (3.2.6)$$

Де,

$$\Delta P_{кз} = 12,2 \text{ кВт}$$

$$\dot{R}_T = \frac{12,2}{1000} = 0,0122$$

Активне в іменованих одиницях:

$$R_T = \frac{\dot{R}_T \cdot U_6^2}{S_{н.т}} \quad (3.2.7)$$

$$R_T = \frac{0,0122 \cdot 0,4^2}{1} = 0,0019$$

Індуктивне у відносних одиницях:

$$\dot{X}_T = \sqrt{\left(\frac{uk}{100}\right)^2 - \dot{R}_T^2} \quad (3.2.8)$$

Де,  $uk = 5,5 \%$  - з паспортних даних трансформатора.

$$\dot{X}_T = \sqrt{\left(\frac{5,5}{100}\right)^2 - 0,0122^2} = 0,0536$$

В іменованих одиницях:

$$X_T = \frac{\dot{X}_T \cdot U_6^2}{S_{H.T}} \quad (3.2.9)$$

$$X_T = \frac{0,053 \cdot 0,4^2}{1} = 0,0084 \text{ Ом}$$

Визначаємо номінальний струм силового трансформатора:

$$I_{H.TP} = \frac{S_{H.TP}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (3.2.10)$$

$$I_{H.TP} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 1519,34 \text{ А}$$

Опір перехідних контактів  $R_{ПК} = 0,015 \text{ Ом}$ .

Опір автоматичного вимикача:

$$X_a = 0,094 \text{ мОм} = 0,000094 \text{ Ом}$$

$$R_a = 0,12 \text{ мОм} = 0,00012 \text{ Ом}$$

Обираємо перетин шин силового трансформатора:

$$S_{Ш} = 100 \cdot 8 = 800 \text{ мм}^2$$

$$I_d = 1625 \text{ А}$$

$$R_0 = 0,0044 \frac{\text{мОм}}{\text{м}}$$

$$X_0 = 0,126 \frac{\text{мОм}}{\text{м}}$$

$$L = 10 \text{ м}$$

Визначаємо опір шин:

$$R_{Ш} = R_0 \cdot L \quad (3.2.11)$$

$$R_{Ш} = 0,044 \cdot 10 = 0,44 \text{ мОм} = 0,00044 \text{ Ом}$$

$$X_{Ш} = X_0 \cdot L \quad (3.2.12)$$

$$X_{Ш} = 0,126 \cdot 10 = 1,26 \text{ мОм} = 0,0012 \text{ Ом}$$

Визначаємо результуючий опір всіх елементів до точки К2:

$$Z_{\text{рез}} = \sqrt{(\dot{X}_c + \dot{X}_l + X_T + X_{\text{ш}} + X_a)^2 + (\dot{R}_l + R_T + R_{\text{ш}} + R_a + R_{\text{п.к}})^2} \quad (3.2.13)$$

$$Z_{\text{рез}} = \sqrt{(0,0011 + 0,0009 + 0,0084 + 0,0012 + 0,000094)^2 + (0,00043 + 0,0019 + 0,00044 + 0,00012 + 0,015)^2}$$

$$Z_{\text{рез}} = 0,029 \text{ Ом}$$

Визначаємо струм КЗ в точці К2:

$$\dot{I} = I_{\infty} = \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\text{рез}}}$$

$$\dot{I} = I_{\infty} = \frac{0,4}{\sqrt{3} \cdot 0,029} = 7,6 \text{ кА}$$

Визначимо ударний струм в точці К2:

$$I_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot \dot{I} \quad (3.2.14)$$

Де,  $K_y = 1,05$  – ударний коефіцієнт.

$$I_y = \sqrt{2} \cdot 1,05 \cdot 7,6 = 11,9 \text{ кА}$$

### 3.3 Вибір апаратів захисту і управління.

Для захисту електродвигунів і електричних мереж від коротких замикань та перевантажень обираємо автоматичні вимикачі і магнітні пускачі.

Для засувок з двигунами типу ВА63В4У2, потужністю 0,37 кВт обираємо автоматичні вимикачі.

Визначаємо пусковий струм двигуна:

$$I_{\text{пуск}} = K_{\text{п}} \cdot I_{\text{н}} \quad (3.3.1)$$

Де  $I_{\text{н}} = 1,23 \text{ А}$

$$I_{\text{пуск}} = 4 \cdot 1,23 = 4,92 \text{ А}$$

$$I_{\text{пуск}} = I_{\text{пik}}$$

Розраховуємо струм спрацювання теплового розчіплювача:

$$I_{\text{ср.т}} \geq 1,25 \cdot I_{\text{н}} \quad (3.3.2)$$

$$I_{\text{ср.т}} \geq 1,25 \cdot 1,23 = 1,53 \text{ А}$$

Визначимо струм спрацювання електромагнітного розчіплювача (відсічки):

$$I_{\text{ср.е}} \geq 1,25 \cdot I_{\text{пik}} \quad (3.3.3)$$

$$I_{\text{ср.е}} \geq 1,25 \cdot 4,92 = 6,15 \text{ А}$$

Обираємо автоматичний вимикач типу АЕ2026 на  $I_{\text{н}} = 16 \text{ А}$ ,  $I_{\text{ср.т}} = 1,6 \text{ А}$   
 $I_{\text{ср.е}} = 6,3 \text{ А}$

Обираємо магнітний пускач типу ПМЛ-1600,  $U_{\text{н}} = 380 \text{ В}$ ,  $I_{\text{н}} = 10 \text{ А}$ , струм головних контактів  $I_{\text{н.к}} = 10 \text{ А}$ , нереверсивний з тепловим реле, відкритого виконання для встановлення в АЩСУ.

Визначаємо струм спрацювання теплового елемента:

$$I_{\text{т.е}} = 1,1 \cdot I_{\text{н}} \quad (3.3.4)$$

$$I_{\text{т.е}} = 1,1 \cdot 1,23 = 1,35 \text{ А}$$

Струм спрацювання теплового елемента  $I_{\text{т.е}} = 4 \text{ А}$ .

Для пускового насоса з двигуном типу 4А225М2У3, потужністю 55 кВт обираємо автоматичний вимикач:

Визначаємо пусковий струм двигуна за формулою (3.3.1):

$$I_{\text{н}} = 99,8 \text{ А, - визначено раніше.}$$

$$I_{\text{пуск}} = 99,8 \cdot 7,5 = 748,5 \text{ А}$$

Розрахуємо струм спрацювання теплового розчіплювача за формулою (3.3.2):

$$I_{\text{ср.т}} \geq 1,25 \cdot 99,8 = 124,75 \text{ А}$$

Визначаємо струм спрацювання електромагнітного розчіплювача (відсічки) за формулою (3.3.3):

$$I_{\text{ср.е}} \geq 1,25 \cdot 748,5 = 935,6 \text{ А}$$

Обираємо автоматичний вимикач типу АЕ3710Б на  $I_{\text{н}} = 160 \text{ А}$ ,  $I_{\text{ср.т}} = 125 \text{ А}$ ,  $I_{\text{ср.е}} = 1600 \text{ А}$ .

Обираємо магнітний пускач типу ПМЛ-7200,  $U_{\text{н}} = 380 \text{ В}$ ,  $I_{\text{н}} = 200 \text{ А}$ , струм головних контактів  $I_{\text{н.к}} = 160 \text{ А}$ .

Визначаємо струм спрацювання теплового елемента за формулою (3.3.4):

$$I_{\text{т.е}} = 1,1 \cdot 99,8 = 109,78 \text{ А}$$

Струм спрацювання теплового елемента обираємо  $I_{\text{т.е}} = 160 \text{ А}$ .

Розрахунок та вибір апаратів захисту та управління для інших споживачів проводиться аналогічно, дані занесені в таблицю 3.3.

Таблиця 3.3 – Дані обраних живлячих і розподільчих мереж, пуско-регулюючої та захисної апаратури.

Найменування ел.споживача, Рн, кВт Кількість, шт	Кабельна лінія, L,м Марка, Перетин, мм <sup>2</sup>	Тип автомату, Ін, Іср.т, Іср.о, А	Тип магнітного пускача. Ін, Ін.к, Іт.е, А
Засувка 0,37 кВт, 3 шт	26 м, АВВГ, (4x2,5)	АЕ2026, Ін=16А, Іср.т=1,6 А, Іср.о=6,3А	ПМЛ-1600, Ін=10 А, Ін.к.=10А, Іт.е.=4А
Засувка 0,12 кВт, 2 шт	10 м, АВВГ, (4x2,5)	АЕ2026, Ін=16А, Іср.т=0,6 А, Іср.о=2А	ПМЛ-1600, Ін=10 А, Ін.к.=10А, Іт.е.=4А
Насос пусковий 55 кВт, 1 шт	10 м, АВВГ, (3x70+1x50)	АЕ3710Б, Ін=160А, Іср.т=125 А, Іср.о=1600А	ПМЛ-7200, Ін=200 А, Ін.к.=160А, Іт.е.=160А
Електротельфер 9 кВт, 1 шт	20 м, КРПТ, (3x4+1x2,5)	АЕ3710Б, Ін=160А, Іср.т=25 А, Іср.о=630А	ПМЛ-2600, Ін=25 А, Ін.к.=25А, Іт.е.=25А
Вентилятор 0,75 кВт, 2 шт	15 м, АВВГ, (4x2,5)	АЕ2026, Ін=16А, Іср.т=3,15 А, Іср.о=12,5А	ПМЛ-1200, Ін=10 А, Ін.к.=4А, Іт.е.=4А
Засувка пож.гасіння 0,18 кВт, 2 шт	10 м, АВВГ, (4x2,5)	АЕ2026, Ін=16А, Іср.т=0,8 А, Іср.о=2,5А	ПМЛ-1600, Ін=10 А, Ін.к.=4А, Іт.е.=0,8А
Опалюв.агрегат 0,75 кВт, 1 шт	10 м, АВВГ, (4x2,5)	АЕ2026, Ін=16А, Іср.о=1,25А	-
Калорифер 100 кВт, 2 шт	10 м, АВВГ (3x95)	АЕ3710Б, Ін=160А, Іср.о=400А	ПМЛ-1600, Ін=10 А, Ін.к.=10А, Іт.е.=4А
Трансформатор силовий 1000 кВА, 2 шт	610 м, ААШВ (3x70)	-	-

## **Висновки**

Проведений у розділі аналіз системи електропостачання газокompресорного цеху №3 дозволив розробити комплекс технічних рішень, спрямованих на забезпечення його надійної та безпечної роботи.

Оскільки електроприймачі цеху належать до першої категорії надійності, було обґрунтовано застосування схеми з двостороннім живленням, резервуванням за рахунок аварійної дизель-генераторної установки та акумуляторної батареї для систем керування.

Ключовим етапом став розрахунок струмів короткого замикання, який визначив значення періодичної складової та ударного струму на шинах 10 кВ. Ці дані стали основою для вибору захисної та комутаційної апаратури:

- автоматичних вимикачів типів АЕ2026 та АЕ3710Б,
- магнітних пускачів серії ПМЛ та кабельних ліній.

Запропонована система забезпечує необхідну надійність електропостачання, безпеку через швидкодіючі захисти та селективність дії апаратів, що в цілому відповідає вимогам нормативних документів та специфіці експлуатації відповідального технологічного об'єкта.

## **РОЗДІЛ 4. ТЕХНІЧНИЙ ОПИС ПІДСТАНЦІЇ 110/35 КВ ТА ПРОПОЗИЦІЇ ЩОДО ВДОСКОНАЛЕННЯ**

### **4.1 Опис та аналіз підстанції вищого рівня 110/35 кВ.**

Наступним кроком написання магістерської дисертації стане розгляд вище стоячої підстанції 110/35 кВ яка заживлює нашу вже модернізовану підстанцію 35/10 кВ, а та в свою чергу підприємство газокompресорної станції. Враховуючи, що основне обладнання підстанції вже є сучасним, об'єктом для вдосконалення обирається релейний захист та автоматика підстанції 110/35 кВ.

Метою є впровадження мікропроцесорних систем, що забезпечать вищу швидкодію та надійність. Це дозволить мінімізувати зони відключення при пошкодженнях. Запропонований підхід є найбільш ефективним з точки зору витрат та результату.

#### **Загальна характеристика та конфігурація підстанції**

Розглянута підстанція 110/35 кВ виконана за сучасною схемою, що передбачає використання двох незалежних силових трансформаторів, які працюють у відповідності з принципами резервування та розділення навантаження. Основним призначенням підстанції є трансформація електроенергії з напруги 110 кВ на напругу 35 кВ з подальшим розподілом її по кабельних лініях споживачам.

Компонування підстанції включає відкриті розподільчі пристрої (ВРП) для напруги 110 кВ та комплектні розподільчі пристрої (КРП) закритого типу для напруги 35 кВ. На стороні 110 кВ реалізована схема «блок лінія-трансформатор», що забезпечує високу оперативну гнучкість та надійність. Система шин 35 кВ є подвійною, секціонованою, що дозволяє здійснювати роботу в нормальному режимі з розділеними секціями або паралельно через секційний вимикач.

Живлення підстанції здійснюється по двох незалежних повітряних лініях електропередачі (ЛЕП) 110 кВ, кожна з яких підключена до окремого силового трансформатора.

Схема підстанції зображена на рисунку 4.1.

Основне обладнання підстанції:

На підстанції встановлено сучасне енергетичне обладнання, що відповідає вимогам експлуатації. Склад основного обладнання наведено в таблицях 4.1 – 4.8.

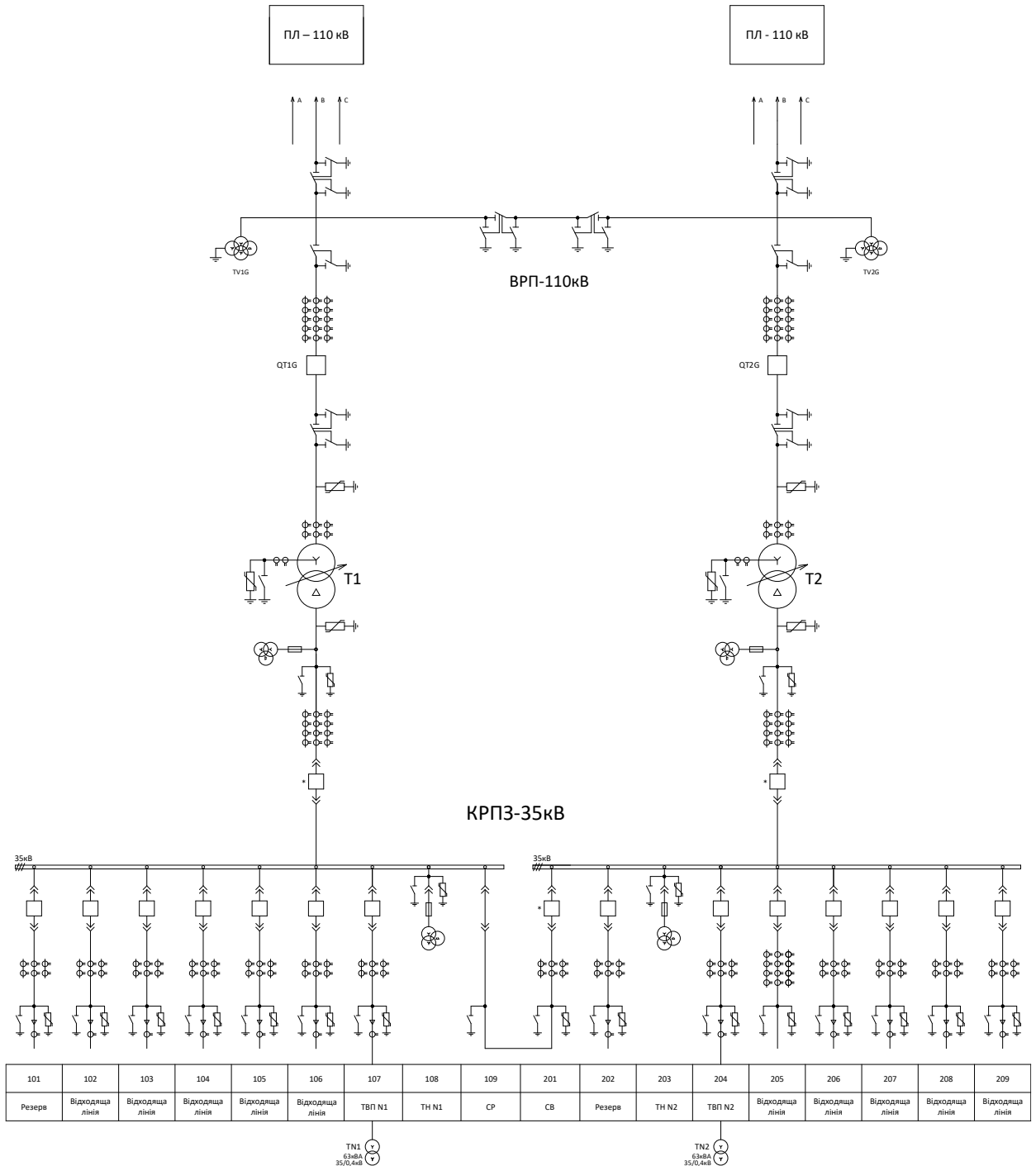


Рисунок 4.1 – Головна електрична схема підстанції 110/35 кВ.

## 4.2 Розрахунок струмів трифазного короткого замикання ПС 110/35 кВ.

Явище короткого замикання (КЗ) в електроенергетичних системах характеризується з'єднанням фаз між собою або з землею (у мережах з ізолюваною нейтраллю). Цей аварійний режим є найбільш напруженим для елементів електричної системи, тому його врахування є обов'язковим етапом при проектуванні, виборі та перевірці електрообладнання підстанції 110/35 кВ.

Основним наслідком КЗ є різке зростання струмів у фазах та відповідне падіння напруги. У більшості випадків у точці замикання виникає електрична дуга, яка формує додатковий перехідний опір. Розрізняють коротке замикання з наявністю такого опору та металеве коротке замикання, при якому контакт між провідниками відбувається без додаткового опору.

Для розрахункових процедур прийнято нехтувати перехідним опором. Таке спрощення дозволяє отримати зведені, але достатньо точні для інженерної практики значення струмів КЗ, які є консервативною оцінкою для подальшого аналізу та вибору апаратів.

На рисунку 4.2 представлено спрощену схему заміщення досліджуваної підстанції 110/35 кВ (без урахування лінії з трансформатором Т2), що використовується для проведення розрахунків струмів трифазного короткого замикання.

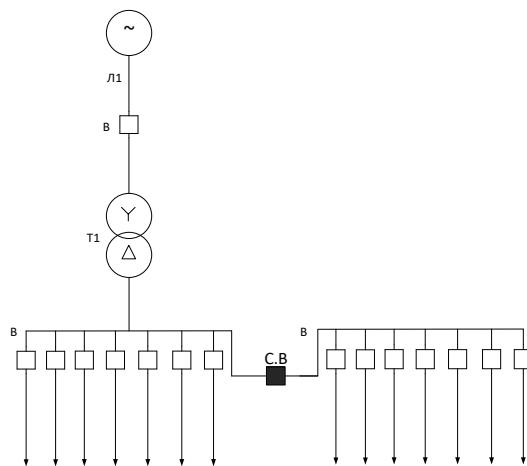


Рисунок 4.2 – Розрахункова схема ПС для визначення струмів короткого замикання

### 4.2.1 Методологічні допущення при розрахунку струмів КЗ.

Методика розрахунку струмів трифазного короткого замикання для підстанції 110/35 кВ ґрунтується на низці спрощень, що дозволяють стандартизувати процедуру та отримати уніфіковані результати. Прийняття цих допущень є стандартною практикою інженерних розрахунків.

Основні прийняті допущення включають:

- Спрощення моделей елементів мережі: Не враховуються розподілені ємності та ємнісні струми в кабельних лініях електропередачі, а також струми намагнічування силових трансформаторів.
- Ідеалізація параметрів системи: Трифазна система вважається повністю симетричною, з однаковими опорами всіх фаз. Також не враховується явище насичення магнітних систем (сталі) в електричних машинах, що дозволяє вважати опори постійними.
- Спрощення моделі самого замикання: Розрахунок ведеться для металевого короткого замикання, тобто без урахування перехідних опорів у точці КЗ (наприклад, опору електричної дуги).
- Допущення щодо джерел живлення: Припускається, що всі джерела живлення, включені в розрахункову схему, працюють синхронно – зсув фаз їхніх ЕРС не враховується. Крім того, для силових трансформаторів не приймається до уваги вплив положення РПН (регулювання під навантаженням) на величину напруги короткого замикання.

