

**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:

Завідувач кафедри

_____Анатолій МАРЧЕНКО

«09» січня 2024 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: «Релейний захист електричної підстанції 110/10 кВ»

Виконав (-ла):

студент VI курсу, групи ЕК-з11мпв

Дуда Павло Ігорович _____

Науковий керівник:

к.т.н., доцент Дмитренко Олександр Олексійович _____

Консультант з охорони праці:

д.т.н., професор Третьякова Лариса Дмитрівна _____

Консультант з стартапу:

доцент Красношапка Володимир Володимирович _____

Рецензент: _____

Засвідчую, що у цій магістерській
дисертації немає запозичень з праць
інших авторів без відповідних посилань.
Студент _____

Київ – 2024 року

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

_____ Анатолій МАРЧЕНКО

«09» січня 2024 р.

ЗАВДАННЯ
на магістерську дисертацію студенту
Дуді Павлу Ігоровичу

1. Тема дисертації «Релейний захист електричної підстанції 110/10 кВ», науковий керівник дисертації Дмитренко Олександр Олексійович, к.т.н., доцент, затверджені наказом по університету від «05» січня 2024 р. №58-с.
2. Термін подання студентом дисертації 18.01.2024 р.
3. Об'єкт дослідження – електрична підстанція 110/10 кВ «Машево».
4. Вихідні дані – схема електричних з'єднань ПС 110/10 кВ «Машево», стандарти НЕК «УКРЕНЕРГО», технічна документація до пристроїв релейного захисту виробництва АВВ.
5. Перелік завдань, які потрібно розробити – опис та технічна характеристика ПС 110/10 КВ «Машево», розрахунок струмів КЗ, обрання типів та пристроїв релейного захисту ПС «Машево», обчислення уставок для пристрою захисту силового трансформатора RET650.
6. Орієнтовний перелік графічного (ілюстративного) матеріалу – головна схема ПС, схема розташування релейного захисту, розрахунок струмів короткого замикання, функції RET650, логічні схеми диференційного захисту трансформатора, розрахунок уставок диференційного захисту RET650, розрахунок уставок інших захисту.

7. Консультанти розділів дисертації

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Охорона праці	Третякова Лариса Дмитрівна д.т.н., професор		
Стартап	Красношапка Володимир Володимирович, доцент		

8. Дата видачі завдання 01.09.2022 р.

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Термін виконання етапів магістерської дисертації	Примітка
1	Технічна характеристика ПС 110/10 КВ «Машево»	28.09.2022	
2	Розрахунок струмів КЗ	12.10.2022	
3	Обрання типів та пристроїв релейного захисту ПС «Машево»	23.10.2022	
4	Обчислення уставок для пристрою захисту силового трансформатору RET650	05.11.2022	
5	Стартап	20.11.2022	
6	Розділ з охорони праці	16.12.2022	
7	Оформлення пояснювальної записки та графічного матеріалу	25.12.2022	

Студент

Павло ДУДА

Науковий керівник

Олександр ДМИТРЕНКО

РЕФЕРАТ

Магістерська дисертація виконана на 64 аркушах, 25 таблицях, 7 рисунках, 7 листах графічної частини та має 9 посилань, яка містить 3 основні розділи, стартап проєкт та розділ охорони праці.

Актуальність теми – на даний момент електричні підстанції мають відповідати нормам щодо релейного захисту, що забезпечується за допомогою сучасних мікропроцесорних пристроїв.

Мета дослідження – підвищити ефективність захисту ПС шляхом впровадження сучасних пристроїв захисту.

Об’єкт дослідження – електрична підстанція 110/10 кВ «Машево».

Предмет дослідження – релейний захист трансформатору 110/10 кВ електричної підстанції 110/10 кВ «Машево».

Методи дослідження – методи розрахунку уставок спрацювання мікропроцесорного захисту трансформатора на базі пристрою компанії АВВ.

Ключові слова: МАКСИМАЛЬНИЙ СТРУМОВИЙ ЗАХИСТ, СТРУМОВА ВІДСІЧКА, КОРОТКЕ ЗАМИКАННЯ, РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ, ДИФЕРЕНЦІЙНИЙ ЗАХИСТ ТРАНСФОРМАТОРА.

ABSTRACT

The master's thesis consists of 64 pages, 25 tables, 7 figures, 7 graphic sheets and 9 references, which includes 3 main sections, a start-up project and a labour protection section.

The relevance of the topic is that at present, electrical substations must comply with the standards for relay protection, which is provided by modern microprocessor devices.

The purpose of the study is to increase the efficiency of substation protection by introducing modern protection devices.

The object of study is 110/10 kV electrical substation Mashevo.

Subject of research - relay protection of 110/10 kV transformer of 110/10 kV electrical substation "Mashevo".

Research methods - methods of calculating the trip settings of microprocessor-based transformer protection based on the device of ABB.

Keywords: MAXIMUM CURRENT PROTECTION, CURRENT CUT-OFF, SHORT CIRCUIT, RELAY PROTECTION, DIFFERENTIAL TRANSFORMER PROTECTION.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ	9
ВСТУП	10
1. ТЕХНІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА ПС 110/10 КВ «МАШЕВО»	11
1.1 Характеристика схеми	11
1.2 Обрання обладнання	11
1.2.1 Трансформатори	11
1.2.2 Обладнання ВРП-110 кВ	12
1.2.3 Обладнання РП-10 кВ	13
1.3 Обчислення струмів КЗ	18
Висновки	23
2. ОБРАННЯ ТИПІВ ТА ПРИСТРОЇВ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ПС «МАШЕВО»	24
2.1 Роль та функції релейного захисту в електроенергетичних системах	24
2.2 Обрання релейного захисту ПС 110/10 кВ	26
2.2.1 Обрання релейного захисту ПЛ 110 кВ	26
2.2.2 Обрання релейного захисту трансформатору 110/10 кВ	26
2.2.3 Обрання релейного захисту ПЛ 10 кВ	28
2.2.4 Обрання релейного захисту трансформаторів 10/0,4 кВ	28
2.2.5 Обрання релейного захисту шин 10 кВ	28
2.2.6 Обрання релейного захисту шин 110 кВ	29
2.3 Обрання пристроїв РЗ ПС 110/10 кВ	29
2.3.1 Обрання пристроїв РЗ ПЛ 110 кВ	29
2.3.2 Обрання пристроїв РЗ трансформатору 110/10 кВ	29

