

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ  
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ імені ІГОРЯ  
СІКОРСЬКОГО»**

**Факультет електроенерготехніки та автоматики**

**Кафедра автоматизації енергосистем**

До захисту допущено :

Завідувач кафедри

\_\_\_\_\_ Анатолій МАРЧЕНКО

10 червня 2025 року

**Дипломний проєкт**

**на здобуття ступеня бакалавра**

**за освітньо-професійною програмою**

**«Управління, захист та автоматизація енергосистем»**

**спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»**

**на тему: «Модернізація релейного захисту і автоматики районної  
трансформаторної підстанції 110/10 кВ»**

Виконав:

студент IV курсу, групи ЕК-11

Малий Микита Юрійович \_\_\_\_\_

Керівник:

к.т.н., доцент,

Омельчук Анатолій Олександрович \_\_\_\_\_

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

Студент \_\_\_\_\_

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

Рівень вищої освіти – перший ( бакалаврський )

Спеціальність – 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

10 червня 2025 року

\_\_\_\_\_ Анатолій МАРЧЕНКО

**ЗАВДАННЯ**

**на дипломний проєкт студенту**

Малому Микиті Юрійовичу

1. Тема проєкту «Модернізація релейного захисту і автоматики районної трансформаторної підстанції 110/10 кВ», керівник проєкту Омельчук Анатолій Олександрович, доцент, к.т.н., затверджені наказом по університету від 26.05.2025 №1720-с
2. Термін подання студентом проєкту: 10 червня 2025р.
3. Вихідні дані по проєкту: Схема трансформаторної підстанції напругою 110/10 кВ, матеріали науково-дослідних та проєктних організацій, каталоги виробників обладнання, довідкова література.
4. Зміст пояснювальної записки: Аналіз схеми підстанції та встановленого на ній обладнання. Розрахунки струмів короткого замикання. Модернізація обладнання РП 110 кВ. Релейний захист напругою РП 110 кВ. Релейний захист силових трансформаторів. Релейний захист та автоматика ЗРП напругою 10 кВ.
5. Перелік графічного матеріалу: Головна схема електричних з'єднань ПС 110/10 кВ, Розташування РЗА, Диференційний захист трансформатора
6. Дата видачі завдання: 26 травня 2025 року.

### Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проєкту	Строк виконання етапів проєкту	Позначки керівника про виконання завдань
1	Аналіз схеми та обладнання	27.05.2025	
2	Розрахунки струмів короткого замикання	30.05.2025	
3	Релейний захист силових трансформаторів	01.06.2025	
4	Вибір обладнання та релейний захист РП 110 кВ	03.06.2025	
5	Релейний захист та автоматика обладнання ЗРП напругою 10 кВ	07.06.2025	
6	Графічна частина. Оформлення роботи	08.06.2025	

Студент \_\_\_\_\_

Микита МАЛІЙ

Керівник \_\_\_\_\_

Анатолій ОМЕЛЬЧУК

## ВІДОМІСТЬ ДИПЛОМНОГО ПРОЄКТУ

№ з/п	Формат	Позначення	Найменування	Кількість листів	Примітка
1	A4		Завдання на дипломний проект	1	
2	A4	141.ЕК1114.008.ДБ	Пояснювальна записка	60	
3	A1	141.ЕК1114.008.ТК1	Головна схема електричних з'єднань ПС 110/10 кВ	1	
4	A1	141.ЕК1114.008.ТК2	Розташування РЗА	1	
5	A1	141.ЕК1114.008.ТК3	Диференційний захист трансформатора	1	

					141.ЕК1114.008.ДБ			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>		Малий М.Ю.			Відомість дипломного проекту	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Аркушіє</i>
<i>Перевір.</i>		Омельчук А.О.					4	1
<i>Н. Контр.</i>		Шполянський О.Г.			КПІ ім. Ігоря Сікорського ФЕА, гр. ЕК-11			
<i>Затв.</i>		Марченко А. А.						

**Пояснювальна записка**  
**до дипломного проєкту**  
**на тему «Модернізація релейного захисту і автоматики районної**  
**трансформаторної підстанції 110/10 кВ»**

Київ – 2025 року

## РЕФЕРАТ

Дипломний проєкт виконаний на 60 аркушах та містить 7 рисунків, 14 таблиць, 3 листи графічної частини та 13 літературних посилань.

**Актуальність теми** – Забезпечення надійного та швидкого виявлення і локалізації пошкоджень в електричних мережах. Модернізація РЗА з впровадженням сучасних мікропроцесорних пристроїв дозволяє значно підвищити надійність роботи підстанції, зменшити час ліквідації аварій та покращити показники якості електроенергії.

**Об'єкт дослідження** – Електрична підстанція з робочою напругою 110/10 кВ.

**Предмет дослідження** – Обладнання релейного захисту та автоматики підстанції з напругою 110/10 кВ.

**Мета дослідження** – Розробка технічних рішень та рекомендацій з модернізації системи релейного захисту та автоматики районної трансформаторної підстанції 110/10 кВ для підвищення її надійності, ефективності та відповідності сучасним вимогам енергосистеми.

**Ключові слова:** ПІДСТАНЦЯ, МОДЕРНІЗАЦІЯ, КОРОТКІ ЗАМИКАННЯ, ТРАНСФОРМАТОР, УСТАВКИ, МІКРОПРОЦЕСОРНИЙ ЗАХИСТ, РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА АВТОМАТИКА, МАКСИМАЛЬНИЙ СТРУМОВИЙ ЗАХИСТ, РОЗПОДІЛЬЧИЙ ПРИСТРІЙ, АВТОМАТИЧНЕ ВВЕДЕННЯ РЕЗЕРВУ.

					141.ЕК1114.008.ДБ	Арк.
						6
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## ABSTRACT

The diploma project is executed on 60 sheets and contains 7 figures, 14 tables, 3 sheets of graphic part and 13 links.

**The relevance of the topic** is to ensure reliable and rapid detection and localization of faults in electrical networks. Modernization of relay protection with the introduction of modern microprocessor devices can significantly increase the reliability of the substation, reduce the time of emergency response and improve the quality of electricity.

**Object of research** - Electrical substation with an operating voltage of 110/10 kV.

**Subject of research** - Relay protection and automation equipment for a 110/10 kV substation.

**Purpose of the study** - Development of technical solutions and recommendations for the modernization of the relay protection and automation system of the 110/10 kV district transformer substation to improve its reliability, efficiency and compliance with modern requirements of the power system.

**Keywords:** SUBSTATION, MODERNIZATION, SHORT CIRCUITS, TRANSFORMER, SETPOINTS, MICROPROCESSOR PROTECTION, RELAY PROTECTION AND AUTOMATION, MAXIMUM CURRENT PROTECTION, SWITCHGEAR, AUTOMATIC REDUNDANCY.

					141.EK1114.008.ДБ	Арк.
						7
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ .....	10
ВСТУП.....	11
1. ОПИС ПІДСТАНЦІЇ ТА ВИБІР ОСНОВНОГО ОБЛАДНАННЯ.....	13
1.1 Вибір силових трансформаторів підстанції.....	15
1.2 Вибір вимикачів.....	17
1.2.1 Вимикачі на стороні вищої напруги .....	17
1.2.2 Вимикачі на стороні нижчої напруги.....	18
1.3 Вибір розрядників.....	19
1.4 Вибір роз'єднувачів.....	20
1.5 Вибір трансформаторів струму та напруги .....	21
1.5.1 Трансформатори струму .....	21
1.5.2 Трансформатори напруги .....	22
1.6 Розрахунки струмів короткого замикання.....	23
Висновки.....	28
2. РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА АВТОМАТИКА ПІДСТАНЦІЇ 110/10 КВ.....	29
2.1 Вибір пристрою РЗА для захисту силових трансформаторів підстанції .....	29
2.1.1 Вибір необхідних захистів силових трансформаторів.....	29
2.1.2 Мікропроцесорні пристрої РЗА. Їх особливості, переваги й недоліки.....	30
2.1.3 Вибраний пристрій РЗА та його характеристики.....	32
2.1.4 Газовий захист трансформатора .....	35
2.2 Захист ліній 110 кВ .....	36
2.2.1 Вимоги до захисту ліній 110 кВ.....	36
2.2.2 Вибраний пристрій захисту ліній 110кВ.....	37
2.3 Захист приєднання 10 кВ та секційного вимикача.....	39
2.3.1 Вимоги вибору захисту приєднання 10 кВ та секційного вимикача.....	39

					141.ЕК1114.008.ДБ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		8

2.3.2 Вибраний пристрій захисту приєднання 10 кВ та секційного вимикача.....	41
2.4 Захист приєднань 110 кВ.....	43
2.5 Захист ліній, що відходять (фідерів).....	44
2.6 Обране обладнання РЗА.....	44
Висновки.....	45
3. РОЗРАХУНОК ЗАХИСТІВ ТА УСТАВОК ОБЛАДНАННЯ.....	46
3.1 Розрахунок вторинних (базисних) номінальних струмів та уставок струмової відсічки.....	46
3.2 Захист силового трансформатора.....	47
3.2.1 Загальні уставки диференційного захисту силового трансформатора.....	47
3.2.2 Вибір уставок, які визначають гальмівну характеристику диференційного захисту.....	49
3.2.3 Уставки диференційної відсічки.....	52
3.2.4 Розрахунок максимального струмового захисту.....	52
3.3 Розрахунок захисту приєднань 10 кВ.....	54
3.4 Розрахунок захисту приєднань 110 кВ.....	56
Висновки.....	57
ВИСНОВКИ.....	58
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ.....	59

## ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

- АВР – автоматичний ввід резерву;  
ВН – висока напруга;  
ВТ – вимірювальний трансформатор;  
ВРП – відкритий розподільчий пристрій;  
ЗРП – розподільчий пристрій закритого типу;  
КЗ – коротке замикання;  
КМ – кабельна мережа;  
КРУ – комплектна розподільча установка;  
ЛЕП – лінії електропередачі;  
МСЗ – максимальний струмовий захист;  
НН – низька напруга;  
ПЛ- повітряні лінії;  
ПС – підстанція;  
ПУЕ – правила улаштування електроустановок;  
РЗ – релейний захист;  
РЗА – релейний захист та автоматика;  
СВ – струмова відсічка;  
СК – синхронний компенсатор;  
ТН – трансформатор напруги;  
ТС – трансформатор струму.

					141.ЕК1114.008.ДБ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		10

## ВСТУП

Сабільна та ефективна робота електричних мереж є ключовою умовою для розвитку економіки та забезпечення комфортного життя населення країни. У сучасних умовах зростання електроспоживання, ускладнення мережевих структур, впровадження новітніх технологій генерації та розподілу електроенергії значно зростає роль систем релейного захисту та автоматики (РЗА). Вони відповідають за оперативне виявлення та локалізацію аварійних ситуацій в електромережах, що дозволяє уникати масштабних порушень та мінімізувати наслідки пошкоджень.

Розподільчі підстанції напругою 110/10 кВ займають важливе місце в структурі електропостачання, забезпечуючи живлення великої кількості споживачів. Однак на багатьох з них і досі експлуатуються застарілі системи РЗА, переважно на базі електромеханічних або перших зразків статичних реле. Таке обладнання вже не відповідає сучасним вимогам щодо точності, швидкодії, селективності та надійності. Його обмежена функціональність не дозволяє ефективно впроваджувати сучасні алгоритми захисту, особливо в умовах інтеграції відновлюваних джерел енергії та зростання частки нелінійних навантажень. Внаслідок цього можуть виникати неселективні відключення, зростає ризик ушкодження обладнання та знижується загальна надійність мережі.

Тому модернізація систем релейного захисту та автоматики на підстанціях 110/10 кВ із застосуванням сучасних мікропроцесорних пристроїв є актуальним і необхідним напрямом підвищення ефективності та надійності функціонування розподільчих електромереж.

У даній роботі передбачено використання таких методів дослідження, як аналіз науково-технічної літератури та нормативної бази, структурний та функціональний аналіз систем РЗА, розрахунок параметрів коротких замикань та налаштувань захисту, обґрунтування можливих варіантів модернізації.

					141.ЕК1114.008.ДБ	Арк.
						11
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Наукова новизна роботи полягає в розробці ефективного підходу до вибору та конфігурації мікропроцесорних пристроїв захисту для типових підстанцій 110/10 кВ з урахуванням їхніх особливостей та сучасних умов експлуатації.

					141.ЕК1114.008.ДБ	Арк.
						12
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		

# 1 ОПИС ПІДСТАНЦІЇ ТА ВИБІР ОСНОВНОГО ОБЛАДНАННЯ

В цьому розділі подано опис та технічну характеристику основної електричної схеми підстанції з напругою 110/10 кВ, яка є типовим елементом системи розподільчих електромереж. Згідно з наявними даними, підстанція має два трансформатори, отримує електроживлення через повітряні або кабельні лінії 110 кВ та обладнана системою шин напругою 10 кВ.