Вплив допущень на точність:

Зазначені спрощення приводять до того, що результати розрахунку дають дещо завищені (консервативні) значення струмів короткого замикання. Такий підхід забезпечує певний запас за напруженістю при подальшому виборі комутаційної апаратури та перевірці елементів підстанції на динамічну та термічну стійкість. Гранична похибка, що виникає внаслідок цих допущень, зазвичай не перевищує 10 %, що є цілком допустимим для проектних та експлуатаційних розрахунків підстанції 110/35 кВ.

Формування розрахункової схеми:

Для проведення аналізу короткого замикання на шинах підстанції 110/35 кВ спочатку формується розрахункова схема. Вона являє собою спрощений варіант повної однолінійної схеми електричних з'єднань, де зображені лише ті елементи та джерела живлення, які впливають на величину струму КЗ в обраній точці. На такій схемі обов'язково вказуються тип та основні параметри (потужність, напруга короткого замикання, опори) всіх компонентів: високовольтних ліній, силових трансформаторів 110/35 кВ, реакторів тощо. На основі цієї схеми будується еквівалентна схема заміщення для безпосередніх обчислень.

#### 4.2.2 Визначення відносних величин.

За базисну потужність приймаємо:  $S_б = 1000$  МВА.

За базисне середнє експлуатаційне (лінійне) значення напруги:

$U_{б1} = 115$  кВ у точці К1,  $U_{б2} = 38$  кВ у точці К2, К3.

ЕРС системи приймаємо постійною  $E_{*C} = 1$  в.о.

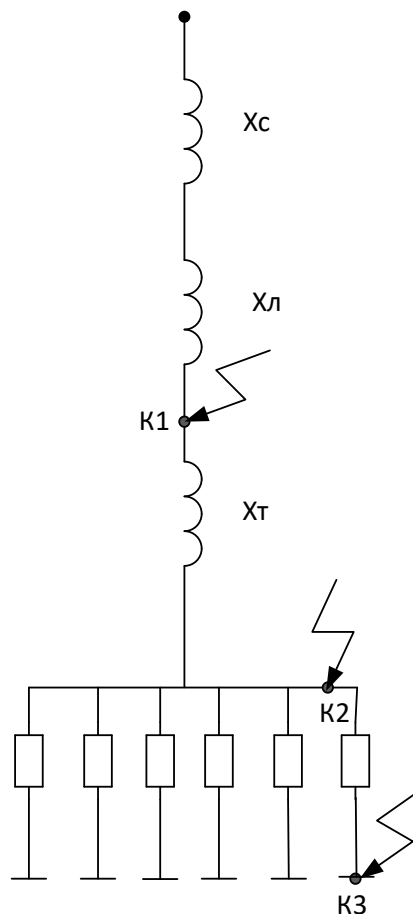


Рисунок 4.3 – Схема заміщення.

Знайдемо відносний опір кабельної лінії, марка МНАШВУ з довжиною лінії 1,2 км.

$$X_{*L} = l \cdot x_{kl} \cdot \frac{S_6}{U_{61}} = 1,2 \cdot 0,185 \cdot \frac{1000}{115^2} \approx 0,017 \text{ в. о.}$$

Де,  $l$  – довжина лінії;

$x_{kl}$  – індуктивний опір марки кабелю на 1 км;

$x_{kl} = 0,185$  Ом;

$S_6$  – базисна потужність;

$U_{61}$  – базисне значення напруги.

Визначимо відносний опір в системі через відомий тип вимикача див. вище технічні характеристики LTB 123 D1/B.

$$X_{*C} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot (I_{\text{відкл}} - I_{\text{ст}}) \cdot U_{61}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot (40 - 0) \cdot 115} \approx 0,126 \text{ в. о.}$$

Де,  $I_{\text{відкл}}$  – номінальний струм відключення вимикача LTB 123 D1/B;

$I_{\text{ст}}$  – струм КЗ від підстанції;

$I_{\text{ст}} = 0$ ;

$S_6$  – базисна потужність.

Відносний опір трансформатора ТРДН-25000/110:

$$X_{*T} = \frac{U_{\text{к\%}}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_T} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 4,2 \text{ в. о.}$$

Відносний опір кабелю:

(довжина кабелю 1,2 км).

Реактивний опір:

$$X_{*K} = l \cdot x_K \cdot \frac{S_6}{U_{62}} = 1,2 \cdot 0,185 \cdot \frac{1000}{38^2} \approx 0,154 \text{ в. о.}$$

Де,  $x_K$  – індуктивний опір кабелю на 1 км,  $x_K = 0,185$  Ом;

$l$  – довжина лінії;

$S_6$  – базисна потужність;

$U_{62}$  – базисне значення напруги.

Активний опір:

$$R_{*K} = l \cdot r_K \cdot \frac{S_6}{U_{62}} = 1,2 \cdot 0,068 \cdot \frac{1000}{38^2} \approx 0,057 \text{ в. о.}$$

Де,  $r_K$  – активний опір марки кабелю на 1 км,  $r_K = 0,068$  Ом;

$l$  - довжина лінії;

$S_6$  – базисна потужність;

$U_{62}$  – базисне значення напруги.

Повний опір кабелю:

$$Z_{*K} = \sqrt{X_{*K}^2 + R_{*K}^2} = \sqrt{0,154^2 + 0,057^2} \approx 0,164 \text{ в. о.}$$

### 4.2.3 Визначення періодичної складової та ударного струму короткого замикання.

У даному розділі виконується обчислення струмів трифазного короткого замикання для підстанції 110/35 кВ. Метою розрахунків є визначення двох ключових параметрів у заданих точках (К1, К2, К3): початкового значення періодичної складової струму К3 (для моменту часу  $t = 0$ ); максимального миттєвого значення ударного струму.

Оскільки розрахункові точки (К1, К2, К3) знаходяться на різних рівнях номінальної напруги (110 кВ та 35 кВ), для кожної з них необхідно окремо визначати базисні умови. Це призводить до того, що розрахункові значення базисного струму, а отже, і відносні опори елементів системи, будуть відрізнятися.

#### Розрахунок для точки К1 (сторона 110 кВ)

Першим етапом є аналіз режиму короткого замикання в точці К1, яка розташована на високовольтних шинах 110 кВ (до введення силового трансформатора). Розрахунок виконується на основі раніше сформованої схеми заміщення з урахуванням параметрів джерела живлення та вхідних повітряних ліній.

$$I_{b1} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{61}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} \approx 5,020 \text{ кА}$$

Еквівалентний опір схеми:

$$X_{*1} = X_{*L} + X_{*C} = 0,017 + 0,126 = 0,143 \text{ в. о.}$$

Відносний струм у точці К1:

$$I_{K1} = \frac{E_{*C}}{X_{*1}} = \frac{1}{0,143} \approx 6,993 \text{ в. о.}$$

Періодична складова струму КЗ при  $t = 0$  в точці К1:

$$I_{\text{по1}} = I_{b1} \cdot I_{K1} = 5,020 \cdot 6,993 \approx 33,105 \text{ кА}$$

Ударний струм у точці К1:

$$I_{y1} = \sqrt{2} \cdot K_{y1} \cdot I_{\text{по1}} = \sqrt{2} \cdot 1,7 \cdot 33,105 \approx 79,590 \text{ кА}$$

Де,  $K_{y1}$  – ударний коефіцієнт для ліній 110 – 150 кВ,  $K_{y1} = 1,7$ .

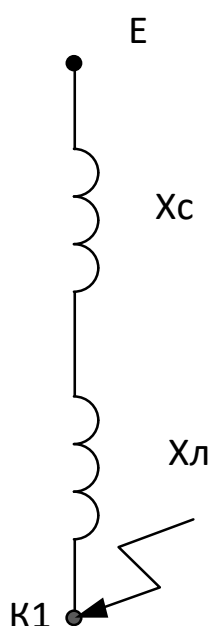


Рисунок 4.4 – Схема заміщення для точки К1.

Розрахунок струмів КЗ для точки К2 (шини підстанції):

$$I_{b2} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{62}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 38} \approx 15,193 \text{ кА}$$

Еквівалентний опір схеми:

$$X_{*2} = X_{*L} + X_{*C} + X_{*T} = 0,017 + 0,126 + 4,2 = 4,343 \text{ в. о.}$$

Відносний струм в точці К2:

$$I_{K2} = \frac{E_{*C}}{X_{*2}} = \frac{1}{4,343} \approx 0,230 \text{ в. о.}$$

Періодична складова струму КЗ у момент  $t = 0$  с для точки К2:

$$I_{\text{по2}} = I_{b2} \cdot I_{K2} = 15,193 \cdot 0,230 \approx 3,494 \text{ кА}$$

Ударний струм в точці К2:

$$I_{y2} = \sqrt{2} \cdot K_{y2} \cdot I_{\text{по2}} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 3,494 \approx 8,894 \text{ кА}$$

Де,  $K_{y2}$  – «ударний коефіцієнт в системі зі збірним шинами 35 кВ з'єднаних через трансформатор 32 і нижче МВА»,  $K_{y2} = 1,8$ .

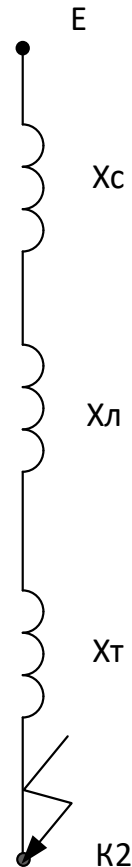


Рисунок 4.5 – Схема заміщення для точки К2.

Струми КЗ в точці К3 у кінці кабельної лінії (фідера):

$$I_{b2} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{62}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 38} \approx 15,193 \text{ кА}$$

Еквівалентний опір схеми:

$$X_{*3} = X_{*L} + X_{*C} + X_{*T} + Z_{*K} = 0,017 + 0,126 + 4,2 + 0,164 = 4,5 \text{ в. о.}$$

Відносний струм в точці К3:

$$I_{K3} = \frac{E_{*C}}{X_{*3}} = \frac{1}{4,5} \approx 0,222 \text{ в. о.}$$

Періодична складова струму КЗ у момент  $t = 0 \text{ с}$  в точці К3:

$$I_{\text{поз}} = I_{b2} \cdot I_{K3} = 15,193 \cdot 0,222 \approx 3,373 \text{ кА}$$

Ударний струм в точці КЗ:

$$I_{y3} = \sqrt{2} \cdot K_{y3} \cdot I_{\text{поз}} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 3,373 \approx 8,586 \text{ кА}$$

Де,  $K_{y3}$  – «ударний коефіцієнт для систем зі збірними шинами 35 кВ з'єднаних через трансформатор 32 і нижче МВА»,  $K_{y3} = 1,8$ .

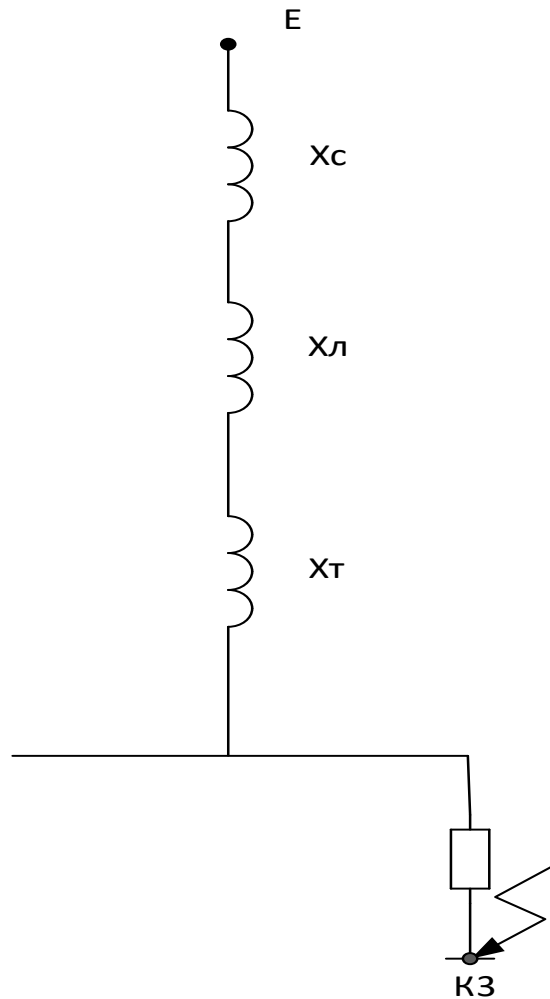


Рисунок 4.6 – Схема заміщення для точки КЗ.

#### 4.3 Технічні характеристики основного обладнання ПС 110/35 кВ.

На підстанції змонтовано два трансформатори типу ТРДН-25000/110/35. Кожен із них оснащений регулюванням напруги під навантаженням (РПН) із межами  $\pm 9 \times 1,78$  %, виконаним у надійній та економічній схемах. Регулювання напруги здійснюється на стороні високої напруги, що забезпечує стабільну роботу мережі 35 кВ.

Таблиця 4.1 – Основні параметри трансформаторів ТРДН-25000/110/35.

Тип	Потужність, МВА	Номінальна напруга, кВ		Втрати, кВт		Напруга КЗ на номінальному ступені, %	Струм XX, %	Примітка
		ВН	НН	XX	КЗ			
ТРДН- 25000/110/35	25	115	38,5	27	125	10,5	0,70	Розщеплена обмотка НН

На підстанції 110 кВ встановлено роз'єднувачі марки РГ.2-110.ІІ/1000 УХЛ1. Конструкцією передбачено два заземлювальні ножі з приводами типу ПД-14 УХЛ1, що забезпечують можливість дистанційного керування обладнанням.

Таблиця 4.2 – Технічні дані роз'єднувача РГ.2 – 110.ІІ/1000 УХЛ1.

Номінальна напруга, кВ	110
Найбільша робоча напруга, кВ	126
Номінальний струм, А	1000
Струм термічної стійкості, кА	31,5
Гранично допустимий струм, кА	80
Номінальна частота, Гц	50
Час протікання струму термічної стійкості, с:	
• для контактних ножів;	3
• для заземлювачів;	1

На ділянці 110 кВ перед трансформатором передбачено використання елегазового вимикача LTB 123 D1/B (колонкового типу), розробленого фірмою АВВ. Апарат відповідає міжнародним стандартам, зокрема ІЕС, АNSI та DІN.

Таблиця 4.3 – Технічні дані вимикача LTB 123 D1/B.

Номінальна напруга, кВ	110
Найбільша робоча напруга, кВ	123
Номінальний струм, А	3150
Струм термічної стійкості, кА	40
Гранично допустимий струм, кА	100
Тривалість короткого замикання, с	3
Номінальна частота, Гц	50
Час спрацювання, мс	60
Час замикання контактів, мс	<70
Час розмикання контактів, мс	36 – 40

Підключення силових трансформаторів до розподільчих шин 35 кВ здійснюється через вакуумні вимикачі ВВ/TEL-35-20/630 УХЛ2. Окрім цього, схема підстанції включає дві секції шин 35 кВ, між якими встановлено секційний вакуумний вимикач ВВ/TEL-10-20/1600 УХЛ2.

Таблиця 4.4 – Технічні параметри вимикачів 35 кВ.

Номінальна напруга, кВ	35
Номінальний струм, А	630/1600
Струм термічної стійкості, кА	20
Гранично допустимий струм, кА	51
Тривалість короткого замикання, с	3
Номінальна частота, Гц	50
Власний час відключення, мс	25
Повний час відключення, мс	40
Власний час включення, мс	70

Для захисту від перенапруги, використовуються нелінійні обмежувачі перенапруги типу Rexlim R-108-УН123 зі сторони 110 кВ та Rexlim R-36-УН123 зі сторони 35 кВ.

Таблиця 4.5 – Паспортні дані обмежувачів.

Тип обмежувача перевищення напруг	Pexlim R-108-УН123	Pexlim R-36-УН123
Номинальна напруга мережі, кВ	110	35
Номинальний напруга ОПН, кВ	108	36
Найбільш тривала допустима робоча напруга ОПН Унр, кВ	84	28
Номинальний розрядний струм, 8/20 мкс, кА	10	10
Імпульсний струм, що витримується, 4/10 мкс, кА	100	100
Імпульсний струм, що витримується, 1,2 / 2,5 мкс, А	550	550
Прямокутний імпульс струму, що витримується, тривалістю 2000 мкс, А	550	550
Питома енергія, що поглинається, кДж / кВ	2,5	2,5
Струм вибухонебезпечності, кА	50	50

Трансформатори власних потреб застосовуються для забезпечення електроживлення різних підсистем і обладнання підстанції, зокрема кіл керування, освітлювальних установок, систем обігріву, сигналізації, вентиляції та інших допоміжних споживачів. Вони подають необхідну енергію для функціонування засобів зв'язку й контролю, а також створюють належні умови для роботи персоналу та надійної експлуатації апаратури, встановлено трансформатори типу ТМГ-63/35.

Таблиця 4.6 – Паспортні дані трансформаторів ТМГ-63/35 (ПБВ  $\pm 2 \times 2,5\%$ ).

Тип трансформатора	$S_{\text{ном}}$ кВА	$U_{\text{вн}}$ кВ	$U_{\text{нн}}$ кВ	$\Delta P_{\text{нх}}$ кВт	$\Delta P_{\text{кз}}$ кВт	$I_{\text{нх}}$ %	$U_{\text{кз}}$ %	Група з'єднання обмоток
ТМГ-63/35	63	35	0,4	0,175	1,20	1,6	6,5	У/Ун-0

На підстанції застосовано різні типи трансформаторів струму:

- Елегазовий TG 145 для 110 кВ;
- Вбудований у силовий трансформатор ТВТ-110 струмовий трансформатор для 110 кВ;

- Струмівий трансформатор, інтегрований у нейтраль ТВТ-35 для 110 кВ;
- Трансформатор струму 35 кВ типу ТОЛ-35;
- А також нульової послідовності ТЗЛМ-35 на 35 кВ.

Таблиця 4.7 – Паспортні дані трансформаторів струму.

Типи трансформаторів струму	TG-145	ТВТ-110	ТВТ-35	ТОЛ-35	ТЗЛК-35
Номінальна напруга, кВ	110	110	110	35	35
Найбільша робоча напруга, кВ	126	–	–	40,5	40,5
Номінальний первинний струм, А	300	1000	600	1500/600	50
Номінальний вторинний струм, А	5	5	5	5	1
Струм термічної стійкості 1 с, кА	31,5	–	–	40	–
Струм електродинамічної стійкості, кА	80	–	–	81	8,9
Клас точності для вимірів	0,2/0,5	–	–	0,2/0,5	–
Клас точності для захисту	10P	10P	10P	10P	10P

У складі підстанції експлуатується кілька типів трансформаторів напруги, які відрізняються як за конструкцією, так і за класом напруги. Для високовольтної частини передбачено встановлення елегазового трансформатора напруги TVI-123, призначеного для роботи в мережах напругою 110 кВ. Цей апарат забезпечує точне вимірювання параметрів високовольтної лінії та стабільну роботу захисних і вимірювальних систем.

Крім того, на стороні 35 кВ застосовуються трансформатори напруги інших модифікацій — моделі 3хЗНОЛП-06-35 та 3хЗНОЛ-06-35. Вони використовуються для контролю режимів у розподільчих пристроях середньої напруги, забезпечуючи необхідну точність перетворення та передавання сигналів для засобів обліку, автоматики, релейного захисту та оперативного керування.

Завдяки цьому обладнання підстанції може функціонувати надійно та відповідно до вимог експлуатаційної безпеки.

Таблиця 4.8 – Паспортні дані трансформаторів напруги.

Типи трансформаторів напруги	TVI 123	3x3НОЛП-06-35	3x3НОЛ-06-35
Номинальна напруга, кВ	110	35	35
Найбільша робоча напруга, кВ	123	40,5	40,5
Номинальна лінійна первинна напруга, В	110000	35000	35000
Номинальна лінійна вторинна напруга, В	100	100	100
Група з'єднання обмоток	Y/ Y	Y/ Y	Y/ Y
Клас точності для вимірів	0,2/0,5	0,5	0,2/0,5
Клас точності для захисту	3P	3P	3P

#### 4.4 Вибір уставок захистів силових трансформаторів.

Вибір параметрів спрацьовування струмових відсічок, що встановлюються на вводах високої напруги силових трансформаторів, здійснюється з урахуванням двох основних умов.

По-перше, захист не повинен реагувати на кидки струму намагнічування, що виникають при включенні трансформатора.

По-друге, вона повинна гарантовано і беззаперечно спрацьовувати у разі виникнення короткого замикання в мережі на стороні низької напруги.