2.3.3 Обрання пристрою РЗ шин 110 кВ.....	30
Висновки	31
3. ОБЧИСЛЕННЯ УСТАВОК ДЛЯ ПРИСТРОЮ ЗАХИСТУ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРУ RET650	33
3.1 Опис реле RET650.....	33
3.2 Опис диференційного захисту	37
3.2.2 Функції резервного захисту	38
3.2.2.1 Струмовий захист.....	38
3.2.2.2 Захист по напрузі	38
3.2.2.3 Захист по частоті.....	38
3.3 Функції моніторингу та керування, сумісність та інтеграція:	38
3.4 Обчислення уставок для пристрою захисту силового трансформатора RET650	39
3.4.1 Обчислення уставок диференційного захисту RET650	39
3.4.2 Обчислення уставок МСЗ вводу 110 кВ.....	44
3.4.3 Обчислення уставок МСЗ вводу 10 кВ.....	45
3.4.4 Обчислення уставок захисту від замикань на землю 110 кВ	46
3.4.5 Обчислення уставок захисту від перевантаження.....	46
Висновки	47
4. РОЗРОБКА СТАРТАП ПРОЄКТУ	48
4.1 Опис ідеї проєкту	48
4.2 Аналіз технічних та економічних параметрів концепції та їхнє порівняння з іншими системами релейного захисту від різноманітних виробників.....	49
4.3. Технологічний аудит стартап-проєкту	50

4.4 Дослідження ринкових перспектив для запуску стартап-проєкту ..	50
4.5 SWOT-аналіз стартап-проєкту	52
Висновки	52
5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	
ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ СИСТЕМИ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ТА	
АВТОМАТИКИ ТРАНСФОРМАТОРА ПІДСТАНЦІЇ 110/10 КВ	
5.1 Технічні характеристики і вибір місць розміщення енергетичного устаткування	54
5.2 Визначення та оцінка показників умов праці на робочих місцях	54
5.3 Визначення та оцінка шкідливих і небезпечних виробничих чинників	56
5.4 Розробка технічних та організаційних заходів з охорони праці	56
5.5 Вибір засобів індивідуального захисту для обмеження впливу небезпечних і шкідливих виробничих чинників.....	57
5.6 Вибір технічних та організаційних заходів для унеможливлення і ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій	58
5.7 Розрахунок захисного заземлення релейного захисту трансформатора	59
5.7.1 Розрахунок на вимикаючу здатність	59
5.7.2 Розрахунок напруги на корпусі електроустановки	61
Висновки	61
ВИСНОВКИ.....	62
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ.....	63

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

АВР – автоматичне включення резерву;

ВН – висока напруга;

ВП – власні потреби;

ВРП – відкритий розподільчий пристрій;

ВРУ – відкрита розподільча установка;

КЗ – коротке замикання;

КРП - комплектний розподільчий пристрій;

МСЗ – Максимальний струмовий захист;

НМЗС – Напрямлений максимальний струмовий захист;

НН – низька напруга;

ОПН – обмежувач перенапруги нелінійний;

ПЛ – повітряна лінія електропередачі;

ПРВВ – Пристрій резервування відмов вимикача;

ПС – підстанція;

ПУЕ – «Правила улаштування електроустановок»;

РЗ – релейний захист;

РПН – регулювання напруги під навантаженням;

РУ – розподільча установка;

ТН – Трансформатор напруги;

ТС – Трансформатор струму.

ВСТУП

В наші дні, для забезпечення надійного та безперебійного живлення споживачів електроенергією високої якості, наші технічні системи повинні постійно адаптуватися до швидкого технологічного розвитку. Це означає, що наші захисні системи повинні бути сучасними та відповідати останнім вимогам.

Релейний захист виглядає як один із ключових компонентів забезпечення ефективного функціонування електроенергетичних систем. Він тісно пов'язаний з розвитком автоматизації та сучасних технологій. Релейні захисти пройшли довгий шлях від електромеханічних пристроїв до електронних та сучасних мікропроцесорних систем.

Незважаючи на всі інновації, функція релейного захисту залишається незмінною: виявлення аномальних режимів роботи електромережі та подача сигналів для відключення пошкоджених ділянок або сповіщення персоналу.

Підстанція 110/10 кВ "Машево" обслуговує значну кількість об'єктів, які потребують надійного захисту, включаючи трансформатори, повітряні лінії, шини, трансформатори власних потреб та споживачів.

Але важливо зазначити, що Обрання сучасного та функціонального релейного захисту - це лише один етап. Ефективне використання цих систем також вимагає правильного розрахунку параметрів, таких як встановлені струми та часи спрацювання.

Споживачам електроенергії потрібна надійність та безперебійність електропостачання, для забезпечення цього, релейний захист є важливою складовою. Розвиток технологій у сфері релейного захисту дозволяє нам справлятися зі зростаючими вимогами та забезпечувати надійний захист наших електромереж і об'єктів.

1. ТЕХНІЧНА ХАРАКТЕРИСТКА ПС 110/10 КВ «МАШЕВО»

1.1 Характеристика схеми

Електрична підстанція 110/10 кВ "Машево" має високовольтну та низьковольтну частини, які з'єднані за допомогою трансформаторів Т1 і Т2. Високовольтну частину представляє відкритий розподільний пристрій (ВРП-110 кВ), який живиться від ПС "Семенівка" через дві ПЛ-110 кВ, зроблених з проводу АС-120/2,7. ВРП розроблена згідно схеми "блок ліній-трансформатор" і має два блоки з вимикачами та ручною перемичкою на ділянці лінії. Збірні шини створені з проводу АС-120 і закріплені на порталах за допомогою підвісних ізоляторів.

У частині з низькою напругою розташований розподільний пристрій 10 кВ, оснащений комплектним розподільчим пристроєм (КРП). В цій частині використовується система з одною шиною, яка поділена на дві секції. Ці секції з'єднані через шино з'єднувальний вимикач (ШЗВ), при цьому кожна шина підключена до свого трансформатора. Споживачі під'єднані до секцій низьковольтних шин. Також у частині 10 кВ є підключення для споживачів власних потреб, які з'єднані через трансформатори Т3 та Т4. Споживачі користуються напругою в 0,4 кВ.

1.2 Обрання обладнання

1.2.1 Трансформатори

Трансформатори Т1 і Т2 типу ТДН-10000/110/10 використовуються для зниження напруги з 110 кВ до 10 кВ. Їхні технічні характеристики представлені в таблиці 1.1.

Для забезпечення споживачів власних потреб із зниженою напругою використовуються трансформатори Т3 та Т4 моделі ТМ- 63/10/0,4. Детальні характеристики цих трансформаторів можна знайти у таблиці 1.2.