Електрична схема підключення елементів ПС 110/10 кВ зображена на рисунку 1.1. Така схема проектується з урахуванням забезпечення високої надійності електропостачання для споживачів напругою 10 кВ та забезпечення оперативної гнучкості при обслуговуванні. На високовольтній стороні, з боку 110 кВ, найчастіше реалізується схема з декількома незалежними лініями живлення. Кожна лінія через відповідні апарати – вимикачі та роз'єднувачі – підключається до окремого силового трансформатора 110/10 кВ. Така побудова схеми дає змогу кожному трансформатору отримувати живлення від окремого джерела, що дозволяє зберігати працездатність підстанції навіть у разі аварійного відключення однієї з ліній або виведення її в ремонт.

Силові трансформатори виконують функцію пониження напруги з 110 кВ до 10 кВ і є центральними елементами схеми. Зазвичай використовуються трансформатори з можливістю регулювання напруги, здебільшого – під навантаженням (РПН), що дозволяє підтримувати стабільну напругу на шинах 10 кВ незалежно від змін у мережі вищої напруги або коливань навантаження.

На стороні 10 кВ передбачено систему збірних шин. Для двохтрансформаторних підстанцій типовими є схеми з однією секціонованою системою шин або з двома окремими системами. У випадку секціонованої схеми, трансформатори приєднуються до різних секцій шин через вимикачі 10 кВ, а самі секції з'єднуються секційним вимикачем.

					141.ЕК1114.008.ДБ			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>		Малий М.Ю.			Опис підстанції та вибір основного обладнання	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Перевір.</i>		Омельчук А.О.					13	
<i>Н. Контр.</i>		Шполянський О.Г.				КПІ ім. Ігоря Сікорського ФЕА, гр. ЕК-11		
<i>Затв.</i>		Марченко А. А.						

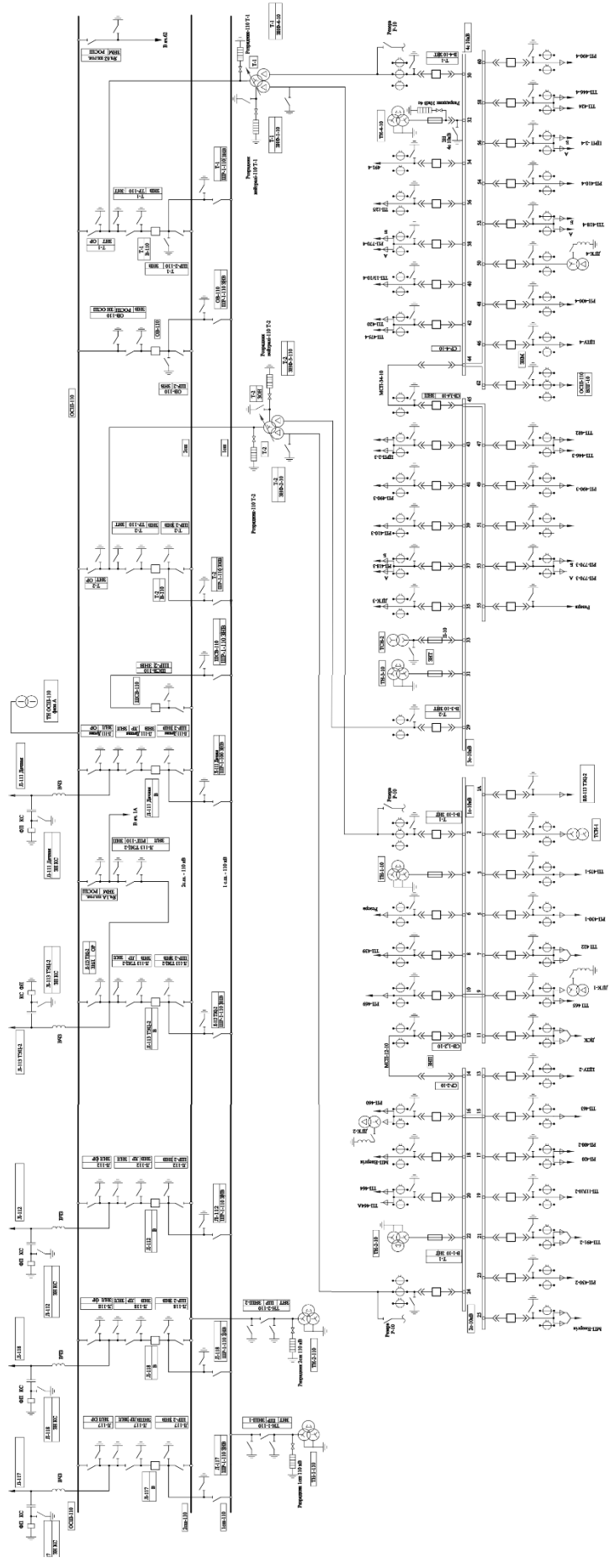


Рисунок 1.1 Схема електричної моделі підстанції 110/10

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

141.ЕК1114.008.ДБ

Арк.

14

У звичайному режимі експлуатації навантаження розподіляється між обома трансформаторами, причому секційний вимикач може бути як замкненим, так і розімкненим. Якщо один із трансформаторів або його лінія живлення виходить з ладу, секційний вимикач автоматично замикається (у разі якщо був розімкнений), що дозволяє здійснювати живлення всіх приєднань 10 кВ від одного трансформатора.

### 1.1 Вибір силових трансформаторів підстанції

На електростанціях та підстанціях використовуються силові трансформатори різних типів: однофазні та трифазні, з двома або трьома обмотками, а також автотрансформатори. Крім того, застосовуються трансформатори з розщепленою обмоткою нижчої напруги, як однофазні, так і трифазні. За конструкцією та типом ізоляції розрізняють масляні, сухі, трансформатори з литою ізоляцією, а також такі, що заповнені негорючим рідким діелектриком.

При визначенні типу та кількості трансформаторів для підстанції слід урахувати як надійність живлення споживачів, так і економічну доцільність обраного рішення. Важливо також передбачити можливе зростання навантажень у перспективі.

На підстанціях напругою 110 кВ зазвичай встановлюють два трансформатори, що дає змогу забезпечити безперервність електропостачання. У разі виходу з ладу одного з трансформаторів або необхідності його виводу в ремонт другий трансформатор здатен повністю покрити навантаження. Відповідно до вимог стандартів (ГОСТ), допускається експлуатація трансформатора з перевантаженням до 40% упродовж максимум шести діб, за умови, що коефіцієнт завантаження не перевищує 0,93, а тривалість перевантаження становить не більше шести годин на добу.

$$S_{\text{Трозрах}} = \frac{S_{\text{max}}}{1.4 \cdot (n - 1)}$$

					141.ЕК1114.008.ДБ	Арк.
						15
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де  $S_{max}$  – максимальна повна потужність споживача, приймаємо 15.5 МВА;

$n$  – число трансформаторів;

Значення номінальної потужності трансформаторів  $S_{Tном}$  приймається за стандартною шкалою як найближче більше до розрахункового.

Для встановлення обираються два трансформатори ( $n = 2$ ), що дозволяє забезпечити необхідну надійність електропостачання споживачів у разі аварійного відключення одного з них або його планового виводу з експлуатації з метою ремонту, технічного огляду, тощо.

тоді:

$$S_{Tрозрах} = \frac{S_{max}}{1.4 \cdot (n - 1)} = \frac{15.5}{1.4 \cdot (2 - 1)} = 11.07 \text{ МВА}$$

Найближчим великим стандартним значенням потужності є 16 МВА, трансформатора ТДН-16000/110.

Визначимо коефіцієнт завантаження трансформатора в максимальному режимі при роботі всіх трансформаторів:

$$K_3 = \frac{S_{max}}{n \cdot S_{Tном}} = \frac{15.5}{2 \cdot 16} = 0,48$$

Остаточно вибираємо для установки на підстанції два трансформатори типу ТДН-16000/110. Технічні параметри цього трансформатора наведені в табл. 1.1.

Таблиця 1.1 - Основні технічні характеристики трансформаторів типу ТДН-16000/110.

Трансформатори ТДН-16000/110	Потужність, МВА	Напруга, кВ		Втрати		Напруга КЗ, %	Струм холостого ходу,%
		ВН	НН	ХХ, кВт	КЗ, кВт		
	16	115	11	19	85	10.5	0.7

ТДН-16000/110 – трифазний двообмотковий силовий масляний трансформатор загального призначення з регулюванням напруги під навантаженням. На ПС 110/10 кВ такі трансформатори встановлюють для ефективного та надійного пониження напруги з рівня 110 кВ до 10 кВ для подальшого розподілу електричної енергії споживачам.

## **1.2 Вибір вимикачів**

На підстанції 110/10 кВ для забезпечення функцій комутації та захисту встановлюються елегазові вимикачі.

Перевагами елегазових вимикачів над масляними є:

- Висока заводська готовність, швидкий, простий монтаж і введення в експлуатацію;
- Низький рівень шуму спрацювання (відповідає всім вимогам охорони природи);
- Низькі динамічні навантаження на опори фундамета;
- Довгий термін служби до першого ремонту близько 25-ти років;

### **1.2.1 Вимикачі на стороні вищої напруги**

У якості вимикачів на стороні 110 кВ застосовуються апарати типу ВГТ-110П-40/2500 ХЛ1.

Вимикачі типу ВГТ-110П-40/2500 ХЛ1 встановлюються в комірках розподільчого пристрою напругою 110 кВ на підстанції. Вони, зокрема, використовуються на вводах ліній 110 кВ і в приєднаннях силових трансформаторів. Номінальний струм  $I_n$ , особливо, струм відключення короткого замикання повинні відповідати, з урахуванням запасу, максимально можливим розрахунковим струмам КЗ у місцях їх монтажу. Надійна робота цих вимикачів є надзвичайно важливою для забезпечення безпечної та стабільної експлуатації підстанції 110/10 кВ.

У таблиці 1.2 наведені основні технічні характеристики вимикача типу ВГТ-110П-40/2500 ХЛ1.

					141.ЕК1114.008.ДБ	Арк.
						17
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.2 Основні параметри вимикачів типу ВГТ-110П-40/2500 ХЛ1.

Параметр	Значення
Номінальна напруга	110 кВ
Найбільша робоча напруга	126 кВ
Номінальний струм	2500 А
Номінальний струм відключення	40 кА
Струм електродинамічної стійкості	40 кА
Параметр наскрізного струму КЗ (max)	102 кА
Повний час відключення	0.055 сек.
Тип приводу	Пружинний
Маса газу	6.4 кг

### 1.2.2 Вимикачі на стороні нижчої напруги

Вибір вимикачів на сторону 10 кВ, де відбувається розподіл електроенергії між численними споживачами, здійснюється аналогічно вибору вимикачів 110 кВ. Вибираємо вимикач ВВ/TEL-10-20-1000 ХЛ1 на вводах і секційних шкафах, а також ВВ/TEL-10-20-630 ХЛ1 на відхідних приєднаннях. Надійність та швидкодія цих вимикачів забезпечують ефективну роботу системи та мінімальний час існування КЗ, це сильно впливає на надійність електропостачання споживачів.

Технічні дані цих вимикачів наведені в таблицях 1.3 та 1.4

Таблиця 1.3 Технічні дані вимикача ВВ/TEL-10-20-1000 ХЛ1

Параметр	Значення
Номінальна напруга	10 кВ
Найбільша напруга	12 кВ
Номінальний струм	1000 А
Номінальний струм відключення	20 кА

					141.ЕК1114.008.ДБ	Арк.
						18
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Продовження таблиці 1.3

Тепловий імпульс	1200 кА <sup>2</sup> · сек
Повний час відключення	0.05 сек
Маса вимикача	115 кг

Таблиця 1.4 Технічні дані вимикача ВВ/TEL-10-20-630 ХЛ1

Параметр	Значення
Номінальна напруга	10 кВ
Найбільша напруга	12 кВ
Номінальний струм	630А
Номінальний струм відключення	20 кА
Тепловий імпульс	1200 кА <sup>2</sup> · сек
Повний час відключення	0.05 сек
Маса вимикача	112кг

### 1.3 Вибір розрядників

На підстанції встановлено вентиляні розрядники РВС-110, призначені для захисту від атмосферних перенапруг ізоляції електрообладнання змінного струму.

Розрядники типу РВС-110 встановлюються паралельно до ізоляції обладнання, яке потребує захисту, тобто між фазним провідником і землею. На підстанціях 110/10 кВ вони монтуються зі сторони високої напруги силових трансформаторів (по одному на кожен фазу) якомога ближче до об'єкта захисту. Таке розміщення забезпечує ефективне обмеження перенапруг, що надходять із ліній 110 кВ або виникають безпосередньо на шинах підстанції. Параметри цих розрядників наведені в таблиці 1.5.