Для реалізації зазначених вимог розрахунок уставок струмової відсічки проводиться за допомогою наступних розрахункових залежностей:

$$I_{CB} = k_{над1} \cdot I_{КЗ}^{НН} \quad (4.4.1)$$

Де  $k_{над1}$  – коефіцієнт надійності (для мікропроцесорного захисту 1.2);

$I_{КЗ}^{НН}$  – струм трифазного КЗ на шині НН, кА.

$$I_{CB} = k_{над2} \cdot I_{НОМ.тр.}^{НН} \quad (4.4.2)$$

Де  $k_{над2}$  – коефіцієнт надійності (для мікропроцесорного захисту 4);

$I_{НОМ.тр.}^{НН}$  – номінальний струм обмотки ВН трансформатора, кА.

Остаточне значення уставки струмової відсічки приймається за максимальною величиною серед усіх отриманих розрахунковим шляхом результатів.

Що стосується захисту трансформатора від режимів перевантаження, то його параметр спрацьовування розраховується згідно з наступною формулою:

$$I_{CB} = k_{\text{від}} \cdot \frac{I_{\text{ном.тр.}}}{k_{\text{пов.}}} \quad (4.4.3)$$

Де  $k_{\text{від}}$  – коефіцієнт відстроювання (для мікропроцесорного захисту це 1,05).

Номінальний струм обмоток трансформатора:

$$I_{\text{ном.тр.}}^{\text{ВН}} = \frac{S_{\text{тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном ВН}}} \quad (4.4.4)$$

$$I_{\text{ном.тр.}}^{\text{НН}} = \frac{S_{\text{тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном НН}}} \quad (4.4.5)$$

Де  $S_{\text{тр}}$  – потужність трансформатора, кВА;

$U_{\text{ном ВН}}$  – номінальна напруга сторони ВН, кВ;

$U_{\text{ном НН}}$  – номінальна напруга сторони НН, кВ.

Обчислимо номінальні струми обмоток ВН трансформаторів підстанції:

$$I_{\text{ном.тр.}}^{\text{ВН}} = \frac{S_{\text{тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном ВН}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 110} \approx 5,249 \text{ A}$$

$$I_{\text{ном.тр.}}^{\text{НН}} = \frac{S_{\text{тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном НН}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 35} \approx 16,496 \text{ A}$$

Розрахуємо уставки струмової відсічки:

$$I_{CB1} = k_{\text{над1}} \cdot I_{\text{кз}}^{\text{НН}} = 1,2 \cdot 5,020 = 6,024 \text{ кА}$$

$$I_{CB2} = k_{\text{над1}} \cdot I_{\text{кз}}^{\text{ВН}} = 4 \cdot 16,496 = 65,984 \text{ кА}$$

З отриманих значень обрано:  $I_{CB} = 6,024 \text{ кА}$ .

Розрахуємо уставки захисту від перевантажень:

$$I_{CB} = k_{\text{від}} \cdot \frac{I_{\text{ном.тр.}}^{\text{ВН}}}{k_{\text{пов}}} = 1,05 \cdot \frac{16,496}{0,95} = 18,232 \text{ A}$$

#### 4.5 Захист шин підстанції. Захисти на обхідному, шино з'єднувальному та секційному вимикачах.

У сучасних проектах підстанцій класу 35 кВ із одно- та двосистемними розподільчими пристроями застосування спеціалізованих систем релейного

захисту шин має диференційований підхід. Для стандартних конфігурацій можливе функціонування без виділених захистів шин, де ліквідація коротких замикань на шинах забезпечується комбінацією струмових захистів силових трансформаторів та максимальних струмових захистів, встановлених на секційних та шино з'єднувальних вимикачах.

Для підвищення експлуатаційної надійності відповідальних підстанцій 35 кВ рекомендується впровадження диференційного захисту шин, що формує сигнал відключення від суми струмів усіх приєднань. Особливості конструкції такого захисту при наявності реакторів у відходячих лініях можуть бути аналогічними до рішень, що застосовуються в електростанційних розподільчих пристроях.

При компонуванні трансформаторів струму для диференційних захистів шин і ліній необхідно забезпечити розташування вимірювальних органів по різні сторони комутаційного апарату для охоплення зоною захисту всіх його елементів. У разі використання вимикачів без інтегрованих трансформаторів струму допустиме застосування виносних трансформаторів струму з оптимальним розміщенням для включення комутаційного апарату в зону дії диференціального захисту. Для схем із подвійною системою шин із фіксованим приєднанням обладнання передбачається встановлення двох струмових осердь у ланцюзі шино з'єднувального вимикача.

Системи захисту шин мають забезпечувати селективне та безвідмовне відключення пошкодженої ділянки при будь-яких режимах експлуатації. Шино з'єднувальні та секційні вимикачі в мережах 35 кВ обладнуються двоступеневими струмовими захистами, налаштованими на відключення при багатозначних коротких замиканнях.

#### **4.6 Захист кабельних ліній у мережі напругою 35 кВ з ізолюваною нейтраллю.**

Кабельні лінії електропередачі напругою 35 кВ, що експлуатуються в режимі ізолюваної нейтралі, повинні обладнуватися релейними захистами,

спроможними виявляти та відключати як багатофазні, так і однофазні замикання на землю.

Для захисту від багатофазних коротких замикань застосовується схема з двома струмовими реле, підключеними до двох різних фаз. Така уніфікація дозволяє забезпечити селективне відключення при більшості випадків подвійних замикань на землю. Кількість релейних елементів у захисті (один, два або три) визначається індивідуальними вимогами до чутливості та надійності конкретної схеми.

Одно радіальні кабельні лінії 35 кВ, що живляться з одного джерела, зазвичай захищаються від багатофазних КЗ двома ступенями:

- Перший ступінь реалізується як миттєва струмова відсічка;
- Другий ступінь виконується у вигляді максимального струмового захисту з незалежною або залежною витримкою часу.

Захист від однофазних замикань на землю може реалізовуватися такими способами:

- Селективний напрямний захист з дією на сигнал;
- Селективний напрямний захист з дією на відключення (за наявності відповідних вимог безпеки);
- Системи контролю ізоляції з сигналізацією про пошкодження.

Для ідентифікації однофазних замикань застосовуються трансформатори струму нульової послідовності (ТЗНП). Основне призначення захисту - реакція на стійкі замикання, хоча допускається реалізація систем, що чутливі до короткочасних пошкоджень.

Миттєві захисти від однофазних замикань на землю повинні забезпечувати селективне відключення лише пошкодженого приєднання. Додатково передбачається резервний захист нульової послідовності з витримкою часу 0,5 – 1,0 с, що діє на відключення всієї зв'язаної мережі - системи шин або живильного трансформатора.

#### **4.7 Вибір уставок захистів ліній 35 кВ.**

Максимальний робочий струм лінії 35 кВ:

$$I_{\text{роб макс}} = \frac{S_{\text{наВ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{310}{\sqrt{3} \cdot 35} \approx 5,11 \text{ кА}$$

Де  $S_{\text{наВ}}$  – навантаження на лінії, прийmemo 310 кВт;

$U_{\text{ном}}$  – номінальна напруга лінії, кВ.

Розрахунок виконуємо за наступною формулою:

$$I_{\text{МСЗ}} = k_{\text{над}} \cdot k_{\text{сз}} \cdot \frac{I_{\text{роб макс}}}{k_{\text{пов}}} \quad (4.7.1)$$

$$I_{\text{МСЗ}} = 1,2 \cdot 2 \cdot \frac{5,11}{0,95} \approx 12,91 \text{ А}$$

Де  $k_{\text{над}}$  – коефіцієнт надійності, (потрібний для урахування похибок елементів схеми захисту вважаємо 1,2);

$k_{\text{сз}}$  – коефіцієнт самозапуску, (використовується для урахування пускового кидка струмів двигунів для режиму самозапуску, в нашому випадку це 2);

$I_{\text{роб макс}}$  – максимальний робочий струм лінії А;

$k_{\text{пов}}$  – коефіцієнт повернення захисту (для мікропроцесорного захисту він становить 0,95).

Коефіцієнт чутливості МСЗ:

$$k_{\text{ч}} = \frac{0,865 \cdot I_{\text{кз}}}{I_{\text{МСЗ}}} = \frac{0,865 \cdot 16,496}{12,91} \approx 1,105$$

Уставка струмової відсічки:

$$I_{\text{св}} = k_{\text{над}} \cdot I_{\text{кз}} = 1,2 \cdot 16,496 \approx 19,795 \text{ кА}$$

Де  $I_{\text{кз}}$  – струм трифазного КЗ у кінці кабельної лінії, кА.

#### 4.8 Автоматика підстанції 110/35 кВ.

Система автоматики електромережних об'єктів інтегрує низку ключових пристроїв, спрямованих на підвищення надійності та стійкості енергопостачання. Основними компонентами такої системи є:

- Автоматичне повторне вмикання (АПВ) ліній електропередачі.
- Автоматичне введення резерву (АВР) для забезпечення живлення відповідальних споживачів.

- Автоматичне частотне розвантаження (АЧР), що запобігає розвитку системних аварій.
- Автоматичне обмеження відновлення навантаження після спрацьовування АЧР (АПН).
- Автоматичне регулювання напруги (АРН) силових трансформаторів з використанням РПН.

Оскільки аналізована підстанція виконує розподільчу функцію в мережі 110/35 кВ, основну увагу в роботі приділено принципам дії, схемній реалізації та налаштуванню пристроїв АПВ і АВР. Це обумовлено їх прямим впливом на безперебійність постачання електроенергії споживачам середньої напруги та рольовою значимістю об'єкта в місцевій енергосистемі.

#### **4.9 Вибір пристроїв захисту та автоматики 110/35 кВ.**

Згідно з вимогами технічного завдання на модернізацію, для підстанції 110/35 кВ передбачено впровадження сучасних мікропроцесорних комплексів релейного захисту та автоматики, що забезпечать високий рівень надійності та селективності.

Для повітряних ліній електропередачі 110 кВ:

- Основний захист: Поздовжній диференційно-струмовий захист (87L) з використанням волоконно-оптичного зв'язку (ВОЛЗ) як основного каналу передачі даних.
- Резервний захист: Дистанційний (21) та струмовий (50, 51) захисти, інтегровані в один термінал. Ці захисти реалізують функції телеприскорення (ТП), телевідключення (ТВ) та визначення місця пошкодження. Резервний канал зв'язку також організовано за допомогою ВОЛЗ.

Для силових трансформаторів 110/35 кВ:

- Основний захист: Диференційний струмовий захист трансформатора (87Т), який одночасно виконує функції резервного захисту на стороні 110 кВ.

- Резервний захист: Окремі мікропроцесорні пристрої, встановлені для резервування захистів на стороні середньої напруги 35 кВ.

Для розподільчого пристрою 35 кВ:

- Захист відходячих ліній (фідерів): Складні спрямовані або максимальні струмові захисти (67, 51), адаптовані до мережі з ізольованою або компенсованою нейтраллю, з функцією захисту від замикань на землю (51N).
- Захист шин: Максимально-струмовий захист шин (50BF, 87B), доповнений логікою селективного відключення пошкодженої секції.
- Автоматика вимикачів: Мікропроцесорні пристрої керування з реалізацією функцій автоматичного повторного вмикання (АПВ, 79) для ліній 35 кВ.
- Резервування живлення: Пристрої автоматичного введення резерву (АВР, 50/27) на секційному вимикачі 35 кВ для відновлення живлення споживачів.

Запропонований комплекс технічних рішень розроблено відповідно до вимог чинних нормативних документів (ПУЕ, ДСТУ) і забезпечує надійну, селективну та швидкодіючу роботу всієї підстанції.

Розміщення захистів підстанції 110/35 кВ представлена на рисунку 4.7.1 та в таблиці 4.9.

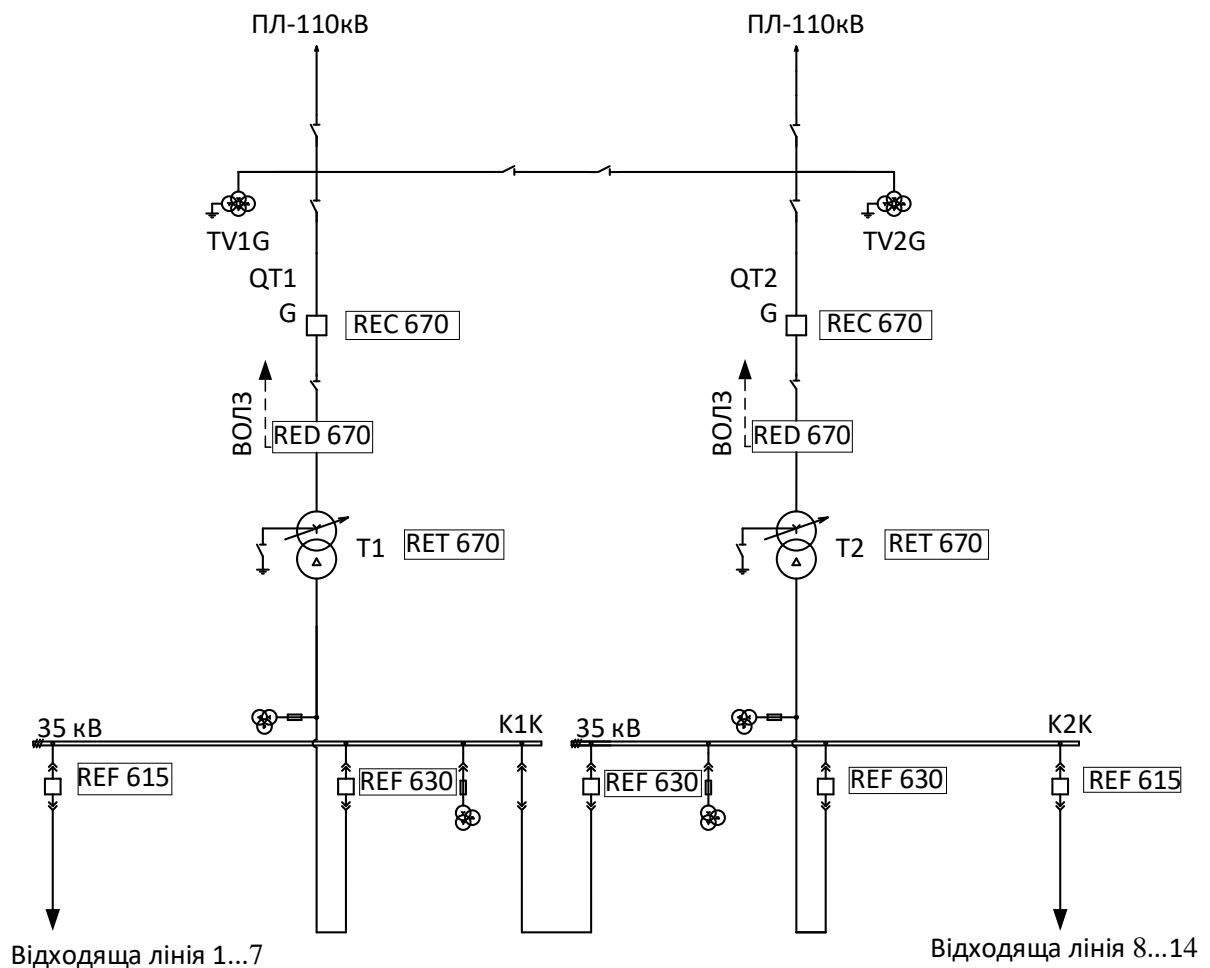


Рисунок 4.7.1 – Розташування захистів підстанції.

Таблиця 4.9 – Встановлені захисти для ПС 110/35 кВ.

Захисти:	Тип:
Мікропроцесорні пристрої серії RELION (670, 650, 630, 615)	REF 615, REF 630, REC 650, RED 670, RET 670
Захист ліній які відходять (фідерів)	REF 615 (67, 79, 50N)
Приєднання 35 кВ та секційного вимикача	REF 630 (50BF, 50, 79, 25)
Для захисту приєднань 110 кВ	REC 650 (50, 50BF, 79, 25)
Для захисту ліній 110 кВ	RED 670 (87L, 21, 50P, 67N)
Захист Трансформаторів	RET 670 (87T, 49, 63, 50P, 67N)

Ці коди розшифровуються згідно міжнародним стандартом ANSI C37.2:

### **Перспективність мікропроцесорних систем захисту та їх переваги**

Сучасна концепція захисту та автоматизації підстанцій 110/35 кВ базуються на використанні інтелектуальних мікропроцесорних пристроїв,

таких як серія *RELION* (670, 650, 630, 615). Ці пристрої формують модульну, гнучку архітектуру, де кожен спеціалізований модуль відповідає за захист конкретного об'єкта, що забезпечує високу селективність і надійність усієї системи.

Ключовою перспективою такого підходу є перехід від розрізнених реле до єдиної цифрової платформи. Наприклад, для комплексного захисту всіх елементів підстанції застосовуються спеціалізовані пристрої:

- *REF* 615 – для захисту вихідних фідерів (ліній 35 кВ).
- *REF* 630 – для захисту приєднань 35 кВ та секційного вимикача.
- *REC* 650 – для захисту приєднань 110 кВ.
- *RED* 670 – для диференційно-дистанційного захисту ліній 110 кВ.
- *RET* 670 – для повного захисту силових трансформаторів.

Загальні переваги мікропроцесорного захисту:

1. Універсальність та спеціалізація. Один пристрій поєднує десятки функцій (захист, управління, вимірювання, реєстрація), а різні модифікації дозволяють оптимально підібрати рішення під конкретний об'єкт – від фідера до головного трансформатора.
2. Простота інтеграції та зв'язку. Усі пристрої серії розроблені для роботи в єдиній цифровій екосистемі з підтримкою стандартів (MEK 61850, DNP3). Це забезпечує легкий обмін даними, реалізацію складних логік (ABR, ЛЗШ) та інтеграцію в АСДУ.
3. Скорочення експлуатаційних витрат. Значно зменшується кількість окремого обладнання, проводки та клем. Централізоване налаштування через ПЗ, розширені функції самодіагностики та моніторингу стану обладнання спрощують обслуговування та діагностику.
4. Підвищення точності та швидкодії. Цифрова обробка сигналів, наявність вбудованих алгоритмів визначення місця пошкодження та швидкий обмін *GOOSE*-повідомленнями забезпечують високу точність спрацьовування та мінімізують час усунення аварій.

Таким чином, використання модульних мікропроцесорних систем захисту типу *RELION* є основним трендом, що перетворює підстанцію на інтелектуальний, адаптивний об'єкт з підвищеною надійністю, гнучкістю та економічною ефективністю протягом усього життєвого циклу.

### **Висновки**

У розділі 4 проведено аналіз технічного стану підстанції 110/35 кВ та розроблено комплекс пропозицій щодо її модернізації. На основі розрахунків струмів трифазного короткого замикання обґрунтовано необхідність оновлення систем релейного захисту та автоматики.

Запропоновано впровадження сучасних мікропроцесорних терміналів серії *RELION* (*REF, REC, RED, RET*), що забезпечать високу швидкодію, селективність і надійність захисту. Це дозволить мінімізувати зони відключення при аваріях, підвищити стійкість енергопостачання та забезпечити інтеграцію в автоматизовані системи управління.

## РОЗДІЛ 5. ОХОРОНА ПРАЦІ

Ефективне та безперебійне функціонування енергосистеми безпосередньо залежить не лише від технічної досконалості обладнання, але й від забезпечення безпечних умов праці персоналу, який здійснює його експлуатацію, обслуговування та модернізацію. У контексті магістерської дисертації, присвяченої модернізації релейного захисту та автоматики (РЗА) підстанції 110/35 та 35/10 кВ, розділ з охорони праці набуває особливої актуальності. Проектні та монтажні роботи, налагодження, випробування та подальша експлуатація складних систем РЗА пов'язані з безпосередньою роботою в електроустановках високої напруги, що несе в собі значний ризик ураження електричним струмом та інших виробничих небезпек.

Сучасна модернізація передбачає впровадження цифрових пристроїв РЗА, інтеграцію систем моніторингу та керування, що часто вимагає робіт у діючих комірках, на живій частині обладнання або в безпосередній близькості від струмоведучих частин. Це обумовлює комплексний підхід до оцінки професійних ризиків та розробки відповідних організаційно-технічних заходів, спрямованих на запобігання електротравматизму. Відповідно до Закону України «Про охорону праці» та галузевих нормативних документів, таких як «Правила улаштування електроустановок (ПУЕ)» та «Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів» (НПАОП 40.1-1.21-98), забезпечення безпеки працівників є обов'язковим елементом будь-якого інженерно-технічного заходу.