Таблиця 1.1 - Основні технічні параметри силових трансформаторів Т1 і Т2 типу ТДН-10000/110/10

Параметри	Т1		Т2	
Тип	ТДН		ТДН	
Номінальна потужність	10000 кВ·А		10000 кВ·А	
Номінальна напруга	ВН	115 кВ	ВН	115 кВ
	НН	11 кВ	НН	11 кВ
Напруга короткого замикання	10,5%		10,5%	
Втрати короткого замикання	58 кВт		58 кВт	
Струм холостого ходу	0,9%		0,9%	
Втрати холостого ходу	14 кВт		14 кВт	
Схема з'єднання обмоток	Y –(/Δ		Y –(/Δ	
Тип РПН в нейтралі обмотки ВН	РС- 4		РС- 4	
Межі регулювання напруги	±9×1,78%		±9×1,78%	
Тип вбудованого ТС	ТВТ-110		ТВТ-110	
Коефіцієнт трансформації	150/5		150/5	
Рік виготовлення / рік установки	1975/1978		1973/1978	
Норма на повне відновлення	4,4%		4,4%	
Тривалість використання	23 роки		23 роки	

1.2.2 Обладнання ВРП-110 кВ

У ВРП-110 кВ застосовується обладнання фірми АВВ, а саме:

- Вимикачі моделі LTB 145D1/B (див. характеристики у табл. 1.3)
- Роз'єднувачі моделі NSA 123 із заземлювачами (деталі у табл. 1.4);
- ОПН моделі EXLIM R (деталі в табл. 1.5);
- Трансформатори струму моделі IMB 123 (характеристики у табл. 1.6).

Таблиця 1.2 – Технічні характеристики трансформаторів власних потреб Т3 і Т4 типу ТМ- 63/10/0,4

Характеристики	Т3		Т4	
Тип	ТМ		ТМ	
Номінальна потужність	63 кВ·А		63 кВ·А	
Номінальне значення напруги	ВН	10 кВ	ВН	10 кВ
	НН	0,4 кВ	НН	0,4 кВ
Напруга короткого замикання	4,7%		4,7%	
Втрати короткого замикання	1,47 кВт		1,47 кВт	
Струм холостого ходу	2,8%		2,8%	
Втрати холостого ходу	0,26 кВт		0,26 кВт	
Схема з'єднання обмоток	Y/Y –(		Y/Y –(	
Межі регулювання напруги	$\pm 2 \times 2,5\%$		$\pm 2 \times 2,5\%$	
Рік виготовлення / рік установки	1975/1978		1978/1979	
Норма на повне відновлення	4,4%		4,4%	
Тривалість використання	23 роки		23 роки	

1.2.3 Обладнання РП-10 кВ

РП-10 кВ обладнана в КРП моделі К-104. Основні компоненти цього обладнання включають:

- Вимикач моделі ВВ/TEL-10 від компанії «Таврида Електрик» (див. характеристики в табл. 1.7);
- Викочувальний елемент TER_VCB15_LD1_RD виробництва «Таврида Електрик» (див. табл. 1.9);
- ОПН моделі РТ/TEL - 10/11,5 УХЛ2 від «Таврида Електрик» (див. табл. 1.8);
- ТС моделі АВВ TPU 4 (деталі в табл. 1.11);
- ТН моделі АВВ TDC 5 (деталі в табл. 1.10);

- Плавка вставка моделі ПКТ-101-10-10-31.5 (див. характеристики в табл. 1.12).

Таблиця 1.3 – Технічні параметри вимикача 110 кВ ABB LTB 145D₁/B

Основні параметри	Значення
Номінальне значення напруги	110 кВ
Максимальна робоча напруга	126 кВ
Номінальний струм	3150 А
Номінальний струм при відключенні	31.5 кА, 40 кА
Параметри скрізного струму КЗ:	
• Максимальний піковий струм	80, 102 кА
• Початковий струм (періодична складова)	31.5, 40 кА
• Струм термічної стійкості	31.5, 40 кА
Параметри струму при ввімкненні	51 кА
• Максимальний піковий струм	80, 102 кА
• Початковий струм (періодична складова)	31.5 кА, 40 кА
Струм при відключенні ненавантаженої лінії	50 А
Струм відключення ненавантаженого кабелю	160 А
Час відключення (власний)	19-25 мс
Час включення (власний)	40 мс
Загальний час відключення	40 мс
Мінімальна пауза без струму АПВ	0.300 с
Механізм приводу	BLK 222

Таблиця 1.4 - Технічні параметри роз'єднувачів типу ABB NSA 123

Параметри	Значення
Номінальне значення напруги	110 кВ
Максимальна робоча напруга	126 кВ
Номінальний струм	3150 А
Струм електродинамічної стійкості	100 кА
Струм термічної стійкості	50 кА
Допустимий час термічної стійкості	3 с
Механізм приводу	Електродвигун
Матеріал ізолятора	Фарфор

Таблиця 1.5 - Технічні параметри ОПН типу ABB EXLIM R

Параметри	Значення
Номінальне значення напруги	170 кВ
Максимальна робоча напруга	168 кВ
Типовий розрядний струм 8/20 мкс	10 кА
Найбільша амплітуда імпульсу струму 4/10 мкс	100 кА

Таблиця 1.6 - Технічні параметри ТС типу ABB IMB 123

Параметри	Значення
Номінальне значення напруги	126 кВ
Матеріал для ізоляції	Кварцевий пісок
Типовий первинний струм	100 А
Типовий вторинний струм	5 А
Струм термічної стійкості	40 кА
Матеріал ізолятора	Фарфор

Таблиця 1.7 – Технічні параметри вимикача 10 кВ ВВ/TEL-10

Параметри	Значення
Комутаційний модуль	ISM15_LD_1
Номінальне значення напруги	10 кВ
Максимальна робоча напруга	12 кВ
Типовий струм	1000 А
Типовий струм відключення	20 кА
Струм електродинамічної стійкості	51 кА
Струм термічної стійкості	20 кА
Допустимий час термічної стійкості	3 с
Час відключення (власний)	55/27 мс
Час включення (власний)	70/42 мс
Нормований склад аперіодичної складової	30%
Цикл АПВ • Комутаційний • Механічний	O-0.3с-BO-15с-BO O-0,3с-BO-10с-BO-10с-...
Параметр	ВМПІ-10
Рік виробництва / рік монтажу	2015/2021
Тривалість використання	30 років

Таблиця 1.8 - Технічні параметри ОПН типу ОПН-РТ/TEL - 10/11,5 УХЛ2

Параметри	Значення
Номінальне значення напруги	10 кВ
Максимальна робоча напруга	11,5 кВ
Струм пропускної здатності	550 А
Типовий розрядний струм 8/20 мкс	10 кА
Найбільша амплітуда імпульсу струму 4/10 мкс	100 кА