					141.ЕК1114.008.ДБ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		19

Таблиця 1.5 – Параметри розрядника РВС-110.

Параметр	Значення
Клас напруги	110кВ
Номінальна напруга	102кВ
Імпульсна пробивна напруга при предрозрядному часі 2-20 мкс при повному імпульсі 1.2/50мкс	285кВ

#### 1.4 Вибір роз'єднувачів

На підстанції встановлено роз'єднувачі типу РДЗ-110/1000 УХЛ1

Роз'єднувачі зовнішнього виконання горизонтально-поворотного типу РДЗ-110/1000 УХЛ1 призначені для здійснення комутацій в електричних колах, які не перебувають під навантаженням або проводять незначний струм, при напрузі до 110 кВ. Крім того, вони забезпечують заземлення відключених ділянок мережі за допомогою вбудованих заземлювачів.

Конструктивно роз'єднувачі РДЗ-110 складаються з окремих полюсів, які можуть бути встановлені як в однополюсному, так і в триполюсному варіанті на горизонтальній площині. Пристрій розрахований на номінальну напругу 110 кВ і струм 1000 А, а також допускає монтаж на вертикальній площині.

Кожен полюс виконаний у вигляді двоколонкового апарата з горизонтальним поворотом головних ножів. У його склад входять основа (цоколь), ізолюючі колони, струмопровідна система та елементи заземлення. Технічні характеристики зазначених роз'єднувачів подано в таблиці 1.6.

Таблиця 1.6 – Параметри роз'єднувачів РДЗ-110/1000 УХЛ1

Параметр	Значення
Номінальна напруга	110 кВ
Максимальна робоча напруга	126 кВ
Номінальний струм	1000 А

					141.ЕК1114.008.ДБ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		20

Продовження таблиці 1.6

Найбільший пік крізного струму роз'єднувача	80кА
Термічна стійкість	2980 кА <sup>2</sup> · сек
Тип приводу	ПРН-110У1

## 1.5 Вибір трансформаторів струму та напруги

### 1.5.1 Трансформатори струму

Трансформатори струму служать для зменшення первинного, вимірюваного струму до прийнятних для виміру значень. На стороні 110 кВ встановлено трансформатори струму типу ТФЗМ-110Б1 ХЛ1 600/5 в класі точності 0,5. На стороні 10 кВ встановлено трансформатори струму типу ТЛМ-10-2У3 1500/5 в класі точності 0,5. Паспортні дані цих трансформаторів наведені в табл. 1.7 та 1.8.

Таблиця 1.7 Дані трансформатора струму ТФЗМ-110Б1 ХЛ1 600/5

Параметр	Значення
Номінальна напруга	110 кВ
Найбільша робоча напруга	126 кВ
Коефіцієнт трансформації, $I_{1H}/I_{2H}$	600/5
Струм електродинамічної стійкості	63-125 кА
Допустимий тепловий імпульс	1220 кА <sup>2</sup> ·сек
Клас точності	0,5

Таблиця 1.8 Дані трансформатора струму ТЛМ-10-2У3 1500/5

Параметр	Значення
Номінальна напруга	10 кВ
Найбільша робоча напруга	12 кВ
Коефіцієнт трансформації, $I_{1H}/I_{2H}$	1000/5
Струм електродинамічної стійкості	100 кА
Допустимий тепловий імпульс	2030 кА <sup>2</sup> ·сек
Клас точності	0,5

					141.ЕК1114.008.ДБ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		21

## 1.5.2 Трансформатори напруги

Трансформатори напруги (ТН) використовують для перетворення високої напруги на низьку для вимірювань, захисту, автоматики та контролю в електроенергетичних системах. Вони дозволяють безпечно і точно вимірювати високі напруги, а також ізолювати вимірювальні та захисні ланцюги від високовольтних мереж.

На підстанцію потрібно встановити три трансформатори напруги, по одному на кожну секцію шин 110 кВ. На сторону 110 встановлено трансформатори типу НКФ-110-83 ХЛ1 класу точності 0,5. Трансформатор НКФ-110-83 ХЛ1 - це однофазний масляний каскадний одноблочний трансформатор напруги.

На кожну секцію шин 10 кВ потрібно встановлювати окремий трансформатор напруги. Вибираємо для напруги 10 кВ трансформатор типу НАМИ-10 ХЛ1 класу точності 0,5. Дані цих трансформаторів наведено в таблиці 1.9.

Таблиця 1.9 Параметри трансформаторів НКФ-110-83 ХЛ1 та НАМИ-10 ХЛ1

Параметр	НКФ-110-83 ХЛ1	НАМИ-10 ХЛ1
Номінальна напруга первинної обмотки	110 кВ	10 кВ
Найбільша робоча напруга	123 кВ	12 кВ
Номінальна напруга основної вторинної обмотки	$100/\sqrt{3}$ В	0.1 В
Номінальна напруга додаткової вторинної обмотки	100 В	$100/\sqrt{3}$ В
Клас точності	0.5	0.5
Номінальна потужність основної вторинної обмотки	400 ВА	75 ВА
Максимальна потужність трансформатора	2500 ВА	1000 А

					141.ЕК1114.008.ДБ	Арк.
						22
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## 1.6 Розрахунки струмів короткого замикання

Коротке замикання в електроустановках виникає тоді, коли відбувається контакт між фазами або між фазою та землею в системах з ізольованою нейтраллю. Це один із найнебезпечніших і найскладніших режимів роботи для елементів електричної системи, тому потребує ретельного врахування при виборі та перевірці обладнання підстанції.

Під час короткого замикання спостерігається різке зростання струмів у фазах та зниження напруги. У точці замикання, як правило, утворюється електрична дуга, яка разом з опором провідного шляху створює перехідний опір.

У разі, якщо коротке замикання відбувається без цього опору, його класифікують як металеве. Ігнорування перехідного опору дає змогу спростити розрахунки і водночас отримати результати, що добре наближаються до фактичних значень струмів короткого замикання за аналогічних умов.

Спрощену схему для розрахунку зображено на рисунку 1.2.

					141.ЕК1114.008.ДБ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		23

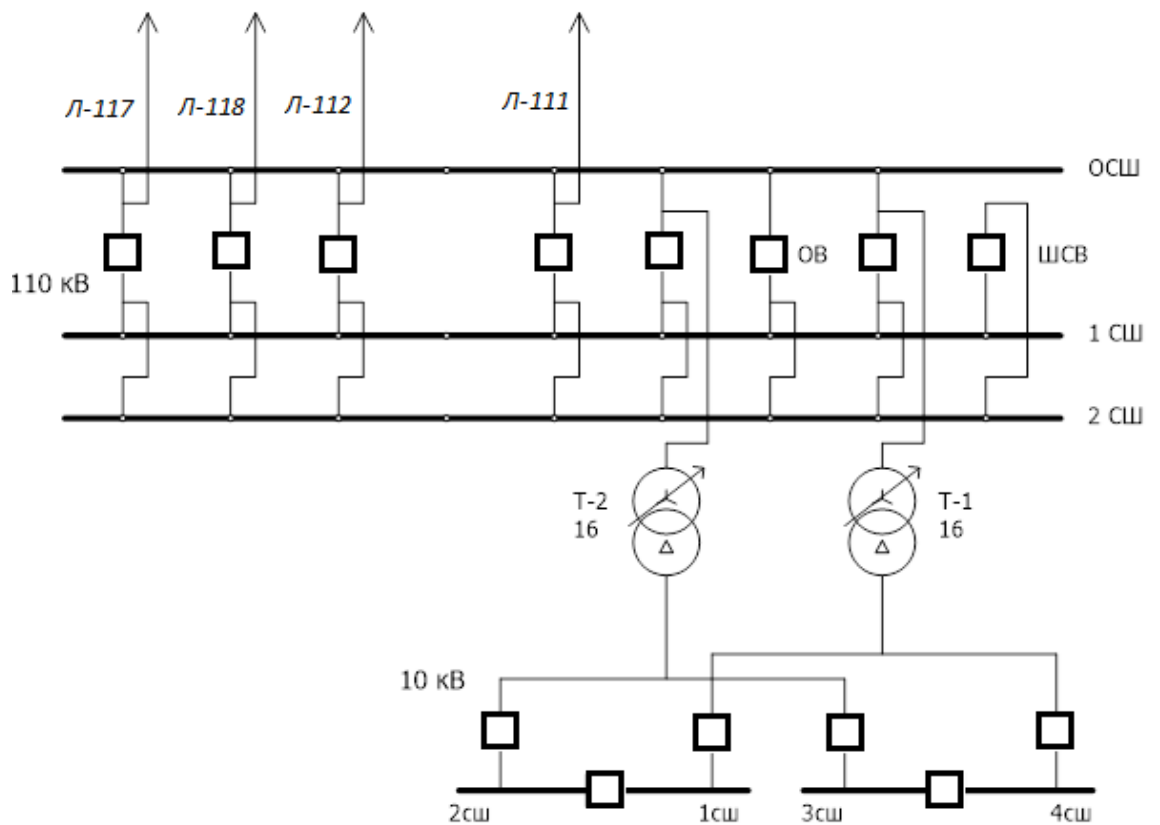


Рисунок 1.2. Спрощена схема головних електричних з'єднань підстанції.

Для розрахунків приймаємо такі допущення

- в розрахунках не враховуються струми навантаження та ємкості;
- приймаємо симетричну трифазну систему, опори фаз точно рівні один одному;
- насичення сталі електричних машин відсутнє;
- не враховуємо струми намагнічування трансформаторів;
- не враховуємо активні опори генераторів, реакторів та трансформаторів;
- не враховуємо зрушення різних джерел живлення по фазі ЕРС.

Схему заміщення зображено на рисунку 1.3

									Арк.
									24
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

141.ЕК1114.008.ДБ

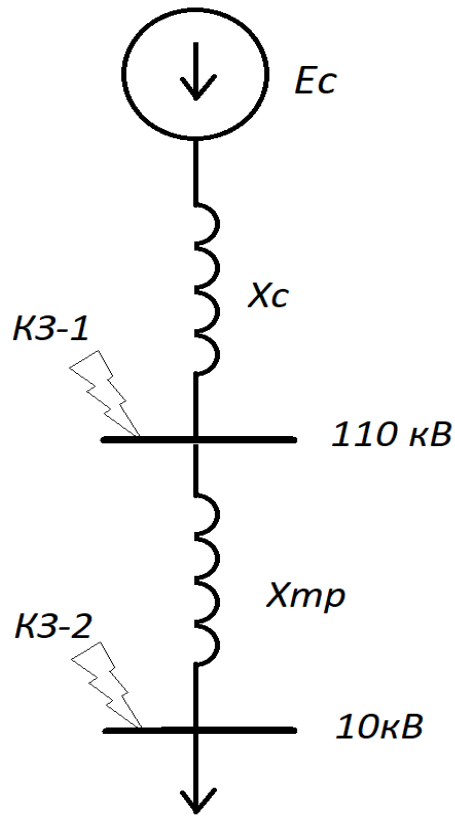


Рисунок 1.3 Схема заміщення

За базовий рівень вищої напруги вибираємо 110 кВ.