Цей розділ дисертації не лише формально виконує вимоги до структури кваліфікаційної роботи, але й має практичну цінність. Розроблені рекомендації та заходи спрямовані на мінімізацію професійних ризиків для інженерно-технічного персоналу під час впровадження проектних рішень з модернізації, що безпосередньо сприятиме підвищенню рівня виробничої безпеки на підстанції після її реконструкції. Інтеграція сучасних технічних рішень у галузі РЗА має бути нерозривно пов'язана з високими стандартами охорони

праці, що в сукупності забезпечує надійність, ефективність і, найголовніше, безпеку експлуатації енергетичного об'єкта.

### 5.1 Підбір блискавковідводів для захисту підстанції 35/10 кВ ГКС.

Захист будівель та споруд від прямих ударів блискавки здійснюється за допомогою блискавковідводів. Принцип дії такого пристрою полягає у тому, щоб спрямувати розряд атмосферної електрики (із хмари) через себе, попереджаючи його потрапляння в об'єкт, що охороняється. Це можливе завдяки тому, що струм блискавки шукає найкоротший шлях до землі й насамперед розряджається через високо розташовані та заземлені металеві конструкції.

Таким чином, блискавковідвід – це спеціальний пристрій, який монтується на споруді або поблизу неї, приймає на себе прямий удар та відводить електричний струм у ґрунт. Для запобігання пошкодженню підстанції блискавкою заплановано встановити три стрижневі блискавковідводи.

У відповідних розрахунках визначальними параметрами є:

- Найвища точка розміщення апаратури (4,4 метра).
- Орієнтовний радіус зони захисту для блискавковідводу, прийнятий рівним 14 метрам (зображено на малюнку 5.1).

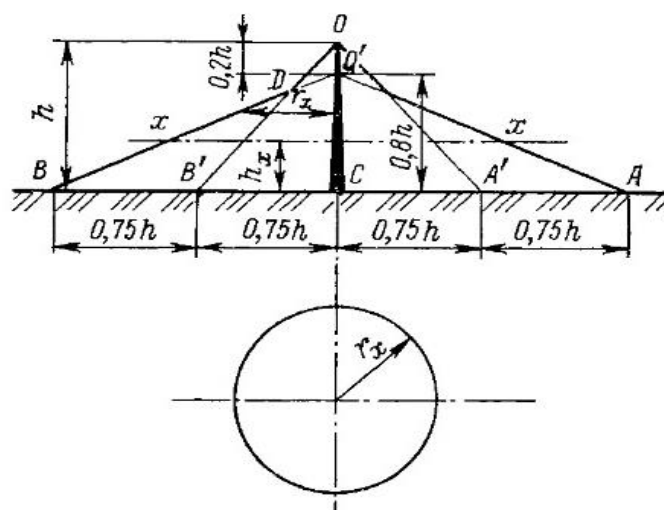


Рисунок 5.1 – Основні параметри блискавковідводів.

Оптимальна висота для блискавковідводу №3:

$$h_{\text{опт}} = \frac{r_{\text{н}} + 1,9 \cdot h_{\text{х}}}{1,5} \quad (5.1.1)$$

Де  $r_{\text{н}}$  – радіус захисту;

$h_{\text{х}}$  – найбільша висота об'єкта, що захищається.

$$h_{\text{опт}} = \frac{14 + 1,9 \cdot 4,4}{1,5} = 14,9 \text{ м}$$

Оптимальна висота для блискавковідводу №1:

$$h_{\text{опт}} = \frac{13 + 1,9 \cdot 7,5}{1,5} \approx 18,2 \text{ м}$$

Оптимальна висота для блискавковідводу №2:

$$h_{\text{опт}} = \frac{8 + 1,9 \cdot 7,5}{1,5} \approx 14,8 \text{ м}$$

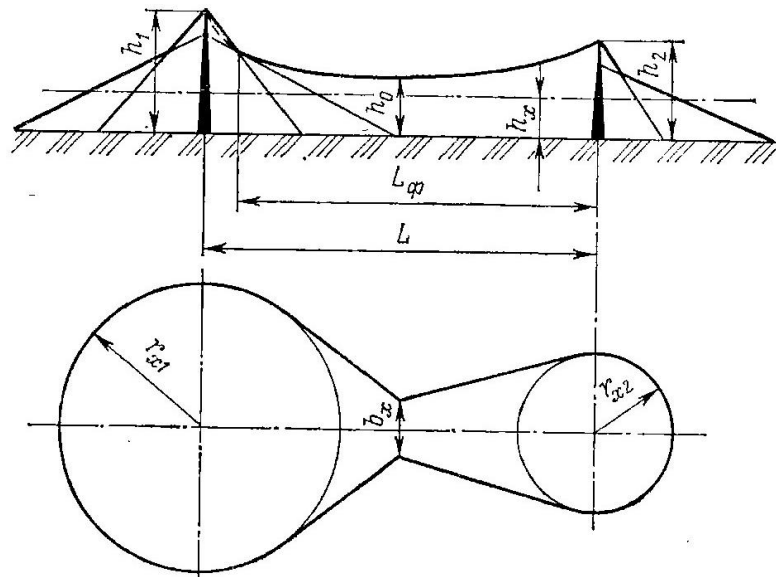


Рисунок 5.2 – Зони захисту подвійного блискавковідводу.

Визначаємо основні параметри для блискавковідводів (рисунок 5.2):

$$h_0 = h - \frac{L}{7p} \quad (5.1.2)$$

Де  $L$  – відстань між двома блискавковідводами;

$h$  – висота блискавковідводу;

$p$  – коефіцієнт. Для блискавковідводів з  $h \leq 30$  м,  $p = 1$ .

$$b_x = 3 \cdot (h_0 - 1,25 \cdot h_x) \quad (5.1.3)$$

Між блискавковідводами №1 та №2:

$$h_0 = 14,9 - \frac{11}{7 \cdot 1} \approx 13,3 \text{ м}$$

$$b_x = 3 \cdot (13,3 - 1,25 \cdot 7,5) = 11,8 \text{ м}$$

Між блискавковідводами №2 та №3:

$$h_0 = 14,9 - \frac{15,46}{7 \cdot 1} \approx 12,7 \text{ м}$$

$$b_x = 3 \cdot (12,7 - 1,25 \cdot 4,4) = 21,6 \text{ м}$$

Між блискавковідводами №3 та №1:

$$h_0 = 14,9 - \frac{15,46}{7 \cdot 1} \approx 12,7 \text{ м}$$

$$b_x = 3 \cdot (12,7 - 1,25 \cdot 4,4) = 21,6 \text{ м}$$

Ці параметри показано на рисунку 5.3.

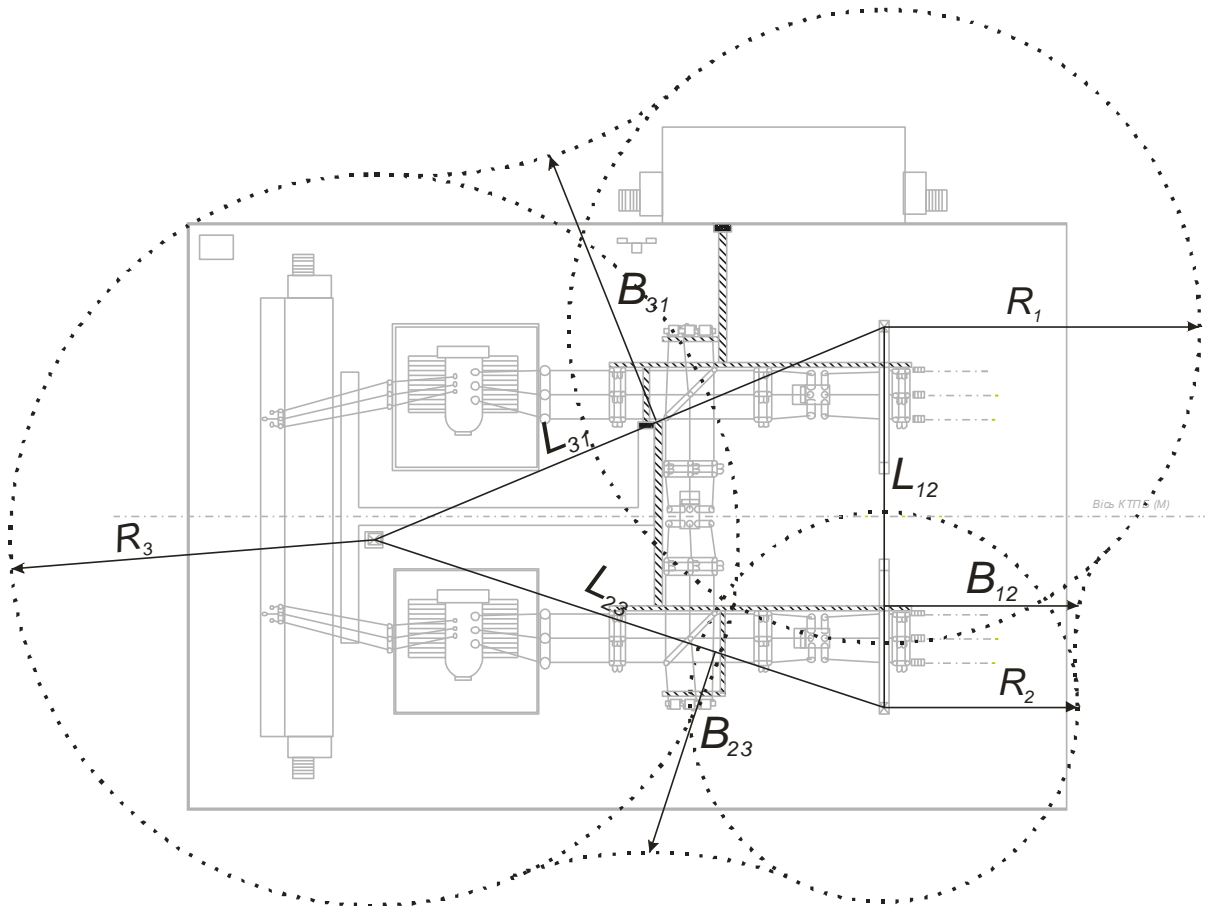


Рисунок 5.3 – Зони захисту блискавковідводів на підстанції 35/10 кВ ГКС.

## 5.2 Визначення сили струму, який протікає через тіло людини під час дотику струмопровідних частин.

Визначаємо силу струму, що протікатиме через тіло людини для випадку її однофазного дотику до оголеного провідника трифазної мережі з глухо заземленою нейтраллю: в нормальному та аварійному режимі роботи.

Вхідні данні:

- Напряга живлячого трансформатора  $U = 380/220$  В;
- Опір тіла людини  $R_{\text{тіла}} = 1 \text{ кОм} = 1000 \text{ Ом}$ ;
- Опір підлоги  $R_{\text{підлоги}} = 1,4 \text{ кОм} = 1400 \text{ Ом}$ ;
- Опір взуття  $R_{\text{взуття}} = 1,5 \text{ кОм} = 1500 \text{ Ом}$ ;
- Опір заземлення нейтралі  $R_0 = 4 \text{ Ом}$ .

Тоді повний опір людини становить:

$$R_{\text{Л}} = R_{\text{тіла}} + R_{\text{взуття}} + R_{\text{підлоги}} = 1000 + 1500 + 1400 = 3900 \text{ Ом}$$

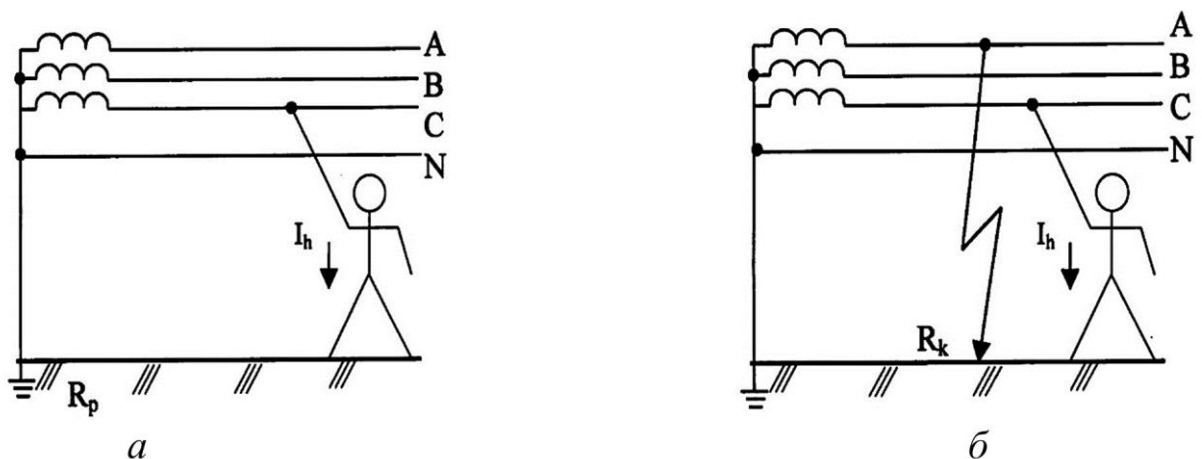


Рисунок 5.4 – Схема включення людини до напруги у випадку однофазного дотику в трифазній чотири провідній мережі з глухо заземленою нейтраллю: а – нормальний режим роботи мережі (відсутність замикань на землю фазних проводів); б – аварійний режим роботи мережі.

При нормальному режимі роботи (непошкоджена ізоляція):

$$I_{\text{Л}} = \frac{U_{\phi}}{R_{\text{Л}} + R_0} \quad (5.2.1)$$

Де  $U_{\phi} = 220$  В.

$$I_{\text{Л}} = \frac{220}{3900 + 4} = \frac{220}{3904} \approx 0,05635 \text{ А} = 56,35 \text{ мА}$$

При аварійному режимі роботи мережі (одна з фаз замкнута на землю):

$$I_{\text{л}} = \frac{U_{\phi}}{R_{\text{л}}} \quad (5.2.2)$$

$$I_{\text{л}} = \frac{220}{3900} \approx 0,05641 \text{ A} = 56,41 \text{ mA}$$

Висновок: У нормальному та аварійному режимах струм через людину майже однаковий (близько 56 мА), що перевищує поріг невідпускаючого струму (10 – 15 мА) і є небезпечним для життя.

### 5.3 Визначення сили струму що протікає через тіло людини у випадку її однофазного дотику до струмопровідної частини електроустановки в мережі з ізольованою нейтраллю трансформатора.

Визначимо силу струму, що протікатиме через тіло людини у випадку її однофазного дотику (в нормальному і аварійному режимах) до струмопровідної частини електроустановки для мережі з ізольованою нейтраллю трансформатора. Додатково оцінимо безпеку таких включень для людини, порівняємо отримані значення з допустимими.

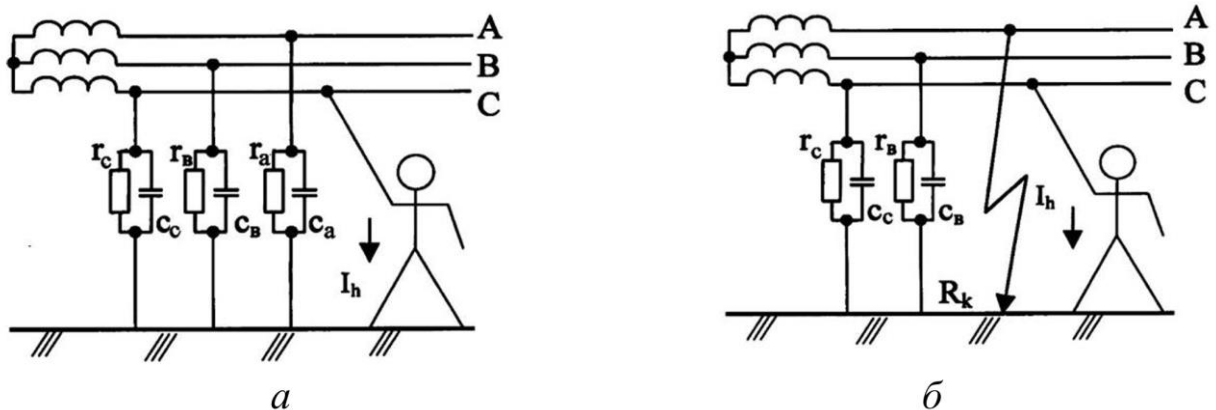


Рисунок 5.5 - Схема включення людини до напруги у випадку однофазного дотику в мережі з ізольованою нейтраллю: а – нормальний режим роботи мережі (відсутність замикань на землю фазних проводів); б – аварійний режим роботи мережі.

Вхідні данні:

- Лінійна напруга мережі  $U_{\text{л}} = 10 \text{ кВ} = 10000 \text{ В}$ ;
- Опір ізоляції фазних проводів  $r_{\text{із}} = 100 \text{ кОм} = 10000 \text{ Ом}$ ;

- Ємність фазних проводів відносно землі  $C = 0,075 \text{ мкФ} = 7,5 \cdot 10^{-8} \text{ Ф}$ ;
- Опір тіла людини  $R_{\text{тіла}} = 1,5 \text{ кОм} = 1500 \text{ Ом}$ ;
- Матеріал підшви взуття (шкіра волога)  $R_{\text{взуття}} = 0,2 \text{ кОм} = 200 \text{ Ом}$ ;
- Матеріал опорної поверхні ніг (лінолеум вологий)  $R_{\text{підлоги}} = 50000 \text{ Ом}$ .

Тоді повний опір людини становить:

$$R_{\text{л}} = R_{\text{тіла}} + R_{\text{взуття}} + R_{\text{підлоги}} = 1500 + 200 + 50000 = 51700 \text{ Ом}$$

**Розрахунок для нормального режиму роботи мережі (ізолювана нейтраль, ізоляція не пошкоджена):**

$$I_{\text{л}} = \frac{3 \cdot U_{\phi}}{3 \cdot R_{\text{л}} + Z} \quad (5.3.1)$$

Де,

$$Z = \frac{r_{\text{із}}}{1 + j \cdot \omega \cdot r_{\text{із}} \cdot C}$$

$$\omega = 2 \cdot \pi \cdot f = 314 \frac{\text{рад}}{\text{с}}$$

Фазна напруга:

$$U_{\phi} = \frac{U_{\text{л}}}{\sqrt{3}} = \frac{10000}{1,732} \approx 5773,5 \text{ В}$$

Виконаємо обчислення:

$$\omega r_{\text{із}} C = 314 \cdot 100000 \cdot 7,5 \cdot 10^{-8} = 2,355$$

$$1 + (\omega r_{\text{із}} C)^2 = 1 + 2,355^2 = 6,546$$

$$\text{Re}(Z) = \frac{r_{\text{із}}}{1 + (j \cdot \omega \cdot r_{\text{із}} \cdot C)^2} = \frac{10000}{6,546} \approx 15271 \text{ Ом}$$

$$\text{Im}(Z) = \frac{\omega \cdot r_{\text{із}}^2 \cdot C}{1 + (\omega \cdot r_{\text{із}} \cdot C)^2} = \frac{2,355 \cdot 100000}{6,546} \approx -35982 \text{ Ом}$$

$$Z = 15271 - j35982$$

$$3R_{\text{л}} = 3 \cdot 51700 = 155100 \text{ Ом}$$

$$3R_{\text{л}} + Z = (155100 + 15271) - j35982 = 170371 - j35982 \text{ Ом}$$

За модулем:

$$|3R_{\text{л}} + Z| = \sqrt{170371^2 + 35982^2} \approx \sqrt{3,0321 \cdot 10^{10}} \approx 174100 \text{ Ом}$$

Сила струму наступна:

$$I_{\text{л.норм}} = \frac{3 \cdot 5773,5}{174100} = \frac{17320,5}{174100} \approx 0,0995 \text{ A} = 99,5 \text{ A}$$

$$I_{\text{л.авар}} = \frac{10000}{51700 + 1,5} \approx \frac{10000}{51701,5} \approx 0,1934 \text{ A} = 193,4 \text{ mA}$$

Порівняння з допустимими значеннями струму:

- Пороговий відчутний струм 0,6 – 1,5 мА;
- Пороговий невідпускаючий струм 10 – 15 мА;
- Пороговий фібриляційний струм 50 – 100 мА.

Висновок:

У нормальному режимі струм через людину ( $I_{\text{л.норм}} = 99,5 \text{ A}$ ) знаходиться на рівні порога фібриляції серця, що є смертельно небезпечним.

У аварійному режимі струм ( $I_{\text{л.авар}} = 193,4 \text{ mA}$ ) перевищує поріг фібриляційного струму більш ніж удвічі, що ще небезпечніше.

Обидва випадки вимагають обов'язкового застосування захисних заходів (захисне заземлення, використання ізолювальних засобів, швидке відключення у разі аварії).