Таблиця 1.9 - Технічні параметри елементу викочування типу
TER_VCB15_LD1_RD

Параметри	Значення
Номінальне значення напруги	10 кВ
Типовий струм	630 А
Типовий струм відключення	20 кА
Струм термічної стійкості	20 кА
Допустимий час термічної стійкості	3 с
Струм електродинамічної стійкості	52 кА
Нормована складова аперіодичної складової	80%
Час відключення (власний)	48 мс
Час відключення (повний)	58 мс
Затримка замикання головних контактів	4 мс
Затримка розмикання головних контактів	3 мс
Цикл АПВ • Комутаційний • Механічний	O-0.3с-BO-15с-BO O-0,3с-BO-10с-BO-10с-...
Тривалість використання	30 років

Таблиця 1.10 - Технічні параметри ТН типу ABB TDC 5

Параметри	Значення
Номінальне значення напруги	10 кВ
Типова первинна напруга	10,5 кВ
Типова вторинна напруга	100 В
Граничне значення потужності	40 ВА
Номінальне значення потужності	15 ВА

Таблиця 1.11 - Технічні параметри ТС типу АВВ ТРУ 4

Параметри	Значення
Номінальне значення напруги	12 кВ
Типовий первинний струм	400 А
Типовий вторинний струм	5 А
Типовий струм термічної стійкості 3 с	100 кА
Номінальне значення потужності	10 ВА

Таблиця 1.12 - Технічні параметри плавкої вставки типу ПКТ-101-10-10-31.5

Параметри	Значення
Номінальне значення напруги	10 кВ
Максимальна робоча напруга	12 кВ
Типовий струм	10 А
Типовий струм відключення	31,5 кА

1.3 Обчислення струмів КЗ

Створимо обчислювальну схему підстанції «Машево» рис. 1.1:

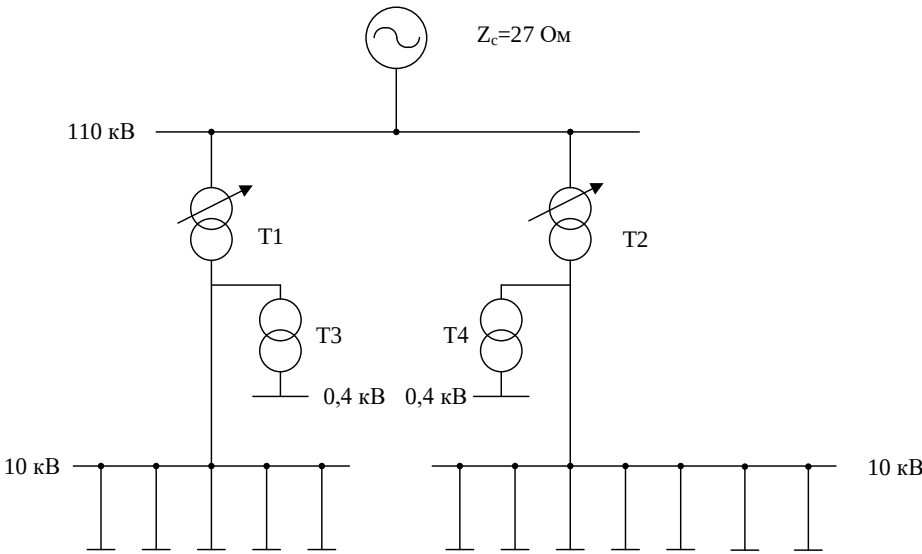


Рисунок 1.1 – Обчислювальна схема ПС

За даною обчислювальною схемою створимо схему заміщення рис. 1.2:

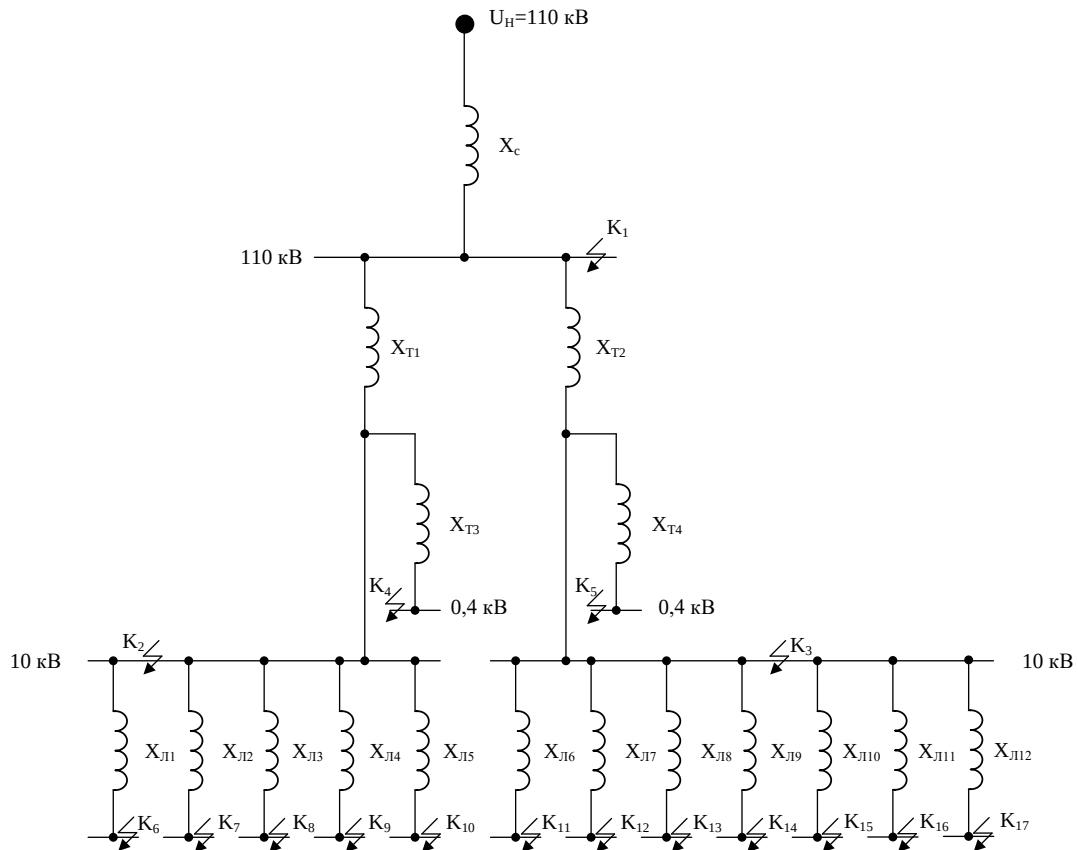


Рисунок 1.2 – Схема заміщення ПС

Виміри схеми заміщення:

$$X_C = 27 \text{ (Ом)}.$$

Опори трансформаторів:

Враховуючи, що трансформатори 110/10 кВ є ідентичними, їхні опори також співпадають і обчислюються згідно із вказаною формулою:

$$X_{T1} = X_{T2} = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{T1,2}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{10} = 138,862 \text{ (Ом)}.$$