Опори системи:

$$X_c = \frac{U_c^2}{S_{кз}}$$

де  $U_c$  – напруга на шинах системи;

$S_{кз}$  – потужність КЗ системи, приймаємо значення 1210 МВА;

$$X_c = \frac{U_c^2}{S_{кз}} = \frac{115^2}{1210} = 10,93 \text{ Ом}$$

Знайдемо опір трансформатора в середньому положенні РПН

$$X_{тп.ср} = \frac{U_{кз,\%} \cdot U_{ВН.ср}^2}{100 \cdot S_{тп.ном}}, \text{ Ом}$$

де  $U_{кз,\%}$  - напруга КЗ з паспортних даних трансформатора;

					141.ЕК1114.008.ДБ	Арк.
						25
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$U_{ВН.СР}$  – середня напруга, приведена до сторони ВН  $U_{ВН.СР} = 115$  кВ;

$S_{ТР.НОМ}$  – номінальна потужність трансформатора;

$$X_{ТР.СР} = \frac{U_{КЗ,\%} \cdot U_{ВН.СР}^2}{100 \cdot S_{ТР.НОМ}} = \frac{10.5 \cdot 115^2}{100 \cdot 16} = 86,79 \text{ Ом.}$$

Знайдемо значення опору трансформатора в максимальному та мінімальному положеннях РПН.

$$X_{ТР.МАКС} = \frac{U_{КЗ,\%} \cdot U_{ВН.МАКС}^2}{100 \cdot S_{ТР.НОМ}} = \frac{10.5 \cdot 125^2}{100 \cdot 16} = 102.5 \text{ Ом}$$

$$X_{ТР.МІН} = \frac{U_{КЗ,\%} \cdot U_{ВН.МІН}^2}{100 \cdot S_{ТР.НОМ}} = \frac{10.5 \cdot 96.6^2}{100 \cdot 16} = 61.3 \text{ Ом}$$

де  $U_{ВН.МІН}$ ,  $U_{ВН.МАКС}$  - напруга трансформатора в мінімальному і максимальному положеннях РПН.  $U_{ВН.МІН}$ ,  $U_{ВН.МАКС}$  визначаються за формулами:

$$U_{ВН.МАКС} = U_{ВН.СР} \cdot (1 + \Delta U_{РПН}) = 115 \cdot (1 + 0.16) = 133.4 \text{ кВ}$$

$$U_{ВН.МІН} = U_{ВН.СР} \cdot (1 - \Delta U_{РПН}) = 115 \cdot (1 - 0.16) = 96.6 \text{ кВ}$$

Оскільки макс. значення напруги на лінії 110 кВ не має бути більшим за 125 кВ, приймемо значення  $U_{ВН.МАКС} = 125$  кВ

Розрахунок струмів трифазного КЗ в точці КЗ-1 виконуємо по формулі:

$$I_{КЗ-1}^{(3)} = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot X_c}$$

$$I_{КЗ-1}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 10.93} = 6.07 \text{ кА}$$

Розрахунок струмів трифазного КЗ в точці КЗ-2:

Розрахуємо струми для мін. та макс. положення пристрою РПН, приведені до сторони високої напруги.

$$I_{КЗ-2ВН.МАКС}^{(3)} = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot (X_c + X_{ТР.МІН})} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot (10.93 + 61.3)} = 0.919 \text{ кА}$$

									Арк.
									26
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

141.ЕК1114.008.ДБ

$$I_{\text{КЗ-2ВН.МІН}}^{(3)} = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot (X_c + X_{\text{ТР.МАКС}})} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot (10.93 + 102.5)} = 0.585 \text{ кА}$$

Струми короткого замикання до сторони нижчої напруги:

$$I_{\text{КЗ-2НН}}^{(3)} = \frac{I_{\text{КЗ-2ВН}}^{(3)} \cdot U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}}$$

$$I_{\text{КЗ-2НН.МІН}}^{(3)} = \frac{I_{\text{КЗ-2ВН.МІН}}^{(3)} \cdot U_{\text{ВН.МАКС}}}{U_{\text{НН}}} = \frac{0.585 \cdot 125}{11} = 6.64 \text{ кА}$$

$$I_{\text{КЗ-2НН.МАКС}}^{(3)} = \frac{I_{\text{КЗ-2ВН.МАКС}}^{(3)} \cdot U_{\text{ВН.МІН}}}{U_{\text{НН}}} = \frac{0.919 \cdot 96.6}{11} = 8.07 \text{ кА}$$

Таблиця 1.10 - Результати розрахунків струмів трифазних КЗ в точках КЗ-1 і КЗ-2

	КЗ-1, кА		КЗ-2, кА	
	Мін	Макс	Мін	Макс
ВН	6,07	6,07	0,585	0,919
НН	-	-	6,64	8,07

Розрахунок струмів двофазного КЗ виконуємо по формулі:

$$I^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot I^{(3)}}{2}$$

В точці КЗ-1:

$$I_{\text{КЗ-1}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{КЗ-1}}^{(3)}}{2} = \frac{\sqrt{3} \cdot 6.07}{2} = 5.26 \text{ кА}$$

В точці КЗ-2 на стороні ВН:

$$I_{\text{КЗ-2ВН.МІН}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{КЗ-2ВН.МІН}}^{(3)}}{2} = \frac{\sqrt{3} \cdot 0.585}{2} = 0.506 \text{ кА}$$

$$I_{\text{КЗ-2ВН.МАКС}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{КЗ-2ВН.МАКС}}^{(3)}}{2} = \frac{\sqrt{3} \cdot 0.919}{2} = 0.796 \text{ кА}$$

В точці КЗ-2 на стороні НН:

$$I_{\text{КЗ-2НН.МІН}}^{(2)} = \frac{U_{\text{ВН.МАКС}} \cdot I_{\text{КЗ-2ВН.МІН}}^{(2)}}{U_{\text{НН}}} = \frac{125 \cdot 0.506}{11} = 5.75 \text{ кА}$$

						141.ЕК1114.008.ДБ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			27

$$I_{\text{КЗ-2НН.МАКС}}^{(2)} = \frac{U_{\text{ВН.МИН}} \cdot I_{\text{КЗ-2ВН.МАКС}}^{(2)}}{U_{\text{НН}}} = \frac{96.6 \cdot 0.796}{11} = 6.99 \text{ кА}$$

Таблиця 1.11 Результати розрахунків струмів двофазних КЗ в точках КЗ-1, КЗ-2

	КЗ-1, кА		КЗ-2, кА	
	Мин	Макс	Мин	Макс
ВН	5,26	5,26	0,506	0,796
НН	-	-	5,75	6,99

Розрахунок ударних струмів визначається по формулі:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I^{(3)}$$

де  $K_y$  - ударний коефіцієнт, що визначається за формулою:

$$K_y = \left(1 + e^{\frac{-0.01}{T_a}}\right) = \left(1 + e^{\frac{-0.01}{0.02}}\right) = 1.6$$

де  $T_a$  – час загасання аперіодичної складової струму короткого замикання, для 110 кВ приймаємо значення 0.02 сек, для 10 кВ приймаємо значення 0.01 сек.

$$i_{\text{уКЗ-1}} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{\text{КЗ-1}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1.6 \cdot 6.07 = 13.73 \text{ кА}$$

$$i_{\text{уКЗ-2}} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{\text{КЗ-2НН.МАКС}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1.6 \cdot 8.07 = 18.26 \text{ кА}$$

## Висновки

В першому розділі було розглянуто підстанцію 110/10 кВ та розраховано струми трифазного та двофазного короткого замикання для різних точок. Обрано технічне обладнання для підстанції. В результаті виконання першого розділу було вибрано і описано наступне обладнання : силові трансформатори, трансформатори струму та напруги, роз'єднувачі на стороні 110 кВ, вимикачі на стороні 110 та 10 кВ, розрядники.

					141.ЕК1114.008.ДБ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		28

## 2. РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА АВТОМАТИКА ПІДСТАНЦІЇ 110/10 КВ.

В наші дні більшість пристроїв релейного захисту та автоматики (РЗА), що експлуатуються в Україні, належать до електромеханічного та мікроелектронного покоління і вже не відповідають сучасним науково-технічним вимогам. Одним із ключових напрямів модернізації є впровадження мікропроцесорних технологій для реалізації функцій захисту й автоматики. Цифрові пристрої мають низку переваг порівняно з традиційними аналоговими системами, зокрема, кращі експлуатаційні характеристики та можливість інтеграції в автоматизовані системи керування енергооб'єктами. Основною метою цього етапу є впровадження сучасного мікропроцесорного обладнання РЗА на підстанції.

### 2.1 Вибір пристрою для захисту силових трансформаторів підстанції.

#### 2.1.1 Необхідні захисти силових трансформаторів

У трансформаторних обмотках можуть виникати КЗ між фазами, замикання однієї або двох фаз на землю, міжвиткові замикання в межах однієї фази, а також замикання між обмотками з різними рівнями напруги. Крім того, короткі замикання між фазами або на землю можуть з'являтися на вводах автотрансформаторів і трансформаторів, у шинуванні та кабелях.

Під час експлуатації можливі відхилення від нормального режиму роботи трансформаторів, зокрема: проходження надструмів унаслідок пошкоджень в суміжних елементах системи, перевантаження, поява горючих газів у трансформаторному маслі, зміна рівня масла (як у бік

					141.ЕК1114.008.ДБ			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>		Малий М.Ю.			Релейний захист та автоматика підстанції 110/10 кВ	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Перевір.</i>		Омельчук А.О.					29	
<i>Н. Контр.</i>		Шполянський О.Г.				КПІ ім. Ігоря Сікорського ФЕА, гр. ЕК-11		
<i>Затв.</i>		Марченко А. А.						

зниження, так і підвищення), а також підвищення температури масла. Залежно від рівня загрози для трансформатора, захист, що фіксує дані відхилення, може подавати сигнал, ініціювати розвантаження або вимкнення обладнання.

Згідно з вимогами ПУЕ, трансформатори повинні бути оснащені наступними видами захисту:

- Захист від пошкоджень усередині регулятора під навантаженням (РПН) або бака трансформатора — газовий захист з дією на сигнал і вимкнення;
- Захист від внутрішніх пошкоджень: для трансформаторів з потужністю більшою за 4 МВА – диференційний захист, для трансформаторів з потужністю 4 МВА і менше - максимальний струмовий захист (МСЗ) та струмова відсічка (СВ).
- Захист від зовнішніх КЗ — МСЗ з блокуванням по напрузі або без нього, він також виконує роль резервного захисту від внутрішніх пошкоджень;
- Захист від перевантаження — з впливом на сигнал. У випадках підстанцій без постійного чергування персоналу, цей захист може бути реалізований з автоматичним розвантаженням або вимкненням трансформатора при неможливості усунути перевантаження іншими способами.
- Захист від однофазних замикань на землю для обмоток із глухозаземленою нейтраллю;

### **2.1.2 Мікропроцесорні пристрої РЗА. Їх переваги, недоліки та особливості.**

Мікропроцесорні пристрої релейного захисту та автоматики (МППРЗА) впроваджуються у світовій практиці вже понад тридцять років, поступово витісняючи як електромеханічні, так і аналогові електронні системи. Хоча перехід до цифрової обробки сигналів не змінив фундаментальні принципи побудови захистів, він дозволив оптимізувати апаратну архітектуру сучасних пристроїв і суттєво покращити їх експлуатаційні характеристики.

					141.ЕК1114.008.ДБ	Арк.
						30
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Стрімкий розвиток цифрових технологій сприяв їх широкому впровадженню на всіх рівнях автоматизації в енергетиці та промисловості загалом. Серед доведених переваг мікропроцесорних пристроїв РЗА над електромеханічними та аналоговими аналогами варто відзначити:

- зниження експлуатаційних витрат завдяки функціям самодіагностики та автоматичної реєстрації режимів і подій;
- інтеграцію в сучасні автоматизовані системи керування технологічними процесами (АСУ ТП), виконуючи численні функції в межах єдиної платформи;
- зменшення витрат на проєктування, будівництво та монтаж, зменшення габаритів, кількості кабельних з'єднань і компонентів апаратної частини;
- швидшу реакцію на короткі замикання за рахунок зменшення рівнів селективності, що знижує пошкодження обладнання та витрати на його відновлення;
- покращений контроль за станом як самих пристроїв РЗА, так і електрообладнання;
- уніфікацію технічних рішень, застосування модульної структури, що спрощує технічне обслуговування і зменшує потребу в запасних частинах;
- зниження енергоспоживання у колах оперативного струму;
- можливість дистанційної та локальної діагностики як пристроїв захисту, так і первинного обладнання;
- спрощення аналізу аварійних ситуацій завдяки запису та реєстрації подій;
- розширення функціональності завдяки наявності вільних логічних елементів;
- зручне налагодження за допомогою спеціального програмного забезпечення;
- підвищення точності та спрощення розрахунку уставок.

					141.ЕК1114.008.ДБ	Арк.
						31
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Однак, як і будь-яка технологія, мікропроцесорні пристрої мають недоліки:

- висока початкова вартість в порівнянні з електромеханічними пристроями;
- потреба в додатковому навчанні обслуговуючого персоналу;
- на відміну від електромеханіки, МПП після знеструмлення потребують деякий час на завантаження системи при повторному запуску, що може бути критичним у деяких випадках (ця проблема вирішується використанням джерел безперебійного живлення, хоча це дещо підвищує загальну вартість системи);
- певна обережність експлуатаційного персоналу щодо повної і одномоментної заміни традиційного обладнання цифровими системами, зокрема через складності інтеграції з існуючими технологічними та суміжними системами.

Загалом, використання мікропроцесорних пристроїв РЗА дає значний економічний ефект, насамперед за рахунок зменшення витрат на експлуатацію та мінімізації втрат електроенергії. Їх інтеграція в автоматизовані системи управління електростанціями та підстанціями дозволяє досягти не лише економічних вигід, але й підвищити ефективність організації роботи персоналу.

### **2.1.3 Вибраний пристрій РЗА та його характеристики.**

Термінал ABB RET 670 є сучасним повністю цифровим пристроєм, призначеним для диференційного захисту всіх основних типів трифазних трансформаторів без необхідності використання проміжних трансформаторів струму (ТС). На рис. 2.1 зображено зовнішній вигляд пристрою.