#### **5.4 Визначення напруги кроку людини при переміщенні в зоні розтікання струму.**

Напруга кроку — це напруга, під дією якої опиняється людина, що знаходиться в зоні розтікання струму заземлювача, коли її ноги розташовані в точках із різними електричними потенціалами.

Визначимо напругу кроку людини при її переміщенні в зоні розтікання струму з напівсферичним заземленням для різних відстаней від заземлювача.

За отриманими даними побудуємо залежність  $U_{\text{кр}} = f(x)$ , та зробимо висновки.

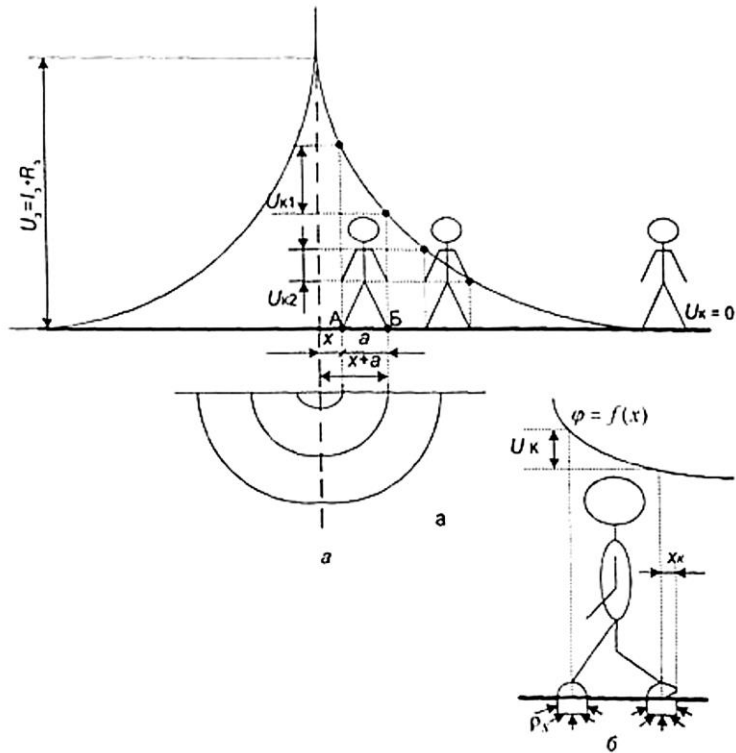


Рисунок 5.6 – Напряга кроку: а – загальна схема;  
б – розтікання струму з опорної поверхні ніг людини.

Вхідні данні:

- Струм замикання на землю  $I_3 = 210 \text{ A}$ ;
- Ґрунт – Суглинок (опір ґрунту  $\rho = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ );
- Відстань від заземлювача:
  - $x_0 = 1,3 \text{ м}$ ;
  - $x_1 = 3,3 \text{ м}$ ;
  - $x_2 = 7,3 \text{ м}$ ;
  - $x_3 = 13,8 \text{ м}$ ;
  - $x_4 = 20,8 \text{ м}$ .
- Ширина кроку  $a = 0,8 \text{ м}$ .

Розрахунки виконуються за наступними формулами:

Потенціал у точці на відстані  $x$  від напівсферичного заземлювача.

$$\varphi_x = \frac{I_3 \cdot \rho}{2 \cdot \pi \cdot x} \quad (5.4.1)$$

Напряга кроку.

$$U_{\text{кр}} = \varphi_x - \varphi_{x+a} \quad (5.4.2)$$

Розрахунки:

Розрахуємо постійний коефіцієнт.

$$\frac{I_3 \cdot \rho}{2 \cdot \pi} = \frac{210 \cdot 100}{2 \cdot \pi} = \frac{21000}{6,2832} \approx 3342,25$$

Обчислення для кожної відстані:

- Для  $x_0 = 1,3$  м;

$$\varphi_{1,3} = \frac{3342,25}{1,3} \approx 2570,96 \text{ В}$$

$$\varphi_{1,3+0,8} = \varphi_{2,1} = \frac{3342,25}{2,1} \approx 1591,55 \text{ В}$$

$$U_{\text{кр}_0} = 2570,96 - 1591,55 = 979,41 \text{ В}$$

- Для  $x_1 = 3,3$  м;

$$\varphi_{3,3} = \frac{3342,25}{3,3} \approx 1012,80 \text{ В}$$

$$\varphi_{3,3+0,8} = \varphi_{4,1} = \frac{3342,25}{4,1} \approx 815,18 \text{ В}$$

$$U_{\text{кр}_1} = 1012,80 - 815,18 = 197,62 \text{ В}$$

- Для  $x_2 = 7,3$  м;

$$\varphi_{7,3} = \frac{3342,25}{7,3} \approx 457,84 \text{ В}$$

$$\varphi_{7,3+0,8} = \varphi_{8,1} = \frac{3342,25}{8,1} \approx 412,62 \text{ В}$$

$$U_{\text{кр}_2} = 457,84 - 412,62 = 45,22 \text{ В}$$

- Для  $x_3 = 13,8$  м;

$$\varphi_{13,8} = \frac{3342,25}{13,8} \approx 242,19 \text{ В}$$

$$\varphi_{13,8+0,8} = \varphi_{14,6} = \frac{3342,25}{14,6} \approx 228,92 \text{ В}$$

$$U_{\text{кр}_3} = 242,19 - 228,92 = 13,27 \text{ В}$$

- Для  $x_4 = 20,8$  м;

$$\varphi_{20,8} = \frac{3342,25}{20,8} \approx 160,96 \text{ В}$$

$$\varphi_{20,8+0,8} = \varphi_{21,6} = \frac{3342,25}{21,6} \approx 154,73 \text{ В}$$

$$U_{\text{кр}_4} = 160,69 - 154,73 = 5,96 \text{ В}$$

Побудуємо залежність  $U_{\text{кр}} = f(x)$ :



Рисунок 5.7 – Графік залежності  $U_{\text{кр}} = f(x)$ :

Висновок:

Напряга кроку різко зменшується з віддаленням від заземлювача.

- На відстані 1,3 м напруга кроку становить майже 980 В, що є смертельно небезпечним.
- На відстані 20,8 м напруга кроку падає до 6 В, що є безпечним рівнем.

Небезпечна зона для людини знаходиться в радіусі приблизно 10 м від заземлювача (напруга кроку  $> 10 - 15$  В).

Найбільша небезпека – безпосередньо біля заземлювача.

Заходи безпеки:

- Не наближатися до місця замикання на землю без захисних засобів (діелектричне взуття, ізолюючі килимки, діелектричні боти).
- При необхідності наближення переміщуватися дрібними кроками, не відриваючи ступні від землі, або стрибками, зі щільно зімкнутими ногами.

Графік залежності  $U_{кр} = f(x)$  буде показувати гіперболічне зменшення напруги кроку зі збільшенням відстані.

### **Висновки**

Проведені дослідження та розрахунки підтверджують, що забезпечення безпечних умов праці є критично важливим компонентом будь-яких інженерно-технічних заходів, особливо при роботах у електроустановках високої напруги.

Інтеграція сучасних технічних рішень у рамках модернізації РЗА повинна супроводжуватися комплексним підходом до охорони праці. Розроблені рекомендації та організаційно-технічні заходи спрямовані на мінімізацію професійних ризиків, забезпечення відповідності вимогам нормативних документів та підвищення рівня безпеки експлуатації енергетичних об'єктів. Це дозволить не лише запобігти електротравматизму, але й забезпечити надійність та ефективність роботи модернізованих систем.

## РОЗДІЛ 6. РОЗРОБЛЕННЯ СТАРТАП-ПРОЕКТУ

### Мікро-ТЕЦ на Твердому Оксидному Паливному Елементі (SOFC)

Що це таке?

Принцип роботи:

SOFC (Solid Oxide Fuel Cell) – це не двигун внутрішнього згорання. Це електрохімічний пристрій, який перетворює хімічну енергію палива безпосередньо на електрику та тепло, без процесу горіння.

Принцип роботи (спрощено):

1. На анод подається паливо (наприклад, природний газ).
2. На катод подається повітря (кисень).
3. Твердий оксидний електроліт (наприклад, оксид цирконію) між ними пропускає через себе негативно заряджені іони кисню.
4. На аноді іони кисню вступають у реакцію з воднем (який виділяється з палива) з утворенням води та вивільненням електронів.
5. Ці електрони поспішають по зовнішньому ланцюгу (провідникам) до катода, створюючи електричний струм.
6. Вся система працює при високих температурах (600 – 1000 °C), що робить процес дуже ефективним і дозволяє використовувати різноманітне паливо.

Аналогія:

Це як "електрохімічний двигун", що працює без рухомих частин, тихо і з мінімальними викидами.

Детальний аналіз стартапу наведено в таблицях нижче.

Таблиця 6.1 – Опис ідеї стартап-проекту:

Зміст ідеї	Напрямки застосування	Вигоди для користувача
<p>Інсталяція модульної системи комбінованого виробництва теплоти та електроенергії (ТЕЦ) на основі технології твердих оксидних паливних елементів (SOFC). Система працює на природному газі або біогазі, електрохімічно генеруючи електрику та високо потенційне тепло з найвищим у класі ККД.</p>	1. Багатоповерхові житлові будинки.	1.1. Економія коштів: Різке зниження витрат на електроенергію для місць загального користування (ліфти, освітлення) та на опалення/ГВП нежитлових приміщень.
		1.2. Енергонезалежність: Надійне резервне живлення критичних систем (освітлення, насоси) під час відключень.
		1.3. Підвищення статусу: Будинок із сучасною екологічною енергостанцією підвищує привабливість і вартість нерухомості.
	2. Малий та середній бізнес (готелі, ресторани, пральні, пекарні, виробничі цехи).	2.1. Зниження собівартості: Значна економія на операційних витратах за рахунок дешевшої електрики та безкоштовного тепла для технологічних потреб (опалення, ГВП, пароутворення).
		2.2. Стабільність бізнесу: Захист від збоїв у енергопостачанні, що гарантує безперебійність виробничих процесів.
		2.3. Екологічний імідж: Впровадження "зеленої" технології покращує репутацію компанії серед клієнтів та партнерів.
	3. Комунальні та соціальні об'єкти (лікарні, школи, адмінбудівлі).	3.1. Бюджетна ефективність: Скорочення комунальних витрат установ, що фінансуються з бюджету.
		3.2. Підвищення надійності: Забезпечення енергонезалежності критично важливих об'єктів, особливо в надзвичайних ситуаціях.

Таблиця 6.2 – Визначення сильних, слабких та нейтральних характеристик.

№ п/п	Техніко-економічні характеристики ідеї	(потенційні) товари/концепції конкурентів				W (слабка сторона)	N (нейтральна сторона)	S (сильна сторона)
		Мій проект Мікро-ТЕЦ (SOFC)	Конкурент 1 Дизель-генератор	Конкурент 2 Сонячна станція + акумулятор	Конкурент 3 Поршнева мікро-ТЕЦ			
1	Електричний ККД, %	60-70%	30-40%	15-22% (панелі)	25-40%			S
2	Загальний ККД, %	90-95%	40-50%	Не застосовується	80-90%			S
3	Капітальні витрати	Дуже високі	Низькі	Середні	Високі	W		
4	Собівартість електроенергії	Низька	Дуже висока	Дуже низька	Середня			S
5	Рівень шуму	Низький	Дуже високий	Відсутній	Високий			S
6	Викиди забруднюючих речовин	Мінімальні	Максимальні	Відсутні	Високі			S

## Продовження таблиці – 6.2

7	Час безперервної роботи	Дуже високий	Обмежений	Обмежений	Високий			S
8	Час виходу на режим	Години	Секунди	Миттєво	Хвилини	W		
9	Паливна гнучкість	Висока	Низька	Не застосовується	Висока		N	
10	Технічне обслуговування	Середнє	Інтенсивне	Мінімальне	Інтенсивне		N	

### Таблиця 6.3 – Технологічна здійсненність ідеї проекту.

№ п/п	Ідея проекту	Технології її реалізації	Наявність технологій	Доступність технологій
1	Мікро-ТЕЦ на основі твердого оксидного паливного елемента (SOFC)	Технологія 1: Виробництво та інтеграція власне SOFC-елементів (анод/електроліт/катод)	Наявні (розроблені глобальними виробниками: Bloom Energy, SolidPower, Mitsubishi), але потребують адаптації під конкретні умови експлуатації	Обмежена (через патентні права та складність виробництва). Найдоцільніше укласти угоду з виробником як офіційний дилер/інтегратор
		Технологія 2: Система реформінга газу (перетворення природного газу на водневмісний синтез-газ)	Наявні (стандартна складова промислових SOFC-систем)	Доступні (можливе замовлення готових модулів у постачальників)
		Технологія 3: Система керування та балансування енергії (BMS)	Наявні (але потребує доопрацювання під конкретні потреби ОСББ та бізнесу)	Доступні (можлива розробка на базі існуючих апаратних та програмних рішень)
		Технологія 4: Інтеграція з системами теплопостачання будинку	Наявні (стандартні рішення для теплообмінників та гідравліки)	Повністю доступні (наявні на місцевому ринку)
		Технологія 5: Система очистки та підготовки біогазу	Наявні (але потребує кастомізації під якість сировини)	Обмежено доступні (потрібні спеціалізовані постачальники)
Обрана технологія реалізації ідеї проекту: Інтеграція готових SOFC-модулів від провідного виробника з адаптацією системи керування та теплової інтеграції під потреби цільового ринку.				

### Висновок щодо можливості технологічної реалізації проекту:

Так, технологічна реалізація проекту можлива. Однак вона вимагає стратегічного партнерства з існуючим виробником SOFC-елементів, оскільки власне виробництво паливних елементів на початковому етапі є технологічно та капітально недоступним.

### Технологічний шлях реалізації:

1. Етап 1: Укладення дилерської/інтеграторської угоди з виробником SOFC (наприклад, Solidpower).

2. Етап 2: Адаптація та доопрацювання системи керування та теплової інтеграції для ринку України.
3. Етап 3: Створення власної сервісної та інсталяційної мережі.
4. Етап 4: Локалізація виробництва найменш складних компонентів системи (теплообмінники, корпуси).

Таблиця 6.4 – Попередня характеристика потенційного ринку стартап - проекту.

№ п/п	Показники стану ринку (найменування)	Характеристика
1	Кількість головних гравців, од	1-2 (наявність глобальних виробників, що працюють через дилерів; відсутність локальних інтеграторів під ключ)
2	Загальний обсяг продаж, грн/ум.од	Важко оцінити (новаційний ринок). Потенційний річний обсяг – десятки одиниць обладнання для пілотних проектів
3	Динаміка ринку (якісна оцінка)	Зростає (через постійне підвищення тарифів на енергоносії, децентралізацію енергетики та акцент на енергоефективність)
4	Наявність обмежень для входу (вказати характер обмежень)	Високі капітальні витрати, складність технології, потреба у спеціальних дозволах та сертифікації, необхідність кваліфікованого сервісу
5	Специфічні вимоги до стандартизації та сертифікації	Сертифікація обладнання відповідно до українських та європейських стандартів безпеки, отримання дозволу на введення в експлуатацію від Держенергонагляду, можливі підключення до газових та електромереж
6	Середня норма рентабельності в галузі (або по ринку), %	Очікувана 20-30% (після подолання початкового інвестиційного бар'єру та виходу на стабільні продажі)

Висновок щодо привабливості ринку для входження:

Ринок є відносно привабливим для входження з огляду на наступні фактори:

- Низька концентрація гравців: Відсутність місцевих спеціалізованих інтеграторів створює можливість зайняти вільну нішу.
- Позитивна динаміка: Тренди на енергонезалежність та енергоефективність підтримують довгостроковий попит.
- Висока очікувана рентабельність перевищує середні банківські депозитні ставки, що робить інвестиції доцільними.

Проте, ризики та бар'єри є значними:

Високі початкові інвестиції, технологічна складність та регуляторні вимоги роблять ринок доступним лише для серйозних гравців з хорошою підготовкою та капіталом.

Таким чином, ринок привабливий, але вимагає ретельного планування та ресурсного забезпечення.

Таблиця 6.5 – Характеристика потенційних клієнтів стартап-проекту.

№ п/п	Потреба, що формує ринок	Цільова аудиторія (цільові сегменти ринку)	Відмінності у поведінці різних потенційних цільових груп клієнтів	Вимоги споживачів до товару
0	Базова потреба: Зниження операційних витрат на енергоносії та забезпечення енергетичної незалежності	---	---	<p>До продукції:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Висока енергоефективність</li> <li>• Надійність та безперебійність роботи</li> <li>• Можливість роботи в автоматичному режимі</li> <li>• Довгий термін служби</li> <li>• Екологічність</li> </ul> <p>До компанії-постачальника:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Гарантійне та сервісне обслуговування</li> </ul> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Допомога в отриманні дозвільної документації</li> <li>• Фінансові моделі (розстрочка, ESCO)</li> </ul>
1	Енергоефективність та зниження витрат на комунальні послуги	Багатоповерхові житлові будинки (ОСББ)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Колективне прийняття рішень через загальні збори</li> <li>• Високий пріоритет економії коштів мешканців</li> <li>• Чутливість до початкових інвестицій</li> <li>• Важливість електробезпеки та надійності</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Мінімальне технічне обслуговування</li> <li>• Зрозумілий термін окупності (5-7 років)</li> <li>• Повна безпека експлуатації</li> </ul>
2	Забезпечення безперебійності виробничих процесів та зниження собівартості продукції	Малі та середні підприємства (готелі, ресторани, пральні, пекарні, виробництво)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Індивідуальне прийняття рішення власником/керівництвом</li> <li>• Ключовий критерій – термін окупності інвестицій</li> <li>• Зацікавленість у стабільності постачання енергії</li> <li>• Важливість екологічного іміджу</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Можливість інтеграції з існуючими технологічними процесами</li> <li>• Підтвердження економічної ефективності розрахунками</li> <li>• Технічна підтримка 24/7</li> </ul>
3	Скорочення бюджетних витрат та підвищення енергонезалежності	Комунальні установи (лікарні, школи, дитячі садки, адміністративні будівлі)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Складність бюджетного фінансування</li> <li>• Підвищені вимоги до безпеки та надійності</li> <li>• Довгі процедури закупівель (тендери)</li> <li>• Важливість соціальної відповідальності</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Відповідність усім державним стандартам</li> <li>• Можливість участі в держпрограмах енергоефективності</li> <li>• Максимальна стандартизація рішень</li> </ul>

Таблиця 6.6 – Фактори загроз.

№ п/п	Фактор	Зміст загрози	Можлива реакція компанії
1	Високі капітальні витрати	Значні початкові інвестиції можуть відштовхнути потенційних клієнтів і обмежити обсяги продаж	<ul style="list-style-type: none"> <li>Розробка гнучких фінансових моделей (оренда, ESCO-модель)</li> <li>Активна робота з кредитними установами</li> <li>Поетапне впровадження з демонстрацією швидкої окупності</li> </ul>
2	Складність регуляторних процедур	Необхідність отримання численних дозволів і сертифікації може затримати запуск проєктів	<ul style="list-style-type: none"> <li>Створення відділу з регуляторних питань</li> <li>Розробка типових рішень для отримання дозволів</li> <li>Попередні консультації з держорганами</li> </ul>
3	Конкуренція з традиційними рішеннями	Клієнти можуть обирати більш прості та дешеві альтернативи (дизель-генератори, газові котли)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Активна демонстрація переваг в ефективності та економії в довгостроковій перспективі</li> <li>Розробка калькулятора окупності для кожного клієнта</li> </ul>
4	Чутливість до змін тарифів на газ	Зниження цін на газ може зменшити економічну привабливість проєкту	<ul style="list-style-type: none"> <li>Диверсифікація паливної бази (біогаз)</li> <li>Акцент на енергонезалежність як ключову перевагу</li> </ul>
5	Технологічні ризики	Можливі технологічні збої в роботі систем можуть пошкодити репутацію	<ul style="list-style-type: none"> <li>Створення мережі сервісних центрів</li> <li>Укладення партнерських угод з виробниками обладнання</li> <li>Запровадження системи моніторингу в реальному часі</li> </ul>

Таблиця 6.7 – Фактори можливостей.