Враховуючи, що трансформатори 10/0,4 кВ є ідентичними, їхні опори також співпадають і обчислюються згідно із вказаною формулою:

$$X_{T3} = X_{T4} = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{T3,4}} = \frac{4,7}{100} \cdot \frac{10^2}{0,063} = 74,603 \text{ (Ом)}.$$

Опори ліній:

$$X_{L1} = I_{L1} \cdot X_{питЛ1} = 12,34 \cdot 0,326 = 4,023 \text{ (Ом)};$$

$$X_{Л2}=I_{Л2} \cdot X_{питЛ2}=5,68 \cdot 0,306=1,738 \text{ (Ом)};$$

$$X_{Л3}=I_{Л3} \cdot X_{питЛ3}=15,69 \cdot 0,206=3,232 \text{ (Ом)};$$

$$X_{Л4}=I_{Л4} \cdot X_{питЛ4}=3,33 \cdot 0,258=0,859 \text{ (Ом)};$$

$$X_{Л5}=I_{Л5} \cdot X_{питЛ5}=11,7 \cdot 0,206=2,41 \text{ (Ом)};$$

$$X_{Л6}=I_{Л6} \cdot X_{питЛ6}=10,45 \cdot 0,326=3,407 \text{ (Ом)};$$

$$X_{Л7}=I_{Л7} \cdot X_{питЛ7}=11,27 \cdot 0,326=3,674 \text{ (Ом)};$$

$$X_{Л8}=I_{Л8} \cdot X_{питЛ8}=4,98 \cdot 0,258=1,285 \text{ (Ом)};$$

$$X_{Л9}=I_{Л9} \cdot X_{питЛ9}=8,31 \cdot 0,326=2,709 \text{ (Ом)};$$

$$X_{Л10}=I_{Л10} \cdot X_{питЛ10}=10,85 \cdot 0,258=2,713 \text{ (Ом)};$$

$$X_{Л11}=I_{Л11} \cdot X_{питЛ11}=7,32 \cdot 0,306=2,24 \text{ (Ом)};$$

$$X_{Л12}=I_{Л12} \cdot X_{питЛ12}=5,54 \cdot 0,306=1,695 \text{ (Ом)}.$$

Для точки К₁ визначимо еквівалентний опір:

$$X_{екв1}=X_C=27 \text{ (Ом)}.$$

Визначення струму трифазного КЗ:

$$I_{К1}^{(3)} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot X_{екв1}} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 27} = 2,352 \text{ (кА)}.$$

Для точок К₂ та К₃ визначимо еквівалентні опори:

$$X_{екв2}=X_{екв3}=X_C+X_{Т1}=27+138,862=165,862 \text{ (Ом)}.$$

Визначення струму трифазного КЗ:

$$I_{К2}^{(3)}=I_{К3}^{(3)} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot \frac{X_{екв2}}{K_T^2}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot \frac{165,9}{\left(\frac{115}{11}\right)^2}} = 3,805 \text{ (кА)}.$$

Для точок К₄ та К₅ визначимо еквівалентні опори:

$$X_{екв4}=X_{екв5}=X_{екв2}+X_{Т3}=165,862+74,603=240,465 \text{ (Ом)}.$$

Визначення струму трифазного КЗ:

$$I_{К4}^{(3)}=I_{К5}^{(3)} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot \frac{X_{екв4}}{K_T^2}} = \frac{0,4}{\sqrt{3} \cdot \frac{240,465}{\left(\frac{10}{0,4}\right)^2}} = 0,6 \text{ (кА)}.$$

Для точки К₆ визначимо еквівалентний опір:

$$X_{\text{екв6}} = X_{\text{екв2}} + X_{\text{Л1}} = 165,862 + 4,023 = 169,885 \text{ (Ом)}.$$

Визначення струму трифазного КЗ:

$$I_{\text{К6}}^{(3)} = \frac{U_{\text{Н}}}{\sqrt{3} \cdot \frac{X_{\text{екв6}}}{K_{\text{T}}^2}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot \frac{169,885}{\left(\frac{115}{11}\right)^2}} = 3,714 \text{ (кА)}.$$

Для точки К7 визначимо еквівалентний опір:

$$X_{\text{екв7}} = X_{\text{екв2}} + X_{\text{Л2}} = 165,862 + 1,738 = 167,6 \text{ (Ом)}.$$

Визначення струму трифазного КЗ:

$$I_{\text{К7}}^{(3)} = \frac{U_{\text{Н}}}{\sqrt{3} \cdot \frac{X_{\text{екв7}}}{K_{\text{T}}^2}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot \frac{167,6}{\left(\frac{115}{11}\right)^2}} = 3,765 \text{ (кА)}.$$

Для точки К8 визначимо еквівалентний опір:

$$X_{\text{екв8}} = X_{\text{екв2}} + X_{\text{Л3}} = 165,862 + 3,232 = 169,094 \text{ (Ом)}.$$

Визначення струму трифазного КЗ:

$$I_{\text{К8}}^{(3)} = \frac{U_{\text{Н}}}{\sqrt{3} \cdot \frac{X_{\text{екв8}}}{K_{\text{T}}^2}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot \frac{169,094}{\left(\frac{115}{11}\right)^2}} = 3,732 \text{ (кА)}.$$

Для точки К9 визначимо еквівалентний опір:

$$X_{\text{екв9}} = X_{\text{екв2}} + X_{\text{Л4}} = 165,862 + 0,859 = 166,721 \text{ (Ом)}.$$

Визначення струму трифазного КЗ:

$$I_{\text{К9}}^{(3)} = \frac{U_{\text{Н}}}{\sqrt{3} \cdot \frac{X_{\text{екв9}}}{K_{\text{T}}^2}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot \frac{166,721}{\left(\frac{115}{11}\right)^2}} = 3,785 \text{ (кА)}.$$

Для точки К10 визначимо еквівалентний опір:

$$X_{\text{екв10}} = X_{\text{екв2}} + X_{\text{Л5}} = 165,862 + 2,41 = 168,272 \text{ (Ом)}.$$

Визначення струму трифазного КЗ:

$$I_{\text{К10}}^{(3)} = \frac{U_{\text{Н}}}{\sqrt{3} \cdot \frac{X_{\text{екв10}}}{K_{\text{T}}^2}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot \frac{168,272}{\left(\frac{115}{11}\right)^2}} = 3,75 \text{ (кА)}.$$

Для точки К11 визначимо еквівалентний опір:

$$X_{\text{екв11}} = X_{\text{екв3}} + X_{\text{Л6}} = 165,862 + 3,407 = 169,269 \text{ (Ом)}.$$