					141.ЕК1114.008.ДБ	Арк.
						32
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



Рисунок 2.1 Пристрій АВВ RET 670

Термінал поставляється у чотирьох стандартних заводських конфігураціях, які підтримують схеми з одним або кількома вимикачами. Його можна використовувати для захисту: силових трансформаторів; автотрансформаторів; шунтуючих реакторів; секцій ошиновки; генератор-трансформаторних блоків; фазорегулюючих трансформаторів.

Підтримуються дво- та триобмоткові трансформатори з можливістю підключення до шести груп ТС.

Основні функції диференційного захисту пристрою:

- процентне гальмування при протіканнях наскрізного струму КЗ;
- блокування за формою струмової кривої та другою гармонікою для уникнення помилкового спрацювання при кидку намагнічувального струму під час вмикання;
- блокування за п'ятою гармонікою при перезбудженні;
- висока чутливість до міжвиткових коротких замикань.

Диференційний захист нульової послідовності забезпечує: високу швидкодію; високу чутливість; реалізацію як високого, так і низького імпедансного виконання.

Дистанційний повносхемний захист реалізований на п'яти зонах, охоплює міжфазні КЗ і замикання на землю та враховує області навантаження.

									Арк.
									33
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	141.ЕК1114.008.ДБ				

Максимальний струмовий захист (МСЗ):

- для кожної обмотки передбачено чотири ступені;
- можливість вибору інверсної або незалежної витримки часу;
- напрямлений або ненаправлений принцип дії.

Захист від замикань на землю включає:

- швидкодіючий захист із розширенням зони в перехідному режимі;
- напрямлений захист із чотирма ступенями на кожній стороні;
- кожен ступінь може бути інверсним або незалежним, напрямленим або ненаправленим, а також блокуватися за другою гармонікою.

Контроль синхронізму для схем з одним або кількома вимикачами забезпечує:

- вибір напрямку прикладеної напруги;
- дві вбудовані функції синхронізації з автоматичним вибором сигналів.

Додаткові можливості (опційно при замовленні):

- функція резервування відмови вимикача (ПРВВ);
- захист від перезбудження;
- захист від теплових перевантажень;
- функції моніторингу та управління.

Інформація від газових реле, температурних сенсорів та інших пристроїв вводиться через дискретні входи, стійкі до імпульсних перешкод. Вимірювання струмів і напруг здійснюється з класом точності 1.0.

Інтерфейс користувача — зручний локальний НМІ з підтримкою української мови.

Інші функції: розширена самодіагностика з реєстрацією подій; шість незалежних груп уставок; гнучкий інструментарій для конфігурування, зчитування осцилограм та параметрування; підтримка стандартів зв'язку: IEC 60870-5-103, LON, SPA, а також Ethernet по протоколу IEC 61850-8-1; модулі передачі даних через C37.94 та G.703.

									141.ЕК1114.008.ДБ	Арк.
										34
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

Термінал також дозволяє враховувати положення РПН у реальному часі при диференційному захисті: при надходженні інформації про стан перемикача, уставки пристрою автоматично адаптуються для забезпечення оптимальної селективності. Реалізовані алгоритми стабілізації спрацьовування при: магнітному насиченні ТС; перезбудженні; пускових струмах намагнічування. Крім того, передбачено швидкодіючий захист без гальмування з високою уставкою по диференційному струму для негайного відключення трансформатора у разі внутрішніх аварій з великими струмами короткого замикання.

#### **2.1.4 Газовий захист трансформатора**

Принцип дії газового захисту трансформатора (або автотрансформатора) ґрунтується на тому, що при будь-яких внутрішніх пошкодженнях або перегріванні відбувається розкладання трансформаторного масла та органічної ізоляції, у результаті чого виділяється газ. Інтенсивність утворення газу та його склад залежать від характеру дефекту і його масштабу. З огляду на це, захист організовано таким чином, що:

- при повільному утворенні газу видається попереджувальний сигнал;
- при інтенсивному газоутворенні, зумовленому, наприклад, коротким замиканням, здійснюється автоматичне відключення трансформатора.

Крім того, газовий захист може спрацювати як на сигнал, так і на відключення у разі критичного пониження рівня масла у баці трансформатора.

Газове реле, встановлюють в розриві труби, яка з'єднує бак трансформатора з розширювачем. Такий тип захисту вважається універсальним і одним із найчутливіших до внутрішніх несправностей трансформатора, зокрема таких, як замикання між витками обмоток, які часто не супроводжуються значними струмами й не фіксуються іншими видами захисту.

Під час першого вмикання трансформатора і його поступового нагрівання, з масла виділяється розчинене повітря, яке накопичується в

					141.ЕК1114.008.ДБ	Арк.
						35
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

газовому реле — його потрібно періодично випускати вручну. Для забезпечення правильного функціонування газового захисту при повільному утворенні газу, трансформатор має бути встановлений з незначним нахилом (до 2°) у бік газового реле, щоб забезпечити вільний рух газів у трубопроводі.

Елемент реле, що відповідає за відключення, налаштований на певну швидкість потоку масла, при досягненні якої і відбувається спрацювання. Уставка визначається заводською інструкцією (зазвичай в межах 0,5–1,5 м/с) і може бути скоригована з урахуванням технічного стану трансформатора. Це важливо, оскільки потужний потік масла може виникати не лише внаслідок внутрішніх пошкоджень, але й при зовнішніх коротких замиканнях.

## **2.2 Захист ліній 110 кВ**

### **2.2.1 Вимоги до захисту ліній 110 кВ**

Лінії, що мають ефективно заземлену нейтраль необхідно забезпечити релейним захистом від багатофазних коротких замикань, неповнофазних режимів, замикань на землю а також від перевантажень.

У процесі модернізації існуючих підстанцій слід застосовувати мікропроцесорні пристрої релейного захисту та автоматики (РЗА), які, крім переваг у точності та функціональності, вирізняються підвищеною швидкістю, широкими можливостями налаштування, кращою компенсацією перехідних процесів і гнучкістю реалізації уставок та системних рішень.

Захист повинен включати функції або пристрої блокування його дії в умовах коливань напруги чи асинхронного режиму, коли можливі хибні спрацювання.

Вибір захисту для ліній 110 кВ, який забезпечує миттєве вимкнення при КЗ в будь-якій точці ділянки, необхідно здійснювати з урахуванням збереження динамічної стійкості енергосистеми.

Під час вибору пристроїв захисту слід враховувати такі аспекти:

- Пошкодження, затримка вимкнення яких може призвести до порушень у роботі важливих споживачів, мають вимикатися без витримки часу.

					141.ЕК1114.008.ДБ	Арк.
						36
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- За наявності швидкодіючого АПВ необхідне встановлення швидкодіючого захисту, який забезпечить миттєве відключення пошкодженої ділянки з обох боків.
- Швидкодія РЗА разом із часом роботи пристрою резервування відмови вимикача (ПРВВ) має забезпечувати термічну стійкість кабелів при протіканні максимальних струмів короткого замикання.

На односторонньо живлених лініях доцільно застосовувати ступінчасті струмові захисти або комбіновані струмово-напругові захисти від багатофазних замикань. Для захисту від замикань на землю необхідно передбачити ступінчастий захист нульової послідовності, який може бути як направленим, так і ненаправленим.

### 2.2.2 Вибраний пристрій захисту ліній 110кВ

Для захисту ліній 110 кВ вибираємо термінал компанії ABB - REL 650.

REL650 — це інтелектуальний електронний пристрій (ІЕП), спеціально адаптований для використання в системах передавання електроенергії. Він поєднує розширені можливості захисту, моніторингу та керування з високою гнучкістю конфігурації. Пристрій ефективно працює як на повітряних, так і на кабельних лініях електропередачі.

ІЕУ REL650 забезпечує високоефективний дистанційний захист для дволанцюгових, паралельних і компенсованих ліній. Завдяки широкому спектру функцій та гнучкому налаштуванню, пристрій може бути адаптований до конкретних потреб користувача. До основних функцій керування належать: синхронізація, контроль синхронізму, виявлення знеструмленої лінії, а також автоматичне повторне вмикання (АПВ).

Зовнішній вигляд цього терміналу зображено на рисунку 2.2.

					141.ЕК1114.008.ДБ	Арк.
						37
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



Рисунок 2.2 Пристрій ABB REL 650

REL650 підтримує такі функції релейного захисту:

- Високоімпедансний диференційний захист (PDIF, 87N): Використовується для Т-подібних фідерів зі складними схемами приєднання та кількома вимикачами. Необхідною умовою є використання трансформаторів струму з однаковими параметрами. Стабілізувальний резистор і варистор встановлюються зовнішньо.

- Захист від коливань потужності (RPSB, 78): Реагує на нестійкі режими, що виникають після раптового відключення потужного навантаження або генераторних установок.

- Автоматичне вимкнення при включенні на пошкодження (PSOF): Функція забезпечує миттєве відключення у випадках, коли вимикач вмикається на пошкоджену лінію.

Струмовий захист:

- Швидкодіючий максимальний струмовий захист (POIC, 50): Захист з коротким часом спрацювання та обмеженою зоною дії (до 80% довжини лінії).

- Чотириступінчастий фазний максимальний струмовий захист (РОСМ, 51/67): Забезпечує інверсну або фіксовану витримку часу для кожного ступеня, з підтримкою напрямленої дії. Має характеристики згідно з стандартами ІЕС, ANSI та можливість задавати власні характеристики.

- Швидкодіючий захист нульової послідовності (РІОС, 50N): Захист із короткою витримкою часу, призначений для швидкого реагування при мінімальному опорі джерела.

- Чотириступінчастий захист нульової послідовності (РЕFM, 51N/67N): Може мати напрямлену або ненаправлену дію з можливістю незалежного налаштування витримки часу кожного ступеня.

- Захист від теплового перевантаження (РТТR, 26): Реалізований з фіксованим часом, захищає лінії від перегріву при тривалому перевантаженні.

- Резервне відключення при відмові вимикача (RBRF, 50BF): Забезпечує швидке вимкнення сусідніх приєднань у разі неспрацювання основного вимикача.

- Захист секцій шин (РТОС, 50STB): Використовується, коли трансформатори напруги опиняються на відключеній частині лінії, що робить неможливим використання дистанційного захисту. У таких випадках його слід блокувати.

- Захист від неузгодженості полюсів (RPLD, 52PD): Виявляє різне положення полюсів пофазно-керованих вимикачів, що може призвести до появи струмів зворотної та нульової послідовності та, як наслідок, до перегріву обертових машин або помилкових спрацювань інших захистів.

## **2.3 Захист приєднання 10 кВ та секційного вимикача**

### **2.3.1 Вимоги вибору захисту приєднання 10 кВ та секційного вимикача**

Захист шин підстанції слугує для їхнього оперативного відключення від електромережі у випадку короткого замикання (КЗ) або інших аварійних ситуацій. Основна мета такого захисту — обмежити наслідки пошкодження,

									141.ЕК1114.008.ДБ	Арк.
										39
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

мінімізувати ризики для обладнання та персоналу, а також не допустити поширення аварії на інші частини електричної системи.

Серед основних типів захисту шин виділяють:

- Диференціальний захист, який базується на порівнянні струмів, що входять у шини та виходять з них. Якщо виявлено суттєву різницю між цими значеннями — це ознака наявності КЗ у межах шинного вузла.
- Струмова відсічка при КЗ, яка спрацьовує при досягненні струмом певного порогового рівня. Захист має фіксовану витримку часу та призначений для швидкого відключення пошкодженої ділянки.
- Захист від замикань на землю, який реагує на появу струму замикання на землю у шинному просторі.
- Частотний захист, що фіксує зміну частоти у мережі. Такий захист може бути корисним у разі аварійних режимів, наприклад, при розсинхронізації генераторів.

Вибір типу захисту шин визначається рядом факторів: рівнем напруги, потужністю шин, схемою приєднання, технічними вимогами до надійності та швидкодії, а також наявністю допоміжних елементів захисту.

Окрему увагу приділяють захисту на допоміжних вимикачах:

Обхідний вимикач застосовується для тимчасового виведення обладнання в обхід у разі ремонту або пошкодження.

- Шиноз'єднувальний вимикач служить для з'єднання або роз'єднання секцій шин.
- Секційний вимикач виконує функцію розділення шин у разі КЗ або інших несправностей.

На цих вимикачах найчастіше встановлюють струмову відсічку, що дозволяє вимкнути їх при протіканні струму КЗ. За необхідності застосовуються також інші види захисту — диференціальний, заземлення, частотний тощо. Вибір конкретного типу залежить від функціонального призначення вимикача.