№ п/п	Фактор	Зміст загрози	Можлива реакція компанії
1	Постійне зростання тарифів на енергоносії	Збільшення вартості електроенергії та тепла робить високоефективні рішення більш привабливими	<ul style="list-style-type: none"> <li>Активне інформування ринку про економічну вигоду</li> <li>Розробка детальних фінансових моделей для різних типів клієнтів</li> </ul>
2	Державна підтримка енергоефективності	Наявність програм стимулювання "зеленої" енергетики та енергозбереження	<ul style="list-style-type: none"> <li>Участь у державних та міжнародних програмах фінансування</li> <li>Отримання "зелених" сертифікатів для клієнтів</li> </ul>
3	Тренд на децентралізацію енергетики	Зростання попиту на локальну генерацію та енергонезалежність	<ul style="list-style-type: none"> <li>Позиціонування як рішення для повної енергетичної автономії</li> <li>Розробка інтегрованих рішень для мікрорайонів</li> </ul>
4	Підвищення вимог до екологічності	Зростання суспільного та державного тиску щодо зниження викидів	<ul style="list-style-type: none"> <li>Активне просування екологічних переваг технології</li> <li>Участь у екологічних рейтингах та ініціативах</li> </ul>
5	Вразливість централізованих мереж	Проблеми в енергосистемі країни підвищують попит на альтернативні джерела	<ul style="list-style-type: none"> <li>Демонстрація енергонезалежності</li> </ul>

Таблиця 6.8 – Ступеневий аналіз конкуренції на ринку.

Особливості конкурентного середовища	В чому проявляється дана характеристика	Вплив на діяльність підприємства (можливі дії компанії, щоб бути конкурентоспроможною)
1. Тип конкуренції - монополія/олігополія/монопольстична/чиста	На ринку присутні різні види енергетичних рішень з унікальними характеристиками (ТЕЦ, сонячні станції, генератори), що задовольняють схожі потреби різними способами	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Активно підкреслювати унікальні переваги технології SOFC (високий ККД, екологічність)</li> <li>• Диференціювати пропозицію через додаткові послуги (фінансування, сервіс)</li> </ul>
2. За рівнем конкурентної боротьби - локальний/національний/...	Конкуренція з місцевими інтеграторами традиційних рішень та міжнародними виробниками високотехнологічного обладнання	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Формування партнерств з місцевими інсталювачами</li> <li>• Створення конкурентоспроможної сервісної мережі</li> </ul>
3. За галузевою ознакою - міжгалузева/ внутрішньогалузева	Конкурує з рішеннями з різних галузей: електроенергетика (генератори), теплоенергетика (котли), відновлювана енергетика (ВДЕ)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Позиціонування як інтегрованого рішення "2-в-1"</li> <li>• Демонстрація переваг перед вузькоспеціалізованими рішеннями</li> </ul>
4. Конкуренція за видами товарів: - товарно-родова - товарно-видова - між бажаннями	Конкурує з іншими видами енергогенеруючого обладнання, що вирішують проблему енергозабезпечення	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Акцент на унікальні технічні характеристики</li> <li>• Розробка модульних рішень під конкретні потреби</li> </ul>
5. За характером конкурентних переваг - цінова / нецінова	Основна конкуренція ведеться за рахунок якості, ефективності, сервісу та додаткової цінності	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Створення прозорих калькуляторів економії</li> <li>• Запровадження всебічної гарантії та сервісу</li> <li>• Розвиток бренду як інноваційного та надійного</li> </ul>
6. За інтенсивністю - марочна/не марочна	Клієнти орієнтуються на відомі бренди та репутацію постачальника через високі ризики та вартість рішень	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Інвестиції в побудову сильного бренду</li> <li>• Участь у професійних виставках та конференціях</li> <li>• Публікація кейсів успішних реалізацій</li> </ul>

Таблиця 6.9 – Аналіз конкуренції в галузі за М. Портером.

	Прямі конкуренти в галузі	Потенційні конкуренти	Постачальники	Клієнти	Товари замітники
Складові аналізу	<p>Навести перелік прямих конкурентів:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Дизель-генератори</li> <li>• Сонячні станції + акумулятори</li> <li>• Поршневі мікро-ТЕЦ</li> </ul> <p>Конкуренція з боку:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Місцевих інтеграторів традиційних рішень <ul style="list-style-type: none"> <li>• Міжнародних виробників високотехнологічного обладнання (напр., Bloom Energy)</li> </ul> </li> </ul>	<p>Визначити бар'єри входження в ринок:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Дуже високі капітальні витрати</li> <li>• Складність технології</li> <li>• Потреба у спеціальних дозволах та сертифікації</li> <li>• Необхідність кваліфікованого сервісу та мережі підтримки</li> </ul> <p>Чи є потенційні конкуренти? Так, це великі енергетичні компанії або міжнародні технологічні гіганти, що можуть запустити аналогічні проекти. Строки виходу – 3-5 років.</p>	<p>Визначити фактори сили постачальників:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Сила висока. Ключові компоненти (SOFC-елементи) виробляються кількома глобальними компаніями (Bloom Energy, SolidPower, Mitsubishi).</li> <li>• Обмежена доступність через патентні права та складність виробництва.</li> </ul> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Постачальники можуть диктувати умови щодо цін, гарантій та технічної підтримки.</li> <li>• Залежність проекту від стратегічного партнерства з ними.</li> </ul>	<p>Визначити фактори сили споживачів:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Сила від середньої до високої. Клієнти (ОСББ, бізнес, бюджетні установи) обізнані та вимогливі.</li> <li>• Високі початкові інвестиції з боку клієнта роблять його вибагливим.</li> <li>• Вимоги до гарантійного обслуговування, допомоги в оформленні документів, фінансових моделей (ESCO, розстрочка).</li> <li>• Можливість вибору альтернативних, більш простих рішень.</li> </ul>	<p>Фактори загроз з боку заміників:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Традиційні технології: Дизель-генератори (низькі капіталовкладення), газові котли + мережева електроенергія.</li> <li>• Відновлювана енергетика: Сонячні електростанції (низька собівартість енергії, екологічність).</li> <li>• Інші когенераційні системи: Поршневі мікро-ТЕЦ (знайоміша технологія).</li> </ul> <p>Загроза зниження тарифів на газ та електроенергію з мережі.</p>
Висновки	<p>Інтенсивність конкурентної боротьби з боку прямих конкурентів: ВИСОКА.</p> <p>Проект конкурує з різними технологіями, кожна з яких має свої переваги (низька ціна, простота, нульові викиди). Ключова перевага SOFC – високий загальний ККД – доводиться довго та з використанням складних фінансових моделей.</p>	<p>Чи є можливості входу в ринок?</p> <p>Так, але бар'єри дуже високі. Ніша локальних інтеграторів "під ключ" вільна. Для входу потрібні серйозні інвестиції, технологічний партнер та компетенції.</p>	<p>Чи постачальники диктують умови роботи на ринку? Які?</p> <p>Так. Умови включають: ціни на модулі, умови гарантій, обмеження на модифікацію систем, залежність сервісу від оригінального виробника. Це створює ризик для бізнес-моделі.</p>	<p>Чи клієнти диктують умови роботи на ринку? Які?</p> <p>Так. Умови включають: вимогу чіткого терміну окупності (5-7 років), наявність сервісу 24/7, фінансові пільги (розстрочка, ESCO), допомогу в отриманні дозволів. Це підвищує вимоги до бізнес-моделі стартапу.</p>	<p>Обмеження для роботи на ринку через товари замітники: СЕРЕДНІ.</p> <p>Переваги SOFC (ефективність, паливна гнучкість, мінімальні викиди) захищають його від простих заміників. Головна загроза – це різке падіння цін на традиційні енергоносії або прорив у технологіях акумулявання для ВДЕ.</p>

Висновок: Принципова можливість роботи на ринку є. Ринкова ніша для високоефективної когенерації на базі SOFC існує, а попит підтримується трендами на енергонезалежність та енергоефективність.

Однак конкурентне середовище є складним та вимогливим.

Таблиця 6.10 – Обґрунтування факторів конкурентоспроможності.

№ п/п	Фактор конкурентоспроможності	Обґрунтування (наведення чинників, що роблять фактор для порівняння конкурентних проектів значущим)
1	Найвищий у класі сумарний коефіцієнт корисної дії (ККД ~90-95%)	<p>Чинники:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Прямо впливає на операційні витрати клієнта. Більш висока ефективність означає менше витрат палива на одиницю отриманої енергії (електрики + тепла).</li> <li>• Є ключовою технологічною перевагою перед усіма основними конкурентами (Табл. 6.2: ДГ – 40-50%, Сонячні станції – не застосовується, Поршневі ТЕЦ – 80-90%).</li> <li>• Безпосередньо відповідає вимогам клієнтів до «високої енергоефективності» (Табл. 6.5).</li> </ul>
2	Низька собівартість електроенергії та тепла в довгостроковій перспективі	<p>Чинники:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Основний драйвер економії для кінцевого споживача, особливо в умовах постійного зростання тарифів (Табл. 6.7, фактор 1).</li> <li>• Формує чіткий аргумент проти дизель-генераторів (дуже висока собівартість) та поршневих ТЕЦ (середня собівартість) (Табл. 6.2).</li> <li>• Прямо пов'язаний із вимогою клієнтів до «зрозумілого терміну окупності» (Табл. 6.5).</li> </ul>
3	Екологічність та мінімальний рівень шуму	<p>Чинники:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Відповідає світовим та українським трендам на «зелену» енергетику та підвищення вимог до екологічності (Табл. 6.7, фактор 4).</li> <li>• Є вагомим конкурентним перевагою перед дизель-генераторами (максимальні викиди) та поршневими ТЕЦ (високі викиди) (Табл. 6.2).</li> <li>• Формує позитивний екологічний імідж для бізнесу та ОСББ, підвищуючи привабливість та вартість нерухомості (Табл. 6.1).</li> <li>• Низький рівень шуму робить можливим установку в міській забудові, на відміну від шумних конкурентів.</li> </ul>
4	Висока надійність та енергонезалежність	<p>Чинники:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Критично важливо для всіх цільових груп: безперебійність бізнесу, резервне живлення будинків, енергозабезпечення критичних об'єктів (лікарні) (Табл. 6.1, 6.5).</li> <li>• «Дуже високий час безперервної роботи» (Табл. 6.2) є рішучою перевагою перед сонячними станціями (обмежені погодою та акумуляторами) та дизель-генераторами (обмежений запас палива).</li> <li>• Прямий захист від загрози «вразливості централізованих мереж» (Табл. 6.7, фактор 5).</li> </ul>
5	Комплексність рішення «2-в-1» та паливна гнучкість	<p>Чинники:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Поєднує генерацію електрики та високо потенційного тепла в одній установці, що є перевагою перед роздільними системами (окремий котел + мережева електроенергія або сонячна станція).</li> <li>• Зменшує капітальні витрати клієнта на закупівлю двох окремих систем.</li> <li>• Можливість роботи на біогазі (Табл. 6.1, 6.3) відкриває доступ до «зелених» тарифів, програм фінансування та додатково посилює екологічний імідж, а також захищає від ризику змін цін на газ (Табл. 6.6, фактор 4).</li> </ul>
6	Сильна сервісна та гарантійна підтримка «під ключ»	<p>Чинники:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Вимоги клієнтів однозначно вказують на необхідність «гарантійного та сервісного обслуговування», «технічної підтримки 24/7» та «допомоги в отриманні дозвільної документації» (Табл. 6.5).</li> <li>• Це є прямою відповіддю на «складність регуляторних процедур» (Табл. 6.6, фактор 2) та «технологічні ризики» (Табл. 6.6, фактор 5).</li> <li>• Формує довіру та знижує сприйняття ризику для клієнта, що є ключовим при роботі з високотехнологічним та інвестиційно-значущим продуктом.</li> </ul>

Таблиця 6.11 – Порівняльний аналіз сильних та слабких сторін «Мікро - ТЕЦ на Твердому Оксидному Паливному Елементі (SOFC)».

№ п/п	Фактор конкурентоспроможності	Бали 1-20	Рейтинг товарів-конкурентів у порівнянні з ... (SOFC)						
			-3	-2	-1	0	+1	+2	+3
1	Найвищий у класі сумарний ККД (~90-95%)	7					Поршнева мікро-ТЕЦ		Дизель-генератор Сонячна станція + акумулятор
2	Низька собівартість електроенергії та тепла в довгостроковій перспективі	4			Сонячна станція + акумулятор			Поршнева мікро-ТЕЦ	Дизель-генератор
3	Екологічність та мінімальний рівень шуму	5				Сонячна станція + акумулятор		Поршнева мікро-ТЕЦ	Дизель-генератор
4	Висока надійність та енергонезалежність	4				Поршнева мікро-ТЕЦ		Дизель-генератор Сонячна станція + акумулятор	
5	Комплексність рішення «2-в-1» та паливна гнучкість	6				Поршнева мікро-ТЕЦ			Дизель-генератор Сонячна станція + акумулятор
6	Сильна сервісна та гарантійна підтримка «під ключ»	-3		Дизель-генератор Поршнева мікро-ТЕЦ	Сонячна станція + акумулятор				

Таблиця 6.12 – SWOT- аналіз стартап-проекту.

<p><b>Сильні сторони (Strengths):</b></p> <p>S1. Найвищий у класі сумарний ККД (90-95%), що забезпечує максимальну ефективність використання палива.</p> <p>S2. Низька собівартість електроенергії та тепла в довгостроковій перспективі.</p> <p>S3. Мінімальні викиди та низький рівень шуму (екологічність та комфорт).</p> <p>S4. Висока надійність та тривалий час безперервної роботи.</p> <p>S5. Комплексне рішення "2-в-1" (електрика + тепло) та паливна гнучкість (природний газ/біогаз).</p> <p>S6. Потенційно довгий термін служби обладнання.</p>	<p><b>Слабкі сторони (Weaknesses):</b></p> <p>W1. Дуже високі капітальні витрати на обладнання та інсталяцію, що є основним бар'єром для клієнтів.</p> <p>W2. Відсутність на початку власної відпрацьованої сервісної та інсталяційної мережі ("під ключ").</p> <p>W3. Довгий час виходу на робочий режим (години) порівняно з конкурентами.</p> <p>W4. Технологічна складність та залежність від імпортних компонентів (SOFC-модулів).</p> <p>W5. Обмежена обізнаність ринку про технологію SOFC та її переваги.</p>
<p><b>Можливості (Opportunities):</b></p> <p>O1. Постійне зростання тарифів на електроенергію та газ, що робить енергоефективні рішення більш привабливими.</p> <p>O2. Державна підтримка "зеленої" енергетики та енергоефективності (потенційні програми, субсидії, "зелені" тарифи).</p> <p>O3. Потужний тренд на децентралізацію енергетики та енергонезалежність підприємств і домогосподарств.</p> <p>O4. Підвищення суспільних та регуляторних вимог до екологічності та зниження викидів.</p> <p>O5. Вразливість централізованих енергомереж, що стимулює попит на альтернативні джерела.</p> <p>O6. Вільна ніша на ринку України для інтегратора рішень на SOFC "під ключ".</p>	<p><b>Загрози (Threats):</b></p> <p>T1. Висока конкуренція з боку традиційних, більш простих і дешевих рішень (дизель-генератори, газові котли).</p> <p>T2. Зниження цін на природний газ або електроенергію з мережі, що зменшує економічну привабливість проекту.</p> <p>T3. Поява нових, більш досконалих або дешевих технологій-замінників (наприклад, прорив у акумуляванні енергії).</p> <p>T4. Складність та тривалість регуляторних процедур і отримання необхідних дозволів і сертифікатів.</p> <p>T5. Технологічні ризики та можливі збої в роботі пілотних установок, що можуть пошкодити репутацію.</p> <p>T6. Складність залучення фінансування через високі початкові інвестиційні витрати.</p>

Таблиця 6.13 – Альтернативи ринкового впровадження стартап-проекту.

№ п/п	Альтернатива (орієнтовний комплекс заходів) ринкової поведінки	Ймовірність отримання ресурсів	Строки реалізації
1	<p>Стратегія «Інтегратор-піонер»:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Укладення ексклюзивного дилерського партнерства з провідним виробником SOFC-модулів.</li> <li>• Швидкий запуск 2-3 пілотних проектів для ОСББ або малого бізнесу з демонстрацією ефективності. <ul style="list-style-type: none"> <li>• Акцент у маркетингу на енергонезалежність та довгострокову економію для подолання бар'єру ціни.</li> </ul> </li> <li>• Створення базової сервісної мережі в партнерстві з місцевими інжиніринговими компаніями.</li> </ul>	<p><b>ВИСОКА</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Не вимагає власного виробництва, лише партнерська угода.</li> <li>• Пілотні проекти можуть частково фінансуватися за рахунок коштів клієнтів або держпрограми.</li> <li>• Фокус на інтеграції та сервісі, а не на капіталомісткому R&amp;D.</li> </ul>	<p>6-12 місяців</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Швидкий початок продажів за рахунок готових технологій.</li> <li>• Пілотні проекти можуть бути реалізовані впродовж року.</li> </ul>
2	<p>Стратегія «Фінансового інноватора»:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Пріоритетна розробка та просування ESCO-моделі (енергосервісний контракт) та моделі оренди обладнання.</li> <li>• Активна робота з банками та міжнародними фондами для залучення «зелених» кредитів на вигідних умовах. <ul style="list-style-type: none"> <li>• Цільовий маркетинг на великі комерційні об'єкти (готелі, ТРЦ), найбільш чутливі до операційних витрат.</li> <li>• Відкладена розробка власного сервісу до появи перших контрактів.</li> </ul> </li> </ul>	<p><b>СЕРЕДНЯ</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Залежить від готовності фінансових установ ризикувати з новою технологією.</li> <li>• Модель ESCO вимагає власних оборотних коштів для старту, що є викликом для стартапу.</li> <li>• Потенційна підтримка з боку державних програм енергоефективності.</li> </ul>	<p>12-18 місяців</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Триваліший термін через складність узгодження фінансових моделей та угод.</li> </ul>
3	<p>Стратегія «Технологічного лідера»:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Орієнтація на повний цикл: від співпраці з виробником до поступової локалізації виробництва найпростіших компонентів (теплообмінники, корпуси).</li> <li>• Активні НДДКР з метою адаптації та вдосконалення системи для ринку України.</li> <li>• Фокус на державні тендери та великі інфраструктурні об'єкти (лікарні, школи). <ul style="list-style-type: none"> <li>• Побудова повноцінної власної сервісної та інсталяційної мережі.</li> </ul> </li> </ul>	<p><b>НИЗЬКА</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Вимагає дуже значних інвестицій у виробництво та R&amp;D.</li> <li>• Високі технологічні та регуляторні ризики.</li> <li>• Тривалий період без доходу.</li> </ul>	<p>24+ місяці</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Дуже тривалий термін виходу на ринок через складність та капіталомісткість завдань.</li> </ul>

Обрана альтернатива: №1 – «Стратегія Інтегратор-піонер».

Обґрунтування вибору:

1. Ймовірність отримання ресурсів є найвищою. Ця стратегія не вимагає значних капіталовкладень у виробництво, а будується на партнерстві та швидкому виході на ринок з готовим рішенням, що значно знижує стартовий бар'єр.
2. Строки реалізації є найбільш стислими. Можливість запустити пілотні проекти вже за 6 – 12 місяців дозволяє швидко створити історію успіху, отримати перші відгуки та почати генерувати дохід, що критично важливо для стартапу.
3. Стратегія оптимально використовує сильні сторони (S) та можливості (O), мінімізуючи слабкості (W) та загрози (T):

- S1, S2, S3: Дозволяє негайно пропонувати ринку продукт з найвищою ефективністю та екологічністю.
- O3, O5, O6: Ідеально відповідає трендам на енергонезалежність та дозволяє швидко зайняти вільну нішу інтегратора.
- W1, W2: Подолає високі капітальні витрати для клієнта за рахунок партнерських моделей, а сервісну слабкість – через альянси.
- T1, T4: Швидкий вихід на ринок дає перевагу першого гравця перед потенційними конкурентами та дозволяє накопичити практичний досвід роботи з регуляторами.

Таблиця 6.14 – Вибір цільових груп потенційних споживачів.

№ п/п	Опис профілю цільової групи потенційних клієнтів	Готовність споживачі в прийнятті продукт	Орієнтовний попит в межах цільової групи (сегменту)	Інтенсивність конкуренції в сегменті	Простота входу у сегмент
1	Малий та середній бізнес з високою енергоємністю (готелі, ресторани, пральні, пекарні, невеликі виробничі цехи)	Висока - керівництво швидко приймає рішення, орієнтоване на економічну вигоду та забезпечення безперервності виробництва.	Середній - десятки об'єктів в регіоні, що мають постійну потребу в теплі та електриці.	Середня - конкуренція з традиційними рішеннями (дизель-генератори, газові котли), але прямих аналогів (ТЕЦ) мало.	Середня - рішення приймаються швидко, але потрібна переконлива демонстрація економіки.
2	Багатоповерхові житлові будинки (ОСББ) з активним управлінням	Середня - колективне прийняття рішення уповільнює процес, але економія на комунальних витратах є потужним стимулом.	Високий - сотні потенційних ОСББ в великих містах, що постійно шукають способи зниження витрат.	Низька - відсутність прямих конкурентів з аналогічною технологією; конкуренція лише з традиційними покращеннями.	Низька - складний процес переговорів з ОСББ, довгі цикли продажів, необхідність роботи з колективом.
3	Комунальні та соціальні об'єкти (лікарні, школи, дитячі садки, адміністративні будівлі)	Низька - довгі бюрократичні процедури, складнощі бюджетного фінансування, консерватизм.	Високий - тисячі об'єктів по Україні з потребою зниження бюджетних витрат та забезпечення енергонезалежності.	Низька - відсутність гравців, що пропонують такі технології для цього сегменту.	Дуже низька - складні тендерні процедури, високі вимоги до документації, необхідність державної сертифікації.
<p>Які цільові групи обрано:</p> <p>На основі аналізу обрано дві цільові групи для початкового етапу впровадження проекту:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Малий та середній бізнес з високою енергоємністю</li> <li>2. Багатоповерхові житлові будинки (ОСББ) з активним управлінням</li> </ol>					

Таблиця 6.15 – Визначення базової стратегії розвитку.