Визначення струму трифазного КЗ:

$$I_{\text{К11}}^{(3)} = \frac{U_{\text{Н}}}{\sqrt{3} \cdot \frac{X_{\text{екв11}}}{K_{\text{T}}^2}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot \frac{169,269}{\left(\frac{115}{11}\right)^2}} = 3,728 \text{ (кА)}.$$

Для точки К12 визначимо еквівалентний опір:

$$X_{\text{екв12}} = X_{\text{екв3}} + X_{\text{Л7}} = 165,862 + 3,674 = 169,536 \text{ (Ом)}.$$

Визначення струму трифазного КЗ:

$$I_{\text{К12}}^{(3)} = \frac{U_{\text{Н}}}{\sqrt{3} \cdot \frac{X_{\text{екв12}}}{K_{\text{T}}^2}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot \frac{169,536}{\left(\frac{115}{11}\right)^2}} = 3,722 \text{ (кА)}.$$

Для точки К13 визначимо еквівалентний опір:

$$X_{\text{екв13}} = X_{\text{екв3}} + X_{\text{Л8}} = 165,862 + 1,285 = 167,147 \text{ (Ом)}.$$

Визначення струму трифазного КЗ:

$$I_{\text{К13}}^{(3)} = \frac{U_{\text{Н}}}{\sqrt{3} \cdot \frac{X_{\text{екв13}}}{K_{\text{T}}^2}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot \frac{167,147}{\left(\frac{115}{11}\right)^2}} = 3,775 \text{ (кА)}.$$

Для точки К14 визначимо еквівалентний опір:

$$X_{\text{екв14}} = X_{\text{екв3}} + X_{\text{Л9}} = 165,862 + 2,709 = 168,571 \text{ (Ом)}.$$

Визначення струму трифазного КЗ:

$$I_{\text{К14}}^{(3)} = \frac{U_{\text{Н}}}{\sqrt{3} \cdot \frac{X_{\text{екв14}}}{K_{\text{T}}^2}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot \frac{168,571}{\left(\frac{115}{11}\right)^2}} = 3,743 \text{ (кА)}.$$

Для точки К15 визначимо еквівалентний опір:

$$X_{\text{екв15}} = X_{\text{екв3}} + X_{\text{Л10}} = 165,862 + 2,713 = 168,575 \text{ (Ом)}.$$

Визначення струму трифазного КЗ:

$$I_{K15}^{(3)} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot \frac{X_{\text{екв}15}}{K_T^2}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot \frac{168,575}{\left(\frac{115}{11}\right)^2}} = 3,743 \text{ (кА)}.$$

Для точки K16 визначимо еквівалентний опір:

$$X_{\text{екв}16} = X_{\text{екв}3} + X_{\text{Л}11} = 165,862 + 2,24 = 168,102 \text{ (Ом)}.$$

Визначення струму трифазного КЗ:

$$I_{K16}^{(3)} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot \frac{X_{\text{екв}16}}{K_T^2}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot \frac{168,102}{\left(\frac{115}{11}\right)^2}} = 3,754 \text{ (кА)}.$$

Для точки K17 визначимо еквівалентний опір:

$$X_{\text{екв}17} = X_{\text{екв}3} + X_{\text{Л}12} = 165,862 + 1,695 = 167,557 \text{ (Ом)}.$$

Визначення струму трифазного КЗ:

$$I_{K17}^{(3)} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot \frac{X_{\text{екв}17}}{K_T^2}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot \frac{167,557}{\left(\frac{115}{11}\right)^2}} = 3,766 \text{ (кА)}.$$

Висновки

У цьому розділі ми розглядали схему підстанції 110/10 кВ «Машево». Ця підстанція включає ВРП 110 кВ, яке отримує живлення через дві паралельні лінії від ПС «Семенівка» і з'єднане за принципом «блок лінія-трансформатор». Також існує РП 10 кВ, який включає шину, розділену на дві частини. ВРП 110 кВ і РП 10 кВ з'єднані через два двообмоткові трансформатори.

Для цієї підстанції ми вибрали сучасні комутаційні пристрої та трансформатори для вимірювання струму та напруги, переважно від компанії АВВ.

Під час нашого дослідження ми провели обчислення потенційних струмів короткого замикання для різних аварій, що можуть відбутися на шинах напругою 110 кВ, 10 кВ, та 0,4 кВ. Ми також аналізували різні аварійні сценарії для усіх користувачів, що підключені до 110 кВ шини. Всього було вивчено 17 можливих місць для виникнення короткого замикання.

2. ОБРАННЯ ТИПІВ ТА ПРИСТРОЇВ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ПС «МАСЕВО»

2.1 Роль та функції релейного захисту в електроенергетичних системах

Релейний захист - це система безпеки, яка використовується для моніторингу електричних мереж та обладнання. Вона швидко реагує на будь-які аномалії або перевантаження, автоматично вимикаючи живлення для запобігання пошкодженням або нещасних випадків. Ця система широко застосовується в електроенергетиці для захисту ліній передач, трансформаторів та іншого обладнання.

Типово, система релейного захисту (РЗ) використовується для негайного відключення сегменту електричної мережі, у якому виникло коротке замикання (КЗ). Така ситуація визначається різким підвищенням інтенсивності струму до рівнів, що можуть спричинити ушкодження електричного устаткування через екстремальне нагрівання або його неспроможність витримати велику силу струму. Ці критичні умови вимагають негайного втручання для підтримання стабільності та ефективності енергетичної системи.

Інші ситуації, такі як перевантаження системи або однофазне замикання на землю в електромережах із ізольованою нейтраллю, не вимагають невідкладного втручання для вирішення проблеми. У таких обставинах достатньо відправити сигнал попередження обслуговуючому персоналу.

Отже, коли релейний захист активується під час серйозних аварій, які можуть спричинити значні пошкодження, він дозволяє локалізувати несправність, тим самим мінімізуючи потенційні збитки для електроенергетичної мережі. Аварійні ситуації, які не несуть безпосередньої загрози системі, лише сигналізують для інформування персоналу.

Релейний захист в електроенергетичних системах призначений не для усунення причин появи аварії, а для виявлення або попередження поширення наслідків аварійних ситуацій. Його основна мета - здійснити оперативну реакцію на виникнення неполадки або перевантажень, що можуть спричинити серйозні пошкодження обладнання або навіть порушити безпеку системи в цілому.

Коли релейний захист спрацьовує, він визначає несправну ділянку системи і вмикає відповідний захисний механізм, такий як відключення автоматичного вимикача, щоб запобігти поширенню аварії. Таким чином, релейний захист є важливим елементом для забезпечення надійності та безпеки електроенергетичних систем. Проте, він сам не може усунути причину аварії, яка зазвичай потребує додаткового втручання технічного персоналу для вирішення проблеми.