					141.ЕК1114.008.ДБ	Арк.
						40
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таким чином, захист шин та пов'язаних із ними вимикачів є критично важливим елементом системи релейного захисту підстанції. Його наявність забезпечує безперервність, безпеку та надійність роботи енергетичного об'єкта, а також мінімізує ймовірність масштабних аварій і пов'язаних з ними матеріальних втрат.

### 2.3.2 Вибраний пристрій захисту приєднання 10 кВ та секційного вимикача

Обираємо термінал REF630

REF630 — сучасний інтелектуальний електронний пристрій, розроблений для захисту, керування, вимірювання та моніторингу на електростанціях і розподільчих підстанціях. Підтримує стандарт МЭК 61850, включаючи GOOSE-повідомлення, а також протокол DNP3, що забезпечує сумісність із системами автоматизації та SCADA.

Зовнішній вигляд цього терміналу зображено на рисунку 2.3.



Рисунок 2.3 Пристрій ABB REF 630

					141.ЕК1114.008.ДБ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		41

REF630 є універсальним рішенням для повітряних і кабельних ліній у мережах з ізолюваною, компенсованою або заземленою нейтраллю. Чотири стандартні конфігурації легко адаптуються під конкретні умови за допомогою програмного забезпечення РСМ600, яке дозволяє гнучко налаштовувати як функції, так і канали зв'язку.

За потреби пристрій можна замовити без стандартної конфігурації, забезпечивши повну свободу в налаштуванні, включаючи функції ЛЗШ, АВР або АПВ відповідно до вимог проекту. REF630 включає широкий набір функцій захисту: максимальний струмовий захист (напрявлений і ненаправлений), захист від замикань на землю (до 4 рівнів), тепловий захист, захист від кидків намагнічування, обриву фази та несиметрії. Є також дистанційний захист з полігональними та круговими характеристиками (3 зони), захист від перенапруг нульової послідовності, відхилення частоти, напруги, а також функція автоматичного відновлення після аварій.

Пристрій підтримує локальне та дистанційне керування, у тому числі для підстанцій з одинарною або подвійною системою шин. Кількість керованих апаратів залежить від конфігурації входів/виходів. Передбачено синхронізацію з мережею за напругою, фазою та частотою. REF630 також визначає місце пошкодження, розраховуючи опір і тип аварії.

Вимірює струми, напруги, потужності, енергію, частоту, температуру фідера, несиметрію фаз. Дані доступні як локально, так і через веб-інтерфейс. Осцилограф записує до 100 подій, зберігаючи 40 аналогових та 64 дискретних сигнали. Журнал подій та звіти про аварії допомагають аналізувати стан системи.

Функції моніторингу вимикача включають контроль часу спрацювання, тиску, циклів роботи, а також ланцюгів струму та напруги. Вбудована система самодіагностики контролює стан пристрою і сигналізує про відмови.

					141.ЕК1114.008.ДБ	Арк.
						42
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Захист даних забезпечується системою аутентифікації з керуванням доступом. REF630 підтримує протоколи MEK 61850 (GOOSE, COMTRADE), DNP3 (TCP/IP) і взаємодіє з іншими сумісними пристроями. Підключення можливе через Ethernet (RJ-45 або LC), а точна синхронізація часу реалізується через SNTP, DNP3 або IRIG-B.

REF630 повністю відповідає вимогам захисту приєднань 10 кВ та секційних вимикачів.

#### **2.4 Захист приєднань 110 кВ**

Приєднання 110 кВ є важливими елементами трансформаторної підстанції, оскільки забезпечують передачу електроенергії від джерела (генерації або мережі вищого рівня) до трансформаторів, які знижують напругу до рівня 10 кВ для розподілу в регіональних або міських мережах. Надійна робота цих приєднань критично важлива для стабільного електропостачання споживачів, тому вони мають бути оснащені комплексом релейного захисту, який забезпечує швидке виявлення та відключення аварійних режимів.

Основні функції релейного захисту для приєднань 110 кВ: Максимальний струмовий захист (МТЗ); дистанційний захист (ДЗ); захист від замикання на землю; диференційний захист (у разі якщо приєднання реалізоване як трансформаторне або має складну структуру); захист від перенапруг та пониження напруги; захист від несиметрії струмів та обриву фази; автоматичне повторне вмикання (АПВ); автоматичне включення резерву (АВР); АПС, ПАВ, ПЗ:

Сучасні приєднання 110 кВ на підстанціях переважно обладнуються мікропроцесорними пристроями релейного захисту і автоматики, такими як Siemens SIPROTEC, Schneider Micom тощо.

Для захисту приєднань 110 кВ на ПС використовуємо пристрій АВВ REC650.

					141.ЕК1114.008.ДБ	Арк.
						43
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## 2.5 Захист ліній, що відходять (фідерів)

Відвідні лінії (фідери), що виходять з трансформаторної підстанції, забезпечують електропостачання до різних споживачів або розподільчих мереж. Надійність та безперервність їх роботи безпосередньо впливає на якість електропостачання. Тому кожен фідер має бути оснащений ефективною системою релейного захисту, яка дозволяє швидко виявити аварійні ситуації та локалізувати пошкодження.

Основні види аварійних режимів на фідерах: Коротке замикання (однофазне, двофазне, трифазне); Перевантаження; Замикання на землю; Обрив фази; Вплив зовнішніх перенапруг (атмосферні явища).

Функції релейного захисту фідерів: Максимальний струмовий захист; Захист від замикання на землю; Захист від перевантаження; Захист від обриву фази / несиметрії струмів; Автоматичне повторне вмикання; Автоматичне включення резерву; Диференційний захист (у спеціальних випадках); Захист від перенапруг (зовнішніх і внутрішніх).

Для захисту фідерів вибираємо прилад АВВ REF615

## 2.6 Обране обладнання РЗА

Відповідно до технічного завдання, підстанція повинна бути обладнана сучасними засобами релейного захисту та автоматизації, що реалізовані на базі мікропроцесорної технології. На підстанції 110/10 кВ передбачено використання мікропроцесорних пристроїв захисту серії Relion (моделі 670, 650, 630, 615), розроблених компанією АВВ.

Ці пристрої підтримують широкий набір функцій захисту та автоматики, повністю відповідаючи сучасним вимогам до надійності та безпеки роботи енергетичного обладнання.

- Для реалізації захисту силових трансформаторів обрано RET670, який забезпечує функції 87T, 49, 63, 50P, 67N.
- Захист ліній напругою 110 кВ забезпечуватиметься пристроєм REL650, що виконує функції 21, 50P, 67N.

					141.ЕК1114.008.ДБ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		44

- Для приєднань 110 кВ застосовується REC650, до функціоналу якого входять 50, 50BF, 79, 25.
- Відхідні лінії (фідери) будуть захищені за допомогою REF615, що реалізує функції 50/51 та 25.
- Захист приєднань 10 кВ, а також секційного вимикача, буде виконано за допомогою пристрою REF630, який підтримує функції 50/51, 50BF, 79 та 25.

### **Висновки**

У цьому розділі було проведено аналіз характерних ушкоджень, що можуть виникати під час роботи обладнання, а також визначено основні причини їх появи. На основі вимог нормативної документації сформовано перелік типів захисту для трансформаторів, шин і ліній електропередачі. В результаті було здійснено добір пристроїв релейного захисту, здатних реалізувати зазначені функції, з урахуванням актуальних вимог до надійності та функціональності. У якості основних захисних пристроїв для ключового обладнання підстанції були обрані мікропроцесорні пристрої релейного захисту виробництва компанії АВВ, зокрема моделі REF615, REF630, REC650, REL650 та RET670. У тексті також подано стислий огляд функціональних можливостей зазначених пристроїв.

					141.ЕК1114.008.ДБ	Арк.
						45
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

### 3. РОЗРАХУНОК ЗАХИСТІВ ТА УСТАВОК ОБЛАДНАННЯ

#### 3.1 Розрахунок вторинних (базисних) номінальних струмів та уставок струмової відсічки

Розрахунок базисних струмів на сторонах ВН та НН виконуємо за формулою:

$$I_{\text{баз.стор}} = \frac{I_{\text{ном.стор}} \cdot k_{\text{сх}}}{K_{\text{ТС}}}$$

де  $k_{\text{сх}}$  - коефіцієнт схеми ТС (приймаємо значення 1);

$K_{\text{ТС}}$  – коефіцієнт трансформації трансформатора струму цієї сторони.

Номінальний струм обмоток трансформатора визначаємо за формулами:

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

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

де  $S_{\text{тр}}$  – потужність трансформатора,

$U_{\text{ном.ВН}}$  – ном. напруга на стороні ВН;

$U_{\text{ном.НН}}$  – ном. напруга на стороні НН;

Обчислюємо номінальні струми обмоток трансформаторів підстанції:

$$I_{\text{ном.тр}}^{\text{ВН}} = \frac{S_{\text{тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.ВН}}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 80.32 \text{ А}$$

$$I_{\text{ном.тр}}^{\text{НН}} = \frac{S_{\text{тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.НН}}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 839,8 \text{ А}$$

Вторинні номінальні струми:

$$I_{\text{баз.ВН}} = \frac{I_{\text{ном.ВН}} \cdot k_{\text{сх}}}{K_{\text{ТС}}} = \frac{80.32 \cdot 1}{600/5} = 0.67 \text{ А};$$

$$I_{\text{баз.НН}} = \frac{I_{\text{ном.НН}} \cdot k_{\text{сх}}}{K_{\text{ТС}}} = \frac{839.8 \cdot 1}{1000/5} = 4.2 \text{ А};$$

					141.ЕК1114.008.ДБ				
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					
Розроб.		Малий М.Ю.			РОЗРАХУНОК ЗАХИСТІВ ТА УСТАВОК ОБЛАДНАННЯ		Літ.	Арк.	Аркуші
Перевір.		Омельчук А.О.						46	
Н. Контр.		Шполянський О.Г.					КПІ ім. Ігоря Сікорського ФЕА, гр. ЕК-11		
Затв.		Марченко А. А.							

В таблиці 3.1 наведені номінальні і вторинні струми на сторонах захисту

Таблиця 3.1 Номінальні і вторинні струми на сторонах захисту

	ВН	НН
Номінальна напруга	115 кВ	11кВ
Номінальний струм	80,32 А	839,8 А
Струм трифазного КЗ на стороні	13.73 кА	18.76 кА
Коеф. трансформації	600/5	1000/5
Базисні струми на сторонах захисту	0.67 А	4.2 А

Розраховуємо уставки струмової відсічки:

$$I_{CB1} = k_{над1} \cdot I_{кз}^{НН} = 1.2 \cdot 8.07 = 9.684 \text{ А}$$

$$I_{CB2} = k_{над2} \cdot I_{ном.тр}^{НН} = 4 \cdot 839,8 = 3359 \text{ А}$$

З цих значень вибираємо  $I_{CB} = 9.684 \text{ А}$

Розраховуємо уставку захисту від перевантажень:

$$I_{CB} = k_{від} \cdot \frac{I_{ном.тр}}{k_{пов}} = 1.05 \cdot \frac{839,8}{0.95} = 928,2 \text{ А}$$

$k_{пов}$  - коефіцієнт повернення захисту (0.95).

### 3.2 Захист силового трансформатора

#### 3.2.1 Загальні уставки диференційного захисту силового трансформатора

За табл. 3.1, вводимо такі уставки для струмових каналів, які використовуються для підключення фазних струмів сторін ВН і НН силового трансформатора.

Таблиця 3.2 – задані параметри трансформаторів струму.

Уставка	ВН	НН
CTprim	600	1000
CTsec	5	5
CTStartPoint	ToObject	ToObject

В табл. 3.3 Наведені значення уставок функцій диф. захисту.

Таблиця 3.3

Опис уставки	Уставка	Значення
Номінальна напруга трансформатора на стороні ВН	RatedVoltageW1	115 кВ
Номінальна напруга трансформатора на стороні НН	RatedVoltageW2	11 кВ
Номінальний струм ВН	RatedCurrentW1	80 А
Номінальний струм НН	RatedCurrentW2	840 А
Тип з'єднання обмоток на стороні ВН	ConnectTypeW1	WYE (Y)
Тип з'єднання обмоток на стороні НН	ConnectTypeW2	DELTA (D)
Компенсація струмів нульової послідовності ВН	ZSCurrSubtrW1	On
Компенсація струмів нульової послідовності НН	ZSCurrSubtrW2	Off
Фізичне розміщення пристрою РПН	LocationOLTC1	Winding 1 (W1)
Мінімальна ступінь РПН	LowTapPosOLTC1	1
Номінальне (середнє) положення РПН	RatedTapOLTC1	10
Максимальна ступінь РПН	HighTapPsOLTC1	20
Шаг регулювання	Шаг регулювання	1.95%

В нашому випадку інші уставки не є важливими, залишаємо значення за замовчуванням.