№ п/п	Обрана альтернатива розвитку проекту	Стратегія охоплення ринку	Ключові конкуренто спроможні позиції відповідно до обраної альтернативи	Базова стратегія розвитку*
1	Стратегія «Інтегратор-піонер» (Швидкий вихід на ринок через партнерство з виробником, запуск пілотних проектів, побудова сервісної мережі)	Диференційований маркетинг (Робота з двома сегментами: малий та середній бізнес та ОСББ, з окремими маркетинговими програмами)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Технологічна перевага: Пропозиція готового рішення з найвищим у класі ККД та екологічністю.</li> <li>Швидкість та гнучкість: Можливість швидко інтегрувати та адаптувати рішення під потреби клієнта.</li> <li>Довіра та демонстрація: Наявність працюючих пілотних проектів для подолання скепсису ринку.</li> <li>Доступність: Подолання бар'єру високої ціни через партнерські моделі та фокус на довгостроковій економії.</li> </ul>	Стратегія диференціації

Таблиця 6.16 – Визначення базової стратегії конкурентної поведінки.

№ п/п	Чи є проект «першопр охідцем» на ринку?	Чи буде компанія шукати нових споживачів, або забирати існуючих у конкурентів?	Чи буде компанія копіювати основні характеристики товару конкурента, і які?	Стратегія конкурентної поведінки*
1	Так, на локальному (українському) ринку. Проект є першим спеціалізованим інтегратором рішень на базі SOFC "під ключ" в Україні. На глобальному ринку технологія вже існує.	Шукати нових споживачів. Основним завданням буде створення нового ринкового попиту та демонстрація переваг технології SOFC клієнтам, які раніше не розглядали таку альтернативу, або використовували роздільні системи (електромережа + котел).	Ні. Технологія SOFC є фундаментально іншою та має вбудовані унікальні переваги (високий ККД, екологічність), які неможливо відтворити, просто копіюючи характеристики традиційних конкурентів (дизель-генераторів, котлів). Навпаки, проект буде підкреслювати ці відмінності як свої ключові переваги.	Стратегія зайняття конкурентної ніші (Нішера)

Таблиця 6.17 – Визначення стратегії позиціонування.

№ п/п	Вимоги до товару цільової аудиторії	Базова стратегія розвитку	Ключові конкуренто спроможні позиції власного етапу проекту	Вибір асоціацій, які мають сформувати комплексну позицію власного проекту (три ключових)
1	Вимоги з Табл. 6.5: <ul style="list-style-type: none"> <li>Висока енергоефективність</li> <li>Надійність та безперебійність</li> <li>Екологічність</li> <li>Гарантійне та сервісне обслуговування</li> <li>Допомога в отриманні дозвільної документації</li> <li>Зрозумілий термін окупності</li> </ul>	Стратегія диференціації (Акцент на унікальних властивостях та перевагах, що створюють додаткову цінність)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Найвищий у класі ККД (90-95%)</li> <li>Низька собівартість енергії в довгострокову перспективу</li> <li>Мінімальні викиди та низький шум</li> <li>Висока надійність та енергонезалежність</li> <li>Комплексне рішення "2-в-1"</li> <li>Паливна гнучкість (біогаз)</li> </ul>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Найрозумніша енергетична інвестиція: Асоціація з максимальною ефективністю витрат палива, довгостроковою економією та прогнозованим терміном окупності. (Відповідає вимогам ефективності та окупності, стратегії диференціації та КП: ККД, собівартість)</li> <li>Повна енергонезалежність без компромісів: Асоціація з надійністю, безперебійністю, технологією майбутнього, що працює тут і зараз. (Відповідає вимогам надійності, стратегії нішера та КП: надійність, енергонезалежність)</li> <li>Екологічно чиста енергія майбутнього, доступна сьогодні: Асоціація з відповідальністю, сучасністю, "зеленим" іміджем та технологічним лідерством. (Відповідає вимогам екологічності, стратегії диференціації та КП: екологічність, технологічність)</li> </ol>

Таблиця 6.18 – Визначення ключових переваг концепції потенційного товару.

№ п/п	Потреба	Вигода, яку пропонує товар	Ключові переваги перед конкурентами (існуючі або такі, що потрібно створити)
1	Зниження операційних витрат на енергоносії	Значна економія коштів на електроенергії та теплі завдяки найвищому ККД	Існуюча: Найвищий у класі сумарний ККД (90-95%) проти дизель-генераторів (40-50%) та поршневих ТЕЦ (80-90%). Забезпечує нижчу собівартість енергії в довгострокову перспективу.
2	Забезпечення енергетичної незалежності та надійності	Безперербійне постачання електрики та тепла незалежно від зовнішніх мереж	Існуюча: "Дуже високий час безперервної роботи" порівняно з обмеженим часом роботи дизель-генераторів та залежністю сонячних станцій від погоди.
3	Екологічність та комфорт експлуатації	Чиста енергія без шуму та шкідливих викидів для довкілля та мешканців	Існуюча: Мінімальні викиди та низький рівень шуму проти високих викидів дизель-генераторів/поршневих ТЕЦ та високого шуму останніх.
4	Отримання комплексного рішення "під ключ"	Економія часу та ресурсів завдяки єдиному постачальнику послуг "від проекту до сервісу"	Потрібно створити: Комплексна пропозиція, що поєднує поставку, інсталяцію, гарантійне обслуговування та допомогу в отриманні дозвільної документації, що відрізняє від конкурентів, які пропонують лише обладнання.
5	Підвищення статусу та іміджу	Формування іміджу сучасного, екологічно відповідального бізнесу або будинку	Існуюча: Використання інноваційної "зеленої" технології майбутнього на відміну від традиційних, морально застарілих рішень.
6	Паливна гнучкість та стабільність	Захист від коливань цін на паливо та можливість використання біогазу	Існуюча: Можливість роботи на біогазі на відміну від дизель-генераторів та сонячних станцій. Паливна гнучкість, аналогічна поршневим ТЕЦ, але з вищою ефективністю.

Таблиця 6.19 – Опис трьох рівнів моделі товару.

Рівні товару	Сутність та складові		
I. Товар за задумом	<p>Опис базової потреби: Надійне, економічно ефективне та незалежне енергопостачання.</p> <p>Основна функціональна вигода: Повна енергетична автономія та різке зниження експлуатаційних витрат на електрику та тепло за рахун найвищої ефективності перетворення палива.</p>		
II. Товар у реальному виконанні	Властивості/характеристики	М/Нм	Вр/Тх /Тл/Е/Ор
	1. Електрична потужність: 5-100 кВт (модульна)	М	Вр, Тх
	2. Теплова потужність: 5-90 кВт (високопотенційне тепло)	М	Вр, Тх
	3. Сумарний ККД: 90-95%	М	Е
	4. Рівень шуму: < 65 дБ	Нм	Ер, Ор
	5. Викиди NOx, SOx, CO: мінімальні (близькі до нуля)	Нм	Ек, Б
	6. Паливо: природний газ, біогаз	М	Тх
	7. Час безперервної роботи: > 8000 год/рік	М	Н
	Якість: Обладнання відповідає європейським стандартам безпеки та енергоефективності (CE, ISO). Проводиться тестування кожного модуля перед постачанням.		
Пакування: Модульна конструкція в захищеному всепогодному корпусі для простоти транспортування та інсталяції.			
Марка: Енерго-Імпульс / SOFC-ТЕЦ "Енергоджин" (назва організації-розробника + назва товару)			
III. Товар із підкріпленням	<p>До продажу:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Безкоштовний попередній аналіз об'єкта та енергетичний аудит.</li> <li>• Розробка індивідуального техніко-економічного обґрунтування (ТЕО) з розрахунком терміну окупності.</li> <li>• Консультації щодо отримання необхідних дозволів та сертифікації.</li> <li>• Допомога у підготовці документації для участі в державних програмах енергоефективності.</li> </ul>		
	<p>Після продажу:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Повне інсталяційне супроводження "під ключ".</li> <li>• Гарантійне обслуговування (24/7 моніторинг та виїзд спеціаліста). <ul style="list-style-type: none"> <li>• Пост-гарантійне технічне обслуговування.</li> <li>• Контракти на сервісне обслуговування (ТО).</li> </ul> </li> <li>• Консультаційна підтримка та навчання персоналу клієнта.</li> <li>• Можливість модернізації та масштабування системи.</li> </ul>		
За рахунок чого потенційний товар буде захищено від копіювання:	<p>1. Технологічні бар'єри: Складність технології виробництва SOFC-елементів, захищеної патентами глобальних виробників, з якими укладено партнерську угоду.</p> <p>2. Ексклюзивність та ноу-хау: Унікальність полягає не в самому модулі, а в його адаптації під місцеві умови, системі інтеграції "під ключ", розроблених фінансових моделях (ESCO) та побудові сервісної мережі.</p> <p>3. Комплексність рішення: Захист забезпечується поєднанням високотехнологічного обладнання, спеціалізованого програмного забезпечення для керування та моніторингу, та якісного сервісу, який важко швидко відтворити конкурентам.</p>		

Таблиця 6.20 – Визначення меж встановлення ціни.

№ п/п	Рівень цін на товари замітники	Рівень цін на товари аналоги	Рівень доходів цільової групи споживачів	Верхня та нижня межі встановлення ціни на товар/послугу
1	<p>Дизель-генератор (5-100 кВт):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Капітальні витрати: \$500-1,200/кВт</li> <li>Собівартість електроенергії: \$0.30-0.50/кВт-год</li> </ul> <p>Сонячна станція + акумулятор (5-100 кВт):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Капітальні витрати: \$1,500-3,000/кВт (з акумулятором)</li> <li>Собівартість електроенергії: \$0.08-0.15/кВт-год (без акумулятора ~\$0.05)</li> </ul>	<p>Поршнева мікро-ТЕЦ (5-100 кВт):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Капітальні витрати: \$2,500-4,500/кВт</li> <li>Собівартість електроенергії: \$0.12-0.20/кВт-год</li> <li>Загальний ККД: 80-90%</li> </ul>	<p>Малий та середній бізнес:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Готовність інвестувати при терміні окупності 3-5 років</li> <li>Можливість фінансування через кредитні лінії</li> </ul> <p>ОСББ:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Готовність інвестувати при терміні окупності 5-7 років</li> <li>Можливість збору коштів через річні плани розвитку</li> </ul>	<p>Верхня межа: ~\$6,000/кВт</p> <p>Обґрунтування: Максимальна ціна, що може бути прийнята при демонстрації переваг над поршневою ТЕЦ (вищий ККД, екологічність) та іншими аналогами.</p> <p>Нижня межа: ~\$3,500/кВт</p> <p>Обґрунтування: Мінімальна ціна, що забезпечує конкурентоспроможність з поршневими ТЕЦ та демонструє переваги перед дешевшими заміниками через розрахунок довгострокової економії.</p>

Таблиця 6.21 – Формування системи збуту.

№ п/п	Специфіка закупівельної поведінки цільових клієнтів	Функції збуту, які має виконувати постачальник товару	Глибина каналу збуту	Оптимальна система збуту
1	<p>Для малого та середнього бізнесу:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Швидке прийняття рішень власником/керівництвом</li> <li>Вимога детальних економічних розрахунків (TCO, ROI)</li> <li>Потреба в технічних консультаціях</li> <li>Чутливість до терміну окупності</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Консультавання та технічні презентації</li> <li>Розробка індивідуальних ТЕО</li> <li>Демонстрація пілотних проектів</li> <li>Організація фінансування (ESCO, розстрочка) <ul style="list-style-type: none"> <li>Укладення договорів</li> </ul> </li> <li>Координація монтажних робіт</li> </ul>	<p>Короткий канал (1-2 рівні):</p> <p>Виробник → Кінцевий споживач або</p> <p>Виробник → Регіональний партнер → Кінцевий споживач</p>	<p>Комбінована система:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Прямі продажі для великих корпоративних клієнтів</li> <li>Робота через авторизованих партнерів-інтеграторів в регіонах</li> </ul>
2	<p>Для ОСББ:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Колективне прийняття рішення (загальні збори)</li> <li>Довгі цикли продажів (3-9 місяців)</li> <li>Вимога до простоти та наочності пропозиції</li> <li>Потреба у громадських слуханнях та презентаціях</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Проведення групових презентацій для мешканців</li> <li>Роз'яснення економічних вигод для кожного мешканця</li> <li>Допомога в оформленні документів для ОСББ</li> <li>Супровід тендерних процедур</li> <li>Організація групового фінансування</li> </ul>	<p>Короткий канал (1-2 рівні):</p> <p>Виробник → ОСББ або</p> <p>Виробник → Спеціалізований консультант → ОСББ</p>	<p>Прямі продажі через власних менеджерів з підтримкою місцевих партнерів-консультантів</p>

Таблиця 6.22 – Концепція маркетингових комунікацій.

№ п/п	Специфіка поведінки цільових клієнтів	Канали комунікацій, якими користуються цільові клієнти	Ключові позиції, обрані для позиціонування	Завдання рекламного повідомлення	Концепція рекламного звернення
1	<p>Для малого та середнього бізнесу:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Рациональне прийняття рішень на основі економічних розрахунків</li> <li>Активний пошук інформації в інтернеті</li> <li>Відвідування професійних заходів</li> <li>Чутливість до терміну окупності</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>LinkedIn та професійні спільноти</li> <li>Спеціалізовані ЗМІ та портали</li> <li>Конференції та виставки енергетичного профілю</li> <li>Целеві email-розсилки</li> <li>Прямі контакти менеджерів з продажу</li> </ul>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Найрозумніша енергетична інвестиція</li> <li>Повна енергонезалежність без компромісів</li> <li>Екологічно чиста енергія майбутнього</li> </ol>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Продемонструвати переваги в економії коштів</li> <li>Показати надійність системи</li> <li>Підкреслити конкурентні переваги</li> </ul>	<p>"Енергетична незалежність та економія для вашого бізнесу"</p> <p>Акцент на конкретних цифрах економії, розрахунках окупності, порівнянні з традиційними рішеннями.</p> <p>Використання кейсів успішних впроваджень.</p>

## Продовження таблиці – 6.22

2	<p>Для ОСББ:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Колективне прийняття рішень</li> <li>• Вплив суспільної думки</li> <li>• Орієнтація на рекомендації</li> <li>• Інформація з місцевих ЗМІ</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Місцеві соціальні мережі та групи</li> <li>• Інформаційні стенди в будинках <ul style="list-style-type: none"> <li>• Збори мешканців</li> <li>• Місцеві газети та телебачення</li> </ul> </li> <li>• Співпраця з управами ОСББ</li> </ul>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Найрозумніша енергетична інвестиція</li> <li>2. Екологічно чиста енергія майбутнього</li> <li>3. Підвищення статусу будинку</li> </ol>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Навчити мешканців перевагам технології</li> <li>• Показати вигоди для кожного мешканця</li> <li>• Створити позитивний імідж</li> </ul>	<p>"Сучасне енергозабезпечення для вашого будинку"</p> <p>Просте та зрозуміле пояснення технології, акцент на комфорті, безпеці та економії для кожного мешканця.</p> <p>Використання візуалізацій та відгуків.</p>
---	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

### Висновки

На основі комплексного маркетингового аналізу, проведеного в рамках розробки стартап-проекту "Мікро-ТЕЦ на основі твердого оксидного паливного елемента (SOFC)", можна зробити наступні ключові висновки щодо його ринкових перспектив та можливості комерціалізації.

#### 1. Можливість ринкової комерціалізації проекту:

Так, проект має високий потенціал для успішної ринкової комерціалізації.

Це підтверджується наступними факторами:

- **Наявність попиту:** Існує стійкий попит з боку цільових сегментів (малий та середній бізнес, ОСББ, комунальні установи) на рішення, що забезпечують зниження операційних витрат на енергоносії та енергонезалежність. Ключові драйвери попиту – постійне зростання тарифів, вразливість централізованих мереж та тренд на децентралізацію енергетики.
- **Позитивна динаміка ринку:** Ринок локальної генерації та енергоефективних технологій в Україні перебуває на стадії зростання. Він підтримується державними ініціативами у сфері енергозбереження та глобальною тенденцією на "зелену" енергетику.
- **Очікувана рентабельність:** Проведений аналіз конкурентоспроможності та попередня оцінка ринку свідчать про можливість досягнення рентабельності на рівні 20 – 30% після подолання початкового інвестиційного бар'єру. Основа рентабельності – висока ефективність продукту, що забезпечує низьку собівартість енергії та формує стабільний потік заощаджень для клієнта.

## 2. Перспективи впровадження проекту

Перспективи впровадження є високими, але умовними, що вимагає подолання низки викликів:

- **Потенційні групи клієнтів:** Чітко ідентифіковані та перспективні цільові сегменти (енергоємний бізнес, ОСББ). Вони мають усвідомлену потребу, а їхні вимоги до товару та постачальника (надійність, сервіс, термін окупності) можуть бути задоволені за рахунок унікальних властивостей продукту.
- **Бар'єри входження:** Бар'єри є значними (високі капітальні витрати, технологічна складність, регуляторні вимоги), що, з одного боку, обмежує коло потенційних конкурентів, а з іншого – вимагає від стартапу ретельного планування та пошуку стратегічних партнерів для їх подолання.
- **Стан конкуренції:** Проект не вступає в пряму конкуренцію з єдиним лідером, а займає вільну нішу високоефективної когенерації. Конкуренція є міжгалузеву (з традиційними рішеннями), що дозволяє успішно диференціюватися за рахунок переваг у ефективності та екологічності.
- **Конкурентоспроможність проекту:** Проект володіє потужним комплексом сильних сторін, що формують його конкурентоспроможність: найвищий ККД, низька собівартість енергії, екологічність, надійність. Ці фактори дозволяють компенсувати головний недолік – високі початкові витрати.

## 3. Обрана альтернатива впровадження

Для ринкової реалізації проекту доцільно обрати Альтернативу №1 – «Стратегія Інтегратор-піонер». Цей шлях передбачає швидкий вихід на ринок через партнерство з виробником SOFC-модулів, запуск пілотних проектів та побудову сервісної мережі.

Обґрунтування вибору:

- **Максимальна ймовірність отримання ресурсів:** Не вимагає власного капіталомісткого виробництва, будучи на партнерській основі.

- Мінімальні строки реалізації: Дає змогу отримати перші продажі та створити історії успіху вже за 6 – 12 місяців.
- Стратегічна відповідність: Ідеально відповідає обраним базовій стратегії розвитку (диференціація) та стратегії конкурентної поведінки (зайняття ніші), дозволяючи сфокусуватися на створенні унікальної цінності для клієнта та побудові міцних позицій в обраній ринковій ніші.

#### 4. Доцільність подальшої імплементації проекту

Так, подальша імплементація проекту є цілком доцільною. Проведений аналіз вичерпно демонструє, що технологічна ідея має реальний ринковий потенціал, підкріплений конкретними потребами клієнтів і сприятливими ринковими трендами. Розроблена ринкова стратегія та маркетингова програма формують чіткий план дій для успішного виходу на ринок.

Загальний висновок: Стартап-проект "Мікро-ТЕЦ на SOFC" є інноваційним, технологічно обґрунтованим та комерційно привабливим. Незважаючи на наявні ризики та бар'єри, його успішна імплементація є цілком реальною за умови ретельного виконання розробленого плану та залучення необхідних ресурсів.

## ВИСНОВКИ

### **Розділ 1. Аналіз стану системи електропостачання головної понижувальної підстанції 35/10 кВ.**

Результати першого розділу роботи виявили системну кризу в енергозабезпеченні газокompресорної станції, що ґрунтується на критичному фізичному та моральному зносі всього комплексу електрообладнання головної понижувальної підстанції 35/10 кВ. Детальний аудит показав, що підстанція, введена в експлуатацію ще в 1974 році, експлуатує обладнання, яке не лише повністю вичерпало свій нормативний ресурс, але й принципово не відповідає сучасним вимогам до безпеки, надійності та енергоефективності. На стороні вищої напруги 35 кВ знаходяться застарілі бакові масляні вимикачі та роз'єднувачі типу РЛНД з ручним керуванням, що змушує персонал здійснювати небезпечні перемикання під напругою. Ще більш тривожна ситуація склалася на стороні 10 кВ, де комплектний розподільчий пристрій зовнішнього виконання КРУН-10кВ укомплектований маломасляними вимикачами середини минулого століття. Це обладнання є джерелом підвищеної пожежо- та вибухонебезпеки, має значно збільшений час відключення струмів короткого замикання та є прямим технологічним ризиком.

Глибинний аналіз експлуатаційних режимів виявив ще одну серйозну проблему структурного характеру. Два силові трансформатори потужністю по 4000 кВА кожен працюють у режимі хронічного недовантаження, яке рідко перевищує 50 % від номінальної потужності. Такий режим є надзвичайно неефективним, оскільки веде до непропорційно високих втрат потужності холостого ходу та значного споживання реактивної енергії з мережі, що дестабілізує енергосистему в цілому і призводить до прямого економічного збитку через завищені платежі. Ця ситуація є наслідком двох факторів: загального скорочення обсягів транспортування газу та виведення з експлуатації частини споживачів, таких як старі насосні станції та охолоджувачі.

Важливим результатом аналізу стало побудова та вивчення добових та сезонних графіків навантаження підстанції. Встановлено чітку залежність енергоспоживання від технологічного циклу: літній період, коли здійснюються активні закачування газу в підземні сховища, характеризується системно вищим навантаженням через роботу численних систем повітряного охолодження. Однак навіть пікові літні навантаження не наближаються до номінальної потужності встановлених трансформаторів, що остаточно підтверджує висновок про їх невідповідність реальним потребам підприємства. Таким чином, Розділ 1 не просто констатує факт застарілості, а вибудовує цілісну картину технологічної, експлуатаційної та економічної недосконалості існуючої системи електропостачання, однозначно обґрунтовуючи необхідність не ремонту, а повноцінної технічної реконструкції всієї енергетичної інфраструктури ГКС як єдиного комплексу.

## **Розділ 2. Розробка пропозицій щодо вдосконалення головної ПС 35/10 кВ.**

Виходячи з вичерпного аналізу, проведеного в першому розділі, у другому розділі була розроблена комплексна, технічно деталізована та економічно обґрунтована концепція повної модернізації головної понижувальної підстанції. Робота почалася з фундаментального перерахунку електричних навантажень підприємства з використанням методу коефіцієнта попиту. Були враховані як силові навантаження всіх цехів (газокомпресорних та тепличного господарства), так і навантаження від систем освітлення. В результаті була визначена розрахункова потужність підприємства на шинах 10 кВ, яка з урахуванням коефіцієнта одночасності та економічно доцільного рівня реактивної потужності склала близько 3.15 МВА. Ця цифра стала ключовою для вибору нового трансформаторного обладнання.

На основі отриманих даних та з огляду на наявність споживачів першої категорії надійності було обґрунтовано рішення про встановлення двох нових силових трансформаторів. Детальна перевірка за умовами як нормального, так і післяаварійного режиму (зокрема, з урахуванням більш важкого літнього

періоду) показала, що трансформатори потужністю 1600 кВА є недостатніми. У підсумку було обрано два сучасні трансформатори типу ТМН-2500/35 з регулюванням напруги під навантаженням. Такий вибір не тільки гарантує надійне електропостачання в будь-яких умовах, але й виводить трансформатори з губительного режиму недовантаження, закладаючи основу для майбутнього зростання навантажень та значного підвищення енергоефективності.

Окремої уваги заслуговує розробка нової головної схеми електроз'єднань на стороні 35 кВ. Серед розглянутих варіантів (класичний місток на віддільниках, місток з вимикачем) була обрана найбільш відповідна сучасним вимогам та умовам конкретного об'єкта схема містка з трьома вимикачами на чотири приєднання (дві лінії та два трансформатори). Ця схема є оптимальним поєднанням економічності, надійності та оперативної гнучкості. Вона дозволяє за допомогою автоматики (АВР) при аварії на одній з вхідних ліній зберегти живлення обох силових трансформаторів через одну лінію, що критично важливо для забезпечення безперебійності технологічного процесу. Далі в розділі був проведений скрупульозний вибір кожного елемента цієї схеми: вакуумних вимикачів ВББЗ-35-12,5-1000, роз'єднувачів РДЗ2-35/1000, трансформаторів струму та напруги, обмежувачів перенапруги РВС-35, а також сучасних засобів обліку та контролю (лічильники «Каскад»). Кожен апарат був перевірений за повним комплексом умов: за номінальною напругою та струмом, за комутаційною, електродинамічною та термічною стійкістю, що підтвердило їх повну відповідність розрахунковим параметрам мережі та струмів короткого замикання.

Аналогічний підхід був застосований для сторони 10 кВ, де запропоновано повну заміну застарілого КРУН на сучасні комплектні комірки вкратного типу К-54 з вакуумними вимикачами ВВ/TEL-10. Для кожної типової комірки (вводу лінії, вводу трансформатора, секційної) виконаний розрахунок робочих струмів та проведено вибір і перевірку всього вбудованого обладнання: вимикачів, трансформаторів струму ТЛК-10,

запобіжників, обмежувачів перенапруги та трансформаторів напруги НАМИ-10. Таким чином, «Розділ 2» трансформується з теоретичного аналізу в готовий до впровадження інженерний проект, що містить повний перелік обладнання з технічним обґрунтуванням кожного вибору, що дозволяє перейти безпосередньо до етапу закупівлі та монтажу.

### **Розділ 3. Розрахунок електропостачання газокompресорного цеху №3.**

Третій розділ став логічним продовженням та поглибленням роботи, переносячи фокус з підстанційної інфраструктури безпосередньо на одного з ключових споживачів – газокompресорний цех №3. Метою цього розділу було не лише забезпечити надійне електропостачання цеху від модернізованої підстанції, а й розробити детальну, перевірену розрахунками схему його внутрішньої енергосистеми. Робота почалася зі складання повної відомості споживачів цеху, де були враховані як потужні електроприводи компресорів (наприклад, пускові насоси потужністю 55 кВт), так і численні допоміжні механізми: засувки, вентиляційні установки, системи підігріву та освітлення. Усі споживачі класифіковані за категорією надійності (переважно I та II) та характером режиму роботи, що визначило високі вимоги до схеми живлення.

Ключовим етапом став розрахунок струмів короткого замикання, виконаний для визначення найбільш напружених умов роботи апаратів захисту. Розрахунок був проведений для двох точок: на шинах 10 кВ підстанції (точка K1) та на низьковольтних шинах 0,4 кВ цехового розподільного пункту (точка K2). Для цього була побудована розрахункова схема та схема заміщення, що враховувала опір енергосистеми, кабельних ліній 10 кВ, силових трансформаторів цеху, а також опір шин та комутаційної апаратури. В результаті були отримані конкретні значення періодичної складової та ударного струму КЗ, які стали незмінною основою для наступного кроку – вибору апаратів захисту.

На підставі розрахованих струмів КЗ та номінальних струмів електроприймачів був проведений вибір захисної та комутаційної апаратури для кожної групи споживачів. Так, для двигунів засувок потужністю 0,37 кВт

обрані автоматичні вимикачі АЕ2026 з тепловим та електромагнітним розчіплювачем, налаштованими на пусковий струм, та магнітні пускачі ПМЛ-1600 з тепловими реле. Для потужного пускового насоса (55 кВт) обраний автомат АЕ3710Б на 160 А та пускач ПМЛ-7200. Паралельно було здійснено вибір перерізів та марок кабельних ліній (АВВГ, КРПТ) від розподільчих пунктів до кожного споживача, перевірених на нагрівання та втрати напруги. Ця скрупульозна робота, результати якої приведені до зведених таблиць, забезпечує не тільки функціональність, а й селективність дії захистів: при аварії відключиться лише пошкоджена лінія, мінімізуючи вплив на технологічний процес. Таким чином, «Розділ 3» завершує ланцюжок проектування «підстанція – цеховий споживач», надаючи повний комплект документації для модернізації електропостачання не лише на рівні розподільчої підстанції, а й на рівні кінцевого технологічного об'єкта, що підтверджує комплексність та готовність всього проєкту до практичної реалізації.

#### **Розділ 4. Технічний опис підстанції 110/35 кВ та пропозиції щодо вдосконалення.**

Аналіз вищої підстанції 110/35 кВ, яка є джерелом живлення для всієї газокомпресорної станції, виявив принципово іншу ситуацію порівняно з підстанцією 35/10 кВ. Цей об'єкт вже обладнаний сучасним основним обладнанням: потужними трансформаторами ТРДН-25000/110/35 з регулюванням під навантаженням, елегазовими вимикачами LTB 123 D1/V фірми АВВ на стороні 110 кВ, сучасними вакуумними вимикачами та комплектними розподільчими пристроями на стороні 35 кВ. Однак цей розділ демонструє, що наявність сучасного первинного обладнання є лише однією складовою надійної роботи. Головним об'єктом для вдосконалення тут виступають системи релейного захисту та автоматики, які повинні забезпечити швидке та селективне відключення будь-яких пошкоджень у складній багатоланковій системі з двома трансформаторами, подвійною системою шин та численними відходящими лініями.

Проведений в рамках розділу розрахунок струмів трифазного короткого замикання у відносних одиницях для трьох ключових точок (К1 – шини 110 кВ, К2 – шини 35 кВ, К3 – кінець кабельної лінії) дав чітке розуміння напруженості режимів у всіх частинах схеми. Розраховані значення періодичної складової та ударних струмів КЗ стали невід’ємною основою не тільки для перевірки термічної та динамічної стійкості вже встановленого обладнання, але й, що важливіше, для точного вибору уставок нових мікропроцесорних захистів. На основі цих розрахунків була розроблена ціла система уставок: запропоновані значення спрацьовування струмових відсічок та захистів від перевантажень силових трансформаторів (наприклад,  $I_{св} = 6,024$  кА для відсічки), обґрунтована необхідність диференціального захисту шин 35 кВ та розроблені принципи селективного захисту кабельних ліній 35 кВ від як багатофазних, так і однофазних замикань на землю з використанням трансформаторів струму нульової послідовності. Таким чином, цей розділ завершує формування повноцінного ланцюжка захисту всієї енергосистеми, що живить ГКС – від джерела (ПС 110/35 кВ) через проміжну ланку (ПС 35/10 кВ, розділ 2) до кінцевого споживача (цех №3, розділ 3), обґрунтовуючи повний перехід на мікропроцесорну базу, що забезпечить високу швидкодію, гнучкість та можливість дистанційного контролю.

## **Розділ 5. Охорона праці.**

Розділ, присвячений охороні праці, не є формальним додатком, а становить невід’ємну інженерну частину комплексної модернізації. У ньому безпека розглядається не абстрактно, а через призму конкретних фізичних явищ та кількісних розрахунків. Перша частина присвячена захисту від зовнішніх впливів – атмосферної електрики. На основі габаритів підстанції та категорії захисту від прямих ударів блискавки були розраховані зони захисту стержневих блискавковідводів, що дозволяє геометрично обґрунтувати їх кількість та розміщення для прикриття всієї території. Далі розділ глибоко занурюється в аналіз електробезпеки персоналу – найкритичнішого ризику при експлуатації високовольтних установок. Детально розглянуто два

найнебезпечніші сценарії: однофазне дотикання людини до струмоведучої частини в мережі з ізольованою нейтраллю (характерно для мереж 35 кВ та 10 кВ ГКС) та потрапляння людини під напругу кроку в зоні розтікання струму при замиканні на землю. Для кожного випадку проведено повний розрахунковий аналіз, що враховує опір тіла людини, опір взуття та основи, опір заземлення нейтралі або опір заземлювача, а також ємнісні струми мережі.

Результати цих розрахунків є вагомими: вони чисельно демонструють, що навіть у мережах з ізольованою нейтраллю (де традиційно ризик вважається меншим) струм, що може пройти через людину, може перевищувати смертельно небезпечні значення, особливо при погіршенні ізоляції мережі. Розрахунок напруги кроку показав, на якій відстані від місця замикання небезпека для людини, що стоїть на землі, стає критичною. Ці кількісні оцінки безпосередньо ведуть до конкретних технічних та організаційних висновків: необхідність безумовного дотримання правил експлуатаційних перемикань з використанням захисних засобів, критична важливість ідеального стану ізоляції мережі та системи заземлення, а також встановлення сигналізації про замикання на землю для оперативного виявлення аварійних режимів.

Отже, цей розділ інтегрує питання безпеки в загальну технічну концепцію, доводячи, що модернізація обладнання та систем захисту безпосередньо спрямована і на ліквідацію ключових ризиків для життя персоналу.

## **Розділ 6. Розроблення стартап-проекту.**

Завершальний розділ роботи здійснює концептуальний стрибок від технічної модернізації до інноваційної бізнес-моделі, трансформуючи результати попередніх розділів у основу для стартап-проекту. Ідея полягає у впровадженні на газокомпресорній станції мікро-ТЕЦ на основі твердих оксидних паливних елементів (SOFC), що використовуватиме технологічний паритет підприємства – наявність магістрального природного газу. Це не просто додаткове джерело живлення, а системне рішення, що генерує

синергію з результатами модернізації підстанції 35/10 кВ. Детально розглядаються режими роботи такої установки потужністю 1 – 3 МВт: паралельна робота з мережею для покриття базового навантаження зі значно нижчими витратами, можливість повного автономного живлення найвідповідальніших споживачів при аваріях у зовнішній мережі (підвищуючи надійність вище за першу категорію) та потенціал здачі надлишків енергії в мережу. Критично важливою є демонстрація ефективності: електричний ККД SOFC (60-65%) удвічі перевершує ККД звичайних генераторів, а за рахунок утилізації високопотенційного тепла (для опалення) загальний ККД досягає 85-90%. Розділ переконливо доводить, що технічна модернізація, детально описана в роботі (сучасні вимикачі, мікропроцесорна РЗА, точні системи обліку), є абсолютно необхідною передумовою для безпечної та ефективної інтеграції SOFC в енергосистему підприємства. Без сучасних систем захисту від противключення, точної синхронізації та автоматичного введення резерву (АВР) така інтеграція була б неможливою. Таким чином, стартап-проект пропонує не продаж обладнання, а комплексну послугу «енергосервісу» (Energy-as-a-Service), яка включає проектування, фінансування, будівництво та експлуатацію високоефективної генерації, інтегрованої з модернізованою інфраструктурою. Успішна реалізація на одній ГКС створює масштабовану модель для всієї газотранспортної системи, перетворюючи капітальні витрати на модернізацію на джерело довгострокової економії, енергонезалежності та нового бізнесу. Цей розділ остаточно утворює дисертацію не лише як інженерний проєкт, але й як стратегічну дорожню карту переходу пасивної споживчої інфраструктури до статусу активного, керованого та ефективного енергетичного активу.

## ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. Заколюдажний, В.В. Спецпитання з виробництва та розподілу електроенергії. Курсовий проект [Електронний ресурс] : навчальний посібник для здобувачів ступеня магістра за освітньою програмою Управління, захист та автоматизація енергосистем / В.В. Заколюдажний ; КПІ ім. Ігоря Сікорського. - Електронні текстові дані (1 файл: 1.03 Мбайт). - Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2023. - 70 с
2. Заколюдажний, В.В. Практика здобувачів ступеня магістра. Організація, завдання та звітування [Електронний ресурс] : навч. посіб. для здобувачів ступеня магістра за освітньою програмою Управління, захист та автоматизація енергосистем, спеціальності 363 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / В.В. Заколюдажний ; КПІ ім. Ігоря Сікорського. - Електронні текстові дані (1 файл: 266.52 Кбайт). - Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2023. - 14 с
3. Комірки К-54 для мереж 6–10 кВ Комірки КРП серії К-54 [Електронний ресурс] : технічний паспорт, загальні параметри, захисні та конструктивні характеристики. – Електронні текстові дані (1 файл: 3.05 Мбайт). – Київ : «Енергоприлад», 2020. – 42 с.
4. Дмитренко, О.О. Автоматизація енергоукомплектування. Лабораторний практикум [Електронний ресурс] : навч. посіб. для здобувачів ступеня магістра спеціальності 363 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / Дмитренко О. О., Хлистов В.М., Заколюдажний В.В. ; КПІ ім. Ігоря Сікорського. - Електронні текстові дані (1 файл: 4.38 Мбайт). - Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2023. - 141 с.
5. Каталог «Каскад». Система комерційного обліку електроенергії Каталог системи обліку електроенергії «Каскад» [Електронний ресурс] : технічний опис обладнання для підстанцій 0,4–35 кВ. – Електронні текстові дані (1 файл: 2.12 Мбайт). – Київ : НВП «Каскад-Енерго», 2022. – 54 с.

6. Омельчук А.О. Підвищення пропускної здатності ліній електропередавання в післяаварійному режимі /А.О. Омельчук, В.В.Заколюдажний // Енергетика і автоматика.-2023, №6.-с.39-49.
7. Методи розрахунку коротких замикань в мережах 6–110 кВ Методи розрахунку коротких замикань в електричних мережах 6–110 кВ [Електронний ресурс] : навч. посіб. / С.І. Соколов, А.В. Дрозд ; НУ «Запорізька політехніка». – Електронні текстові дані (1 файл: 3.44 Мбайт). – Запоріжжя : ЗП, 2018. – 149 с.
8. Системи автоматичного керування підстанціями Системи автоматичного керування підстанціями [Електронний ресурс] : навчальний посібник / М.С. Пилипенко, В.В. Сіренко ; НУ «Київський політехнічний інститут ім. Ігоря Сікорського». – Електронні текстові дані (1 файл: 3.02 Мбайт). – Київ : КПІ ім. І. Сікорського, 2016. – 132 с.
9. Яндутьський О.С., Марченко А.А., Хлистов В.М. Моделювання мікропроцесорного диференційного захисту трансформатора // Вісник Вінницького політехнічного інституту. - 2014. -№ 3. -с.99-103.
- 10.Гордін О.М., Заколюдажний В. В. МОДЕРНІЗАЦІЯ ЦЕНТРАЛЬНОГО РОЗПОДІЛЬНОГО ПУНКТУ 10 кВ //Міжнародний науково-технічний журнал "Сучасні проблеми електроенергетехніки та автоматики". – 2020. – С. 82-83.
- 11.Економічне моделювання енергоощадних заходів в розподільчих електричних мережах. А.О. Омельчук, В.В. Заколюдажний, М.О. Лозова. Енергетика: економіка, технології, екологія. 2025. No 2. стор. 45. URL: <https://energy.kpi.ua/article/view/327186/319052> (дата звернення: 17.12. 2025).
- 12.Підвищення пропускної здатності ліній електропередавання в післяаварійному режимі. А.О. Омельчук, В.В. Заколюдажний. ЕНЕРГЕТИКА І АВТОМАТИКА, № 6 (2023). URL: [http://nbuv.gov.ua/UJRN/eia\\_2023\\_6\\_4](http://nbuv.gov.ua/UJRN/eia_2023_6_4) (дата звернення: 17.12. 2025).

13. Заколюдажний, В.В. Спецпитання з виробництва та розподілу електроенергії. Курсовий проект [Електронний ресурс] : навчальний посібник для здобувачів ступеня магістра за освітньою програмою Управління, захист та автоматизація енергосистем / В.В. Заколюдажний ; КПІ ім. Ігоря Сікорського. - Електронні текстові дані (1 файл: 1.03 Мбайт). - Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2023. - 70 с. URL: <https://ela.kpi.ua/handle/123456789/57334> (дата звернення: 17.12. 2025).
14. Заколюдажний, В.В. Науково-дослідна практика здобувачів ступеня магістра. Організація, завдання та звітування [Електронний ресурс] : навч. посіб. для здобувачів ступеня магістра за освітньо-науковою програмою спеціальності 363 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / В.В. Заколюдажний ; КПІ ім. Ігоря Сікорського. - Електронні текстові дані (1 файл: 266.58 Кбайт). - Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2023. - 14 с. URL: <https://ela.kpi.ua/handle/123456789/57329> (дата звернення: 17.12. 2025).
15. Савкун Є.Г., Заколюдажний В.В. Необхідність модернізації старого обладнання електричних підстанцій на сучасне нове //Міжнародний науково-технічний журнал" Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики". – 2025. – С.