Релейний захист є невід'ємною частиною електроенергетичних систем і виконує критичну роль у забезпеченні їх безперебійної та надійної роботи.

Чотири основні умови до РЗ - швидкодія, чутливість, селективність та надійність.

- **Швидкодія.** Величина ушкоджень в системі залежать від того, наскільки швидко спрацьовує релейний захист, тобто часу, що пройде від активація захисного механізму перед відключенням пошкодженої секції системи. Швидкість реакції залежить від рівня напруги на об'єкті, який підлягає захисту:
 1. У мережах 6-10 кВ період відключення становить 1-3 с;
 2. У мережах 110-220 кВ період відключення становить 0.15-0.3 с;
 3. У мережах 330-750 кВ період відключення становить ≤ 14 мс.
- **Чутливість.** Ця характеристика вказує на спроможність апарату відгукуватися на мінімальні індикатори можливих неполадок. Її міру встановлюють за допомогою критерію чутливості.
- **Селективність.** Селективність означає ізоляцію та відключення виключно тієї частини мережі, де відбулася несправність, з мінімальним втручанням у решту системи. Активація захисту на вищих рівнях та під час навантажувальних сценаріїв розглядається як неселективна.
- **Надійність.** Надійність означає точне виконання захистом своїх завдань у встановлених умовах використання і у визначений часовий

інтервал. Якщо ця вимога не дотримується, це може погіршити показники інших характеристик захисту. У разі виникнення проблеми з одним із захисних механізмів, можлива затримка у його реакції, і часто селективність може не бути забезпечена, тобто може бути втрата здатності відключати лише уражену частину системи без впливу на інші її частини.

2.2 Обрання релейного захисту ПС 110/10 кВ

2.2.1 Обрання релейного захисту ПЛ 110 кВ

Щоб забезпечити найоптимальніший захист повітряних ліній 110-220 кВ, відповідно до встановлених вимог ПУЕ [1], рекомендується використовувати диференціально-фазний захист (ДФЗ) як основний захист.

Як резервний захист, відповідно до вимог 3.2.132 ПУЕ [1], слід застосовувати:

- В разі багатофазних КЗ - дистанційний захист з п'ятьма ступенями, з одним зі ступенів, що діє у зворотньому напрямку;
- В разі КЗ на землю – ступінчасті струмові, як направлений, так і ненаправлений струмовий захист нульової послідовності.

Таким чином, як основний захист для ПЛ 110 кВ вибрано диференціальний захист з першим набором обладнання, що розміщений на даній підстанції, та другим – на підстанції, що знаходиться на протилежному кінці лінії.

Резервні захисти включають п'ятиступінчастий дистанційний захист для багатофазних КЗ з дією у зворотньому напрямку, а також струмовий захист нульової послідовності для КЗ на землю. Слід підкреслити, що основний і резервний захисти реалізовані через різні апарати релейного захисту.

2.2.2 Обрання релейного захисту трансформатору 110/10 кВ

Відповідно до ПУЕ [1], для трансформаторів:

- Для обладнання з потужністю до чотирьох МВА необхідно застосовувати максимальний захист і струмову відсічку, тоді як для трансформаторів із потужністю більше чотирьох МВА

рекомендується використання диференційного захисту для превенції внутрішніх ушкоджень;

- Забезпечення захисту від зовнішніх КЗ за допомогою використання максимального струмового захисту;
- Забезпечення захисту від однофазних КЗ на землю;
- Для захисту трансформатора та РПН, рекомендується використовувати газовий захист.

Додатково, в ПС "Машево" для протидії перевантаженням, що включає сигнал попередження, обрані трансформатори з потужністю 10 МВА, як вказано в таблиці 1.1 розділу 1. Для захисту цих трансформаторів від внутрішніх ушкоджень використовується диференційний захист як основний метод.

Крім того, на боці 110 кВ застосовується захист від однофазних замикань на землю. Для забезпечення більшої надійності, диференційний захист трансформатора реалізований на двох однакових пристроях релейного захисту.

Іншим основним захистом трансформатора є інтегрований газовий захист. Для протидії зовнішнім КЗ ми використовуємо трирівневий струмовий захист на вводах 110 та 10 кВ. Перший рівень - це негайна струмова відсічка, яка діє як резерв для основних захистів трансформатора.

Другий рівень - це максимальний струмовий захист із запізненням у часі, що використовується проти зовнішніх КЗ та активізується після спрацювання нижчих рівнів струмового захисту.

Третій рівень включає максимальний струмовий захист із низькою уставкою активації за струмом та значною затримкою часу, призначений для оберігання від перевантажень. Кожен з вводів 110 та 10 кВ оснащений окремим пристроєм РЗ, який забезпечує ці функції захисту.

Додатково, в тому ж пристрої для вводу 110 кВ імплементовано запасну функцію захисту проти КЗ на землю у 110 кВ обмотці, підключеній до струму нейтралі трансформатора.

2.2.3 Обрання релейного захисту ПЛ 10 кВ

Відповідно до ПУЕ [1], у мережах з напругою 10 кВ необхідно встановити пристрої релейного захисту, що надаватимуть захист від багатофазних та однофазних КЗ на землю.

Для захисту від багатофазних коротких замикань слід встановити двоступеневий струмовий захист, який буде працювати у двофазному режимі. Перший ступінь полягає в струмовій відсічці, а другий - в максимальному струмовому захисті.

Захист від однофазних коротких замикань не потрібно передбачати, оскільки цей тип захисту активується лише при умові застосування кабельного виходу.

2.2.4 Обрання релейного захисту трансформаторів 10/0,4 кВ

З метою обслуговування трансформаторів власних потреб (ВП) із напругами 10/0,4 кВ потрібно застосувати наступні типи захисту:

- Струмова відсічка без витримки часу, що спрацьовує у випадку КЗ на ділянці 0,4 кВ;
- Максимальний струмовий захист, який буде синхронізовано з автоматичними вимикачами на ділянці 0,4 кВ.

Для забезпечення захисту від міжфазних коротких замикань, необхідно здійснити відповідні заходи на кожну фазу окремо.

2.2.5 Обрання релейного захисту шин 10 кВ

Найбільш передовим та ефективним методом захисту секціонованої шини з напругою 10 кВ є впровадження логічного захисту шин (ЛЗШ) у якості релейного захисту. Цей метод включає застосування первинних рівнів струмових захистів, таких як струмові відсічки, на вводах, секційних вимикачах, 10 кВ лініях і відгалуженнях до трансформаторів власних потреб з напругою 10/0.4 кВ.

Під час вибору пристроїв релейного захисту для цих приєднань важливо звертати увагу на кількість необхідних дискретних входів та виходів для ефективної роботи ЛЗШ.

2.2.6 Обрання релейного захисту шин 110 кВ

В якості найбільш ефективного та сучасного рішення захисту шини напругою 110 кВ рекомендується обрати диференційний захист шин (ДЗШ) як релейний захист.

2.3 Обрання пристроїв РЗ ПС 110/10 кВ

У цьому розділі здійснюється вибір релейного захисту для попередження аварій та збереження устаткування на підстанції 110/10 кВ "Машево". Перевагу віддають реле від шведсько-швейцарської компанії "ABB", так як переважна частина первинного обладнання на підстанції є продукцією цього виробника.

2.3.1 Обрання пристроїв РЗ ПЛ 110 кВ

Відповідно до пункту 2.2.1, обрання релейного захисту складається з основного та резервного захистів. Як основний захист вибрано мікропроцесорний релейний захист від компанії "НВП Хартрон-Інкор" під маркуванням "Діамант L040", оскільки він відповідає поставленій завданню, тоді як пристрої виробництва ABB не відповідали вимогам.

Цей захист відноситься до ліченого числа подібних систем у світі, який може виконувати функцію ДФЗ. Крім того, Обрання сприяє підтримці вітчизняного виробника та економічній вигоді. Він сконфігурований для реалізації завдань диференційного фазного захисту та направленого струмового захисту нульової послідовності на трьох рівнях.

Цей захист буде запроваджено для ПЛ1-110 кВ і відтворено для ПЛ2-110 кВ. Для ПЛ-110 кВ як резервний РЗ обрано інтелектуальний електронний пристрій від компанії ABB REL650.

2.3.2 Обрання пристроїв РЗ трансформатору 110/10 кВ

Відповідно до п.2.2.2 захист трансформатора 110/10 кВ повинен реалізовувати такі завдання:

- Для обладнання з потужністю до чотирьох МВА необхідно застосовувати максимальний захист і струмову відсічку, тоді як для трансформаторів із потужністю більше чотирьох МВА рекомендується використання диференційного захисту для превенції внутрішніх ушкоджень;
- Забезпечення захисту від зовнішніх КЗ за допомогою використання максимального струмового захисту;
- Забезпечення захисту від однофазних КЗ на землю;
- Для захисту трансформатора та РПН, рекомендується використовувати газовий захист.

Відповідно до вищезазначеного, був вибраний інтелектуальний електронний пристрій компанії "ABB" моделі RET650 [2].

Як пристрій для контролю напруги був вибраний Tarson BPL. Цей пристрій працює шляхом порівняння поточної напруги з заданою величиною та налаштування трансформатора для забезпечення необхідного балансу.

Додатково встановлений газовий захист для запобігання внутрішнім ушкодженням трансформатора.

Для додаткового захисту на сторонах 110 кВ та 10 кВ застосовується інтелектуальний електронний пристрій ABB REF630.

Крім того, захист на ділянці 10кВ також забезпечує захист шиноз'єднувального вимикача.

Всі зазначені вище захисти монтуються на T1 і T2.

2.3.3 Обрання пристрою РЗ шин 110 кВ

Відповідно до пункту 2.2.6, для забезпечення захисту шини напруги 110 кВ був вибраний диференційний захист шини. Для реалізації цієї функції був обраний інтелектуальний електронний пристрій компанії ABB REB670.

2.3.4 Обрання пристрою РЗ ПЛ-10 кВ

Відповідно до пункту 2.2.3, потрібно впровадити дворівневий захист, де перший рівень включає струмове відключення (СВ), а другий - максимальний

струмовий захист (МСЗ). Для цієї мети був обраний інтелектуальний електронний пристрій компанії ABB REF615.

Окрім забезпечення дворівневого захисту, цей апарат також налаштовано для виконання логічного захисту шин.

2.3.5 Обрання пристрою РЗ трансформатору 10/0,4 кВ

Відповідно до пункту 2.2.4, захист має забезпечувати функції струмового відключення (СВ) та максимального струмового захисту (МСЗ). Отже, для реалізації цих функцій на ділянці 10 кВ був вибраний інтелектуальний електронний пристрій компанії ABB REF615.

На ділянці 0,4 кВ було встановлено автоматичний вимикач як захист від коротких замикань на землю.

Висновки

В даному розділі були вивчені основні принципи функціонування та необхідні вимоги до системи релейного захисту. Були обрані відповідні види релейного захисту для всіх компонентів підстанції, які потребують захисту.

Для захисту лінійної ділянки 110 кВ було визначено основний та резервний захист. Основний захист виконує функцію диференційного захисту (ДФЗ) і реалізований за допомогою пристрою під назвою "ДІАМАНТ L040". Резервний захист, на своїй ділянці, побудований на пристрої REL650 компанії ABB і виконує функції дистанційного захисту (ДЗ), направлено струмового захисту нульової послідовності (НМСЗНП) і максимального струмового захисту (МСЗ), який активується після блокування дистанційного захисту.

Для захисту трансформатора 110/10 кВ був вибраний основний захист, який включає диференційний захист трансформатора (ДЗТ) та газовий захист. Основний захист реалізований за допомогою пристрою ABB RET650 і включає функції ДЗТ, дистанційного захисту овер-короткого замикання (ДЗО), максимального струмового захисту (МСЗ), струмового відключення (СВ) та захисту від перенапруги. Також було встановлено автоматичний регулятор напруги (АРН) на основі пристрою Tarson BPL. На сторонах 110 кВ та 10 кВ були встановлені резервні захисти, які побудовані на пристроях ABB REF630 і

здійснюють завдання максимального струмового захисту (МСЗ) та струмового відключення (СВ).

Для захисту шин 110 кВ було вибрано диференційний захист шини (ДЗШ), і для його виконання був обраний пристрій ABB REB670.

Насамкінець, для захисту лінійної ділянки 10 кВ було встановлено необхідні функції максимального струмового захисту (МСЗ) та струмового відключення (СВ). Для цих цілей був вибраний пристрій ABB REF615.

3. ОБЧИСЛЕННЯ УСТАВОК ДЛЯ ПРИСТРОЮ ЗАХИСТУ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРУ RET650

3.1 Опис реле RET650

RET650 – ідеальний варіант для використання у системах розподілу електроенергії високої напруги [3]. У цьому пристрої втілено готові до використання стандартні рішення для обертання трансформаторів з двома та трьома обмотками, включно з можливостями регулювання напруги для індивідуальних трансформаторів. Додатково, окремий модуль для регулювання напруги може управляти двома трансформаторами, що працюють паралельно, а також виконувати функцію альтернативного захисту.

Зовнішній вигляд реле представлений на рисунку 3.1.



Рисунок 3.1 – Реле ABB RET650

Серія RET650 включає інновації, такі як значне скорочення кількості налаштувань