Диференційний струм промислової частоти визначається як векторна сума струмів основної гармоніки, що протікають по всіх фазах трансформатора. У звичайному робочому режимі величини струмів на різних

					141.ЕК1114.008.ДБ	Арк.
						48
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

сторонах трансформатора, як правило, не збігаються, оскільки трансформаторні струмові кола зазвичай обладнані трансформаторами струму з різними коефіцієнтами перетворення. Крім того, обмотки трансформатора можуть мати різні схеми з'єднання. У зв'язку з цим перед проведенням диференційного аналізу необхідно привести всі струми до єдиного базового значення. У сучасних цифрових системах диференційного захисту це досягається за допомогою математичної обробки даних.

Першочергово виконується нормалізація струмів шляхом математичної компенсації впливу коефіцієнтів трансформації та схеми з'єднання обмоток. Таким чином усувається потреба у використанні додаткових проміжних трансформаторів струму. Для приведення струмів усіх сторін трансформатора до одного узгодженого значення використовується система попередньо визначених матриць коефіцієнтів. Ці матриці формуються на основі параметрів трансформації та схеми з'єднання кожного плеча трансформатора.

Після того як користувач задає групу з'єднання обмоток, а також номінальні параметри струму і напруги трансформаторів струму (ТС) і напруги (ТН), пристрій проводить внутрішній перерахунок коефіцієнтних матриць, які використовуються в основному алгоритмі захисту. Цифрові пристрої релейного захисту та автоматизації (IED) володіють значними перевагами, зокрема — високою точністю розрахунків симетричних складових, що базуються на фазних вимірюваннях. Їх гнучкість і здатність реалізовувати численні алгоритми в межах однієї функції захисту забезпечує широку функціональність без значного підвищення вартості обладнання.

### **3.2.2 Вибір уставок, які визначають гальмівну характеристику диференційного захисту**

Значення коефіцієнта гальмування, який визначається як тангенс кута нахилу гальмівної характеристики реле, підбирається таким чином, щоб гарантувати невключення захисту у разі виникнення струмів небалансу, що зумовлені перехідними процесами під час зовнішнього короткого замикання.

					141.ЕК1114.008.ДБ	Арк.
						49
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Необхідність у відлаштуванні саме від перехідного, а не сталого режиму пояснюється тим, що характер струмів небалансу у фазі переходу може бути таким, що традиційні методи — зокрема часово-імпульсне розпізнавання чи фільтрація другої гармоніки — не забезпечують достатню надійність захисту. У подібних умовах потрібен додатковий рівень селективності для запобігання хибним спрацюванням.

У відносних одиницях виконаємо розрахунок мінімального струму спрацювання. Диф. струм спрацювання при зовнішніх коротких замиканнях або наскрізних струмах повинен задовольняти такій умові:

$$I_d \geq k_{\text{відл}} \cdot I_{\text{нб.розр}}$$

де  $k_{\text{відл}}$ - коефіцієнт відлаштування (приймаємо значення 1,1);

Через те, що гальмівна характеристика може мати горизонтальну ділянку до відносного струму гальмування ( $I_{\text{від.галь}} = 1.5$ ), використаємо уточнену формулу розрахунку струму небалансу

$$I_{\text{нб.розр}} = \sqrt{(K_{\text{пер}} \cdot \varepsilon_{\text{в}})^2 \cdot (1 + \Delta U_{\text{пер}} \cdot \Delta f_{\text{вир}})^2 + (\Delta U_{\text{пер}} \cdot \Delta f_{\text{вир}})^2}$$

де  $K_{\text{пер}}$  – коефіцієнт, який враховує перехідний процес при  $I_{\text{д.мін}} < 1.5$ ;

$\Delta U_{\text{пер}}$ - відносна похибка, що викликана ругулюванням напруги трансформатора = 0.1;

$\varepsilon_{\text{в}}$ - повна відносна похибка трансформатора струму у сталому режимі;

$\Delta f_{\text{вир}} = 0.02$  – відносна похибка вирівнювання струмів сторін;

Перше наближення мінімального струму спрацювання  $I_{\text{д.мін}}$  обчислимо за формулою:

$$I_{\text{д.мін}} = I_{\text{д.поч}} \cdot K_{\text{відл}} \sqrt{(K_{\text{пер}} \cdot \varepsilon_{\text{в}})^2 \cdot (1 + \Delta U_{\text{пер}} \cdot \Delta f_{\text{вир}})^2 + (\Delta U_{\text{пер}} \cdot \Delta f_{\text{вир}})^2}$$

де  $I_{\text{д.поч}}$  - відносний струм початку гальмування;

Починаємо розрахунки методом послідовних наближень, приймаємо  $I_{\text{д.поч}} = 1.2$ ,  $K_{\text{пер}} = 1.5$ .

$$I_{\text{д.мін}} = 1.2 \cdot 1.1 \sqrt{(1.5 \cdot 0.1)^2 \cdot (1 + 0.1 \cdot 0.02)^2 + (0.1 \cdot 0.02)^2} = 0.27$$

						141.ЕК1114.008.ДБ	Арк.
							50
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			

Приймаємо значення уставки  $I_{д.мін} = 0.3$ .

Для розрахунку наступного значення приймаємо  $K_{пер} = 2.5$ .

$$I_{нб.розр} = \sqrt{(2.5 \cdot 0.1)^2 \cdot (1 + 0.1 \cdot 0.02)^2 + (0.1 \cdot 0.02)^2} = 0.304$$

Оскільки  $I_{нб.розр} \geq I_{д.мін}$ , приймаємо значення уставки  $I_{д.мін} = 0.4$ .

Знаходимо коефіцієнт нахилу другої ділянки при  $I_{д.поч} = 1.2$  за формулою:

$$s_2 \geq \frac{K_{отс} \cdot I_{нб.розр} \cdot I_{b \text{ розр}} - I_{d \text{ min}}}{I_{b \text{ розр}} - I_{b \text{ поч}}}$$
$$s_2 \geq \frac{1.1 \cdot 0.304 \cdot 2 - 0.4}{2 - 1.2} = 0.336$$

Оскільки коефіцієнт нахилу на другій ділянці гальмівної характеристики не повинен перевищувати 0.5, остаточно прийmemo наступні уставки:

$$I_{д.мін} = 0.4; I_{д.поч} = 1.2; s_2 = 0.5$$

На рисунку 3.1 зображена гальмівна характеристика функції диференційного захисту приладу RET670

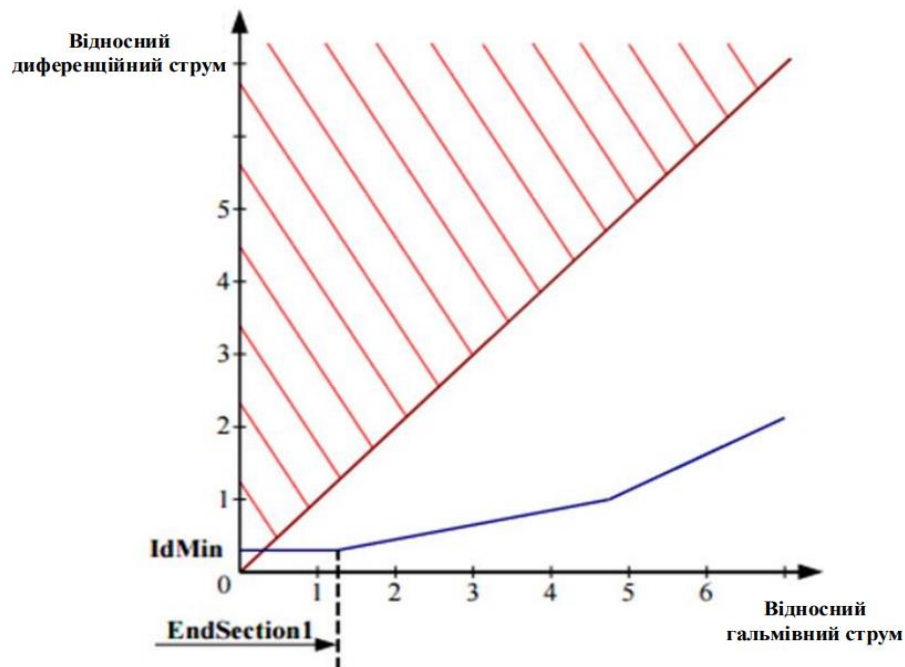


Рисунок 3.1 - гальмівна характеристика функції диференційного захисту приладу RET670

					141.ЕК1114.008.ДБ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		51

### 3.2.3 Уставки диференційної відсічки

У складі складних мікропроцесорних захисних пристроїв присутній додатковий функціональний блок, що виконує роль так званої «диференційної відсічки». Цей елемент не передбачає наявності часової затримки чи спеціальних алгоритмів для ігнорування струмів намагнічування. Через це його налаштування передбачає підвищений коефіцієнт чутливості, зазвичай у межах 6–8, що дозволяє уникнути спрацювання на кидки струму намагнічування. Водночас відсутність затримок у спрацюванні, на відміну від основного диференційного захисту, забезпечує надзвичайно оперативне відключення при виникненні великих коротких замикань.

Розрахуємо уставку диференційної відсічки за формулою:

$$I_{\text{ДВ}} = k_{\text{Н}} \cdot I_{\text{НОМ}} = 8 \cdot 80.32 = 642.6 \text{ А}$$

Тоді вторинний струм спрацювання захисту визначимо за формулою:

$$I_{\text{ДВ.Втор}} = \frac{I_{\text{ДВ}}}{k_{\text{т}}} = \frac{642.6}{120} = 5.355 \text{ А}$$

Коефіцієнт чутливості ДВ визначаємо наступним чином:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{min НН}}^{(2)}}{I_{\text{ДВ}} \cdot \frac{U_{\text{НОМ.ВН}}}{U_{\text{НОМ.НН}}}}$$
$$K_{\text{ч}} = \frac{18760}{642.6 \cdot \frac{115}{11}} = 2.79$$

Коефіцієнт чутливості ДВ має перевищувати значення 1.2. В нашому випадку умова виконується.

### 3.2.4 Розрахунок максимального струмового захисту

Максимальний струмовий захист (МСЗ) виконує функцію відключення трансформаторів у разі коротких замикань на приєднаннях або шинах, коли не спрацювали основні захисти або відмовили вимикачі відповідних елементів (тобто виконує функцію далекого резервування). Крім того, цей захист може забезпечити резервування для захисту від внутрішніх пошкоджень трансформатора у випадку несправності основного захисту (ближнє

					141.ЕК1114.008.ДБ	Арк.
						52
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

резервування). Водночас, через вимоги селективності, МСЗ повинен мати певну часову витримку, що унеможливило його використання як швидкодіючого захисту. Тому його зазвичай застосовують як основний захист лише на трансформаторах малої потужності (до 5 МВА). Для потужніших трансформаторів, які обладнані спеціальними системами виявлення внутрішніх несправностей, МСЗ виконує резервну функцію. Такий захист встановлюється на всіх сторонах трансформатора.

Струм спрацювання МСЗ визначаємо по формулі:

$$I_{сз} = \frac{k_n \cdot k_{сзп}}{k_n} \cdot I_{ном.тр}$$

де  $k_n$  – коефіцієнт повернення (0.95);

$k_{сзп}$  - коефіцієнт сомозапуску (1.3);

$k_n$  - коефіцієнт надійності (1.2);

Розрахунок від перевантаження для сторони 110 кВ:

$$I_{с.з.ВН} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,95} \cdot 80,32 = 131,9 \text{ А}$$

Розрахунок від перевантаження для сторони 10 кВ:

$$I_{с.з.НН} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,95} \cdot 839,8 = 1378,25 \text{ А}$$

Максимальний робочий струм визначаємо за формулою:

$$I_{роб.макс} = k_{зов} \cdot I_{ном.тр}$$

Максимальний робочий струм на стороні ВН:

$$I_{роб.макс.ВН} = k_{зов} \cdot I_{ном.тр} = 1,4 \cdot 80,32 = 112,4 \text{ А}$$

Максимальний робочий струм на стороні НН

$$I_{роб.макс.НН} = k_{зов} \cdot I_{ном.тр} = 1,4 \cdot 839,8 = 1175,7 \text{ А}$$

Мінамальний струм короткого замикання:

$$I_{мін.кз} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{кз}^{(3)}$$

Мінамальний струм короткого замикання на стороні ВН:

										141.ЕК1114.008.ДБ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							53

$$I_{\text{мін.кз.ВН}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{КЗ}}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 6007 = 5202 \text{ А}$$

Мінамальний струм короткого замикання на стороні НН:

$$I_{\text{мін.кз.НН}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{КЗ}}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 6640 = 5750 \text{ А}$$

Розрахункой коеф. чутливості:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{мін.кз.}}}{I_{\text{сз}}}$$

Розрахункой коеф. чутливості на стороні ВН:

$$k_{\text{чВН}} = \frac{I_{\text{мін.кз.ВН}}}{I_{\text{сз.ВН}}} = \frac{5202}{131.9} = 39,43$$

Розрахункой коеф. чутливості на стороні НН:

$$k_{\text{чНН}} = \frac{I_{\text{мін.кз.НН}}}{I_{\text{сз.НН}}} = \frac{5750}{1378.2} = 4.1$$

Значення коефіцієнта чутливості повинно бути більше за 1.5. В нашому випадку умова задовільняється.

### 3.3 Розрахунок захисту приєднань 10 кВ

Номінальне значення первинного струму ТС  $I_{\text{перв}} = 200 \text{ А}$

Розрахунок уставки МСЗ

$$I_{\text{сз}} = \frac{k_{\text{н}} \cdot k_{\text{сзп}}}{k_{\text{н}}} \cdot I_{\text{перв}} = \frac{1.2 \cdot 1.8}{0.9} \cdot 200 = 480$$

де  $k_{\text{н}}$  – коефіцієнт повернення (0.9);

$k_{\text{сзп}}$  - коефіцієнт сомозапуску (1.8);

$k_{\text{н}}$  - коефіцієнт надійності (1.2);

Струм спрацювання:

$$I_{\text{сп}} = \frac{I_{\text{сз}} \cdot k_{\text{сх}}}{n_{\text{т}}} = \frac{480 \cdot 1}{200} = 2.4 \text{ А}$$

$k_{\text{сх}}$  – коефіцієнт схеми;  $n_{\text{т}}$  - коефіцієнт трансформації трансформатора струму;

						141.ЕК1114.008.ДБ	Арк.
							54
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			

Знаходимо струм при виникненні короткого замикання при нормальному режимі навантаження:

$$I_{\text{кз.мін}} = \frac{6.07 \cdot \sqrt{3}}{2} = 5.25 \text{ кА}$$

Коефіцієнт чутливості:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.мін}}}{I_{\text{сз}}} = \frac{5250}{480} = 10.9$$

$10.9 > 1.5$  – умова виконується.

Розрахунок уставок струму замикання на землю:

Для кабельної лінії розраховуємо струм замикання на землю:

$$I_{\text{ззл}} = \frac{U_{\text{ном}} \cdot l}{10} = \frac{11 \cdot 12}{10} = 13.2 \text{ А}$$

Для кабельної мережі розраховуємо струм замикання на землю:

$$I_{\text{ззм}} = \frac{U_{\text{ном}} \cdot l}{10} = \frac{11 \cdot 90}{10} = 99 \text{ А}$$

Струм спрацювання:

$$I_{\text{сз}} = k_{\text{н}} \cdot k_{\text{бр}} \cdot I_{\text{ззл}} = 1.2 \cdot 3 \cdot 13.2 = 47.5 \text{ А}$$

Коефіцієнт чутливості:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{ззм}} - I_{\text{ззл}}}{I_{\text{сз}}} = \frac{99 - 13.2}{47.5} = 1.8$$

$1.8 > 1.5$  – умова виконується.

Розрахуємо РЗ секційного вимикача:

Струм спрацювання:

$$I_{\text{сз}} = \frac{k_{\text{н}} \cdot k_{\text{сзп}}}{k_{\text{н}}} \cdot I_{\text{перв}} = \frac{1.2 \cdot 1.8}{0.9} \cdot 200 = 480 \text{ А}$$

Струм МСЗ:

$$I_{\text{сп}} = \frac{I_{\text{сз}} \cdot k_{\text{сх}}}{n_{\text{т}}} = \frac{480 \cdot 1}{200} = 2.4 \text{ А}$$

Двофазне КЗ в аварійному режимі:

$$I_{\text{кз.мін}} = \frac{6.07 \cdot \sqrt{3}}{2} = 5.25 \text{ кА}$$

					141.ЕК1114.008.ДБ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		55

Коефіцієнт чутливості:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.мін}}}{I_{\text{сз}}} = \frac{6070}{480} = 12.5$$

Отрисуємо достатню чутливість.

### 3.4 Розрахунок захисту приєднань 110 кВ

Номінальне значення первинного струму ТС  $I_{\text{перв}} = 200 \text{ A}$

Розрахунок уставки МСЗ

$$I_{\text{сз}} = \frac{k_{\text{н}} \cdot k_{\text{сзп}}}{k_{\text{н}}} \cdot I_{\text{перв}} = \frac{1.2 \cdot 1.8}{0.9} \cdot 200 = 480$$

де  $k_{\text{н}}$  – коефіцієнт повернення (0.9);

$k_{\text{сзп}}$  - коефіцієнт сомозапуску (1.8);

$k_{\text{н}}$  - коефіцієнт надійності (1.2);

Струм спрацювання:

$$I_{\text{сп}} = \frac{I_{\text{сз}} \cdot k_{\text{сх}}}{n_{\text{т}}} = \frac{480 \cdot 1}{120} = 4 \text{ A}$$

$k_{\text{сх}}$  – коефіцієнт  $n_{\text{т}}$  - коефіцієнт трансформації трансформатора струму;

Знаходимо струм при виникненні короткого замикання при нормальному режимі навантаження:

$$I_{\text{кз.мін}} = \frac{6.64 \cdot \sqrt{3}}{2} = 5.75 \text{ кА}$$

Коефіцієнт чутливості:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.мін}}}{I_{\text{сз}}} = \frac{5750}{480} = 12$$

$10.9 > 1.5$  – умова виконується.

Розрахунок уставок струму замикання на землю:

Для кабельної лінії розраховуємо струм замикання на землю:

$$I_{\text{ззл}} = \frac{U_{\text{ном}} \cdot l}{10} = \frac{115 \cdot 12}{10} = 138 \text{ A}$$

Для кабельної мережі розраховуємо струм замикання на землю:

					141.ЕК1114.008.ДБ	Арк.
						56
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$I_{зз\text{м}} = \frac{U_{\text{ном}} \cdot l}{10} = \frac{115 \cdot 90}{10} = 1035 \text{ А}$$

Струм спрацювання:

$$I_{\text{сз}} = k_{\text{н}} \cdot k_{\text{бр}} \cdot I_{\text{ззл}} = 1.2 \cdot 3 \cdot 138 = 496.8 \text{ А}$$

Коефіцієнт чутливості:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{зз\text{м}}} - I_{\text{ззл}}}{I_{\text{сз}}} = \frac{1035 - 138}{496.8} = 1.8$$

$1.8 > 1.5$  – умова виконується.

Розрахуємо РЗ секційного вимикача:

Струм спрацювання:

$$I_{\text{сз}} = \frac{k_{\text{н}} \cdot k_{\text{сзп}}}{k_{\text{н}}} \cdot I_{\text{перв}} = \frac{1.2 \cdot 1.8}{0.9} \cdot 200 = 480 \text{ А}$$

Струм МСЗ:

$$I_{\text{сп}} = \frac{I_{\text{сз}} \cdot k_{\text{сх}}}{n_{\text{т}}} = \frac{480 \cdot 1}{120} = 4 \text{ А}$$

Двофазне КЗ в аварійному режимі:

$$I_{\text{кз.мін}} = \frac{6.64 \cdot \sqrt{3}}{2} = 5.75 \text{ кА}$$

Коефіцієнт чутливості:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.мін}}}{I_{\text{сз}}} = \frac{6640}{480} = 13.8$$

Отрисуємо достатню чутливість.

### Висновки

У третьому розділі було проведено розрахунок та вибір параметрів спрацювання захистів пристроїв.

Було описано захист силового трансформатора на базі пристрою АВВ RET670, розраховані уставки диференційного захисту, МСЗ та описана гальмівна характеристика диференційного захисту. Також був описаний захист приєднань 10 кВ та 110 кВ, розрахування уставки МСЗ та струму замикань на землю. Коефіцієнти чутливості обчислені, чутливість перевірена.

									141.ЕК1114.008.ДБ	Арк.
										57
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

## ВИСНОВКИ

У межах дипломної роботи було розглянуто питання модернізації релейного захисту та автоматики трансформаторної підстанції 110/10 кВ, з урахуванням сучасних технічних вимог до надійності, швидкодії та гнучкості систем захисту. На підстанції були встановлені застарілі присторі РЗА, це обумовлює необхідність переходу на мікропроцесорні пристрої нового покоління.

У роботі проведено аналіз типових пошкоджень, які можуть виникати у силових трансформаторах, на лініях електропередачі, збірних шинах та відвідних фідерах. Визначено перелік необхідних функцій захисту, які повинні бути реалізовані для забезпечення ефективної роботи підстанції. На основі нормативної документації та технічного завдання виконано вибір мікропроцесорних пристроїв релейного захисту серії Relion виробництва АВВ (RET670, REL650, REF615, REF630, REC650), що дозволяє реалізувати функції максимального струмового, диференційного, газового, дистанційного захисту, а також захисту від замикань на землю, перевантаження, обриву фази тощо.

Окрему увагу було приділено структурі захисту кожного елемента підстанції: трансформаторів, ліній 110 кВ, фідерів та секційного вимикача. Для обраних пристроїв виконано підбір функцій, а також проведено розрахунок уставок на основі струмів короткого замикання.

Узагальнюючи результати, можна зробити висновок, що модернізація системи РЗА за допомогою сучасних мікропроцесорних пристроїв забезпечує істотне підвищення рівня автоматизації, покращення селективності, зменшення часу відключення аварій та підвищення загальної надійності роботи електроенергетичної системи. Запропоновані технічні рішення можуть бути використані як приклад для оновлення інших підстанцій аналогічного класу напруги.

					141.ЕК1114.008.ДБ	Арк.
						58
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. Яндульський О.С., Дмитренко О.О. Релейний захист. Цифрові пристрої релейного захисту, автоматики та управління електроенергетичних систем [Електронне видання]: навч. посіб. / О.С. Яндульський, О.О. Дмитренко; під загальною редакцією д.т.н. О.С. Яндульського. – К.: НТУУ «КПІ», 2016. – 102 с. – Бібліогр.: с. 92 – 102.
2. Релейний захист і автоматика: Навч. посібник / С. В. Панченко, В. С. Блиндюк, В. М. Баженов та ін.; за ред. В. М. Баженова. – Харків: УкрДУЗТ, 2021. Таблиця 3.3
3. Бардик Є. І., Безбереж'єв Ю. В. Перехідні електромагнітні процеси в електроенергетичних системах: Методичні вказівки. – Київ: ФЕА НТУУ «КПІ», 2013. – 33 с.
4. Ковальов В.М. Релейний захист та автоматика. Конспект лекцій. / В.М. Ковальов - Харків: ХНАМГ, – 2008. – 108 с.
5. Неклепаєв Б. Н. Электрична частина електростанцій та підстанцій: Підручник для вузів. – 2-ге вид., перероб. і допов. – Москва: Енергоатомвид, 1986. – 640 с.
6. Кідиба В. П. Релейний захист електроенергетичних систем. – Львів: Львівська політехніка, 2015. – 504 с.
7. Мікропроцесорні захисти: Мікропроцесорні захисти від компанії АВВ [Електронний ресурс] Режим доступу: <http://www.abb.ua/product/us/9AAF401100.aspx?country=UA> (дата зверення: 06.06.2025).
8. Довідкові дані щодо трансформаторів із вищою напругою 110 кВ: [Електронний ресурс] Режим доступу: <https://forca.com.ua/info/spravka/spravochnye-dannye-po-transformatoram-s-vysshim-napryazheniem-110-kv.html> (дата зверення: 04.06.2025).
9. Високовольтний елегазовий вимикач ВГТ-110-40/2500 [Електронний ресурс] Режим доступу: <https://voltag.co.ua/cat24.php> (дата зверення: 04.06.2025).

					141.ЕК1114.008.ДБ	Арк.
						59
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

10. Трансформатор НКФ-110-83 : [Електронний ресурс] Режим доступу: <http://energosfera.org.ua/transformatory/izmeritelnye-transformatory-napryazheniya/odnofaznye-maslyanye-izmeritelnye-transformatory-napryazheniya-110kv/transformator-nkf-110-83.html> (дата звернення: 01.06.2025).
11. Пристрій REF630. Feeder protection and control. АВВ. [Електронний ресурс] Режим доступу: <https://new.abb.com/medium-voltage/substation-automation/products/feeder-protection-and-control/ref620> (дата звернення: 06.06.2025).
12. Правила улаштування електроустановок, Київ, 2017. – 617 с
13. Інтелектуальні пристрої релейного захисту та автоматики: навч. посібник / Махлін П.В., Костенко С.Ю., Кузьменко О.П. – Запоріжжя : НУ «Запорізька політехніка», 2020. – 256 с.

					141.ЕК1114.008.ДБ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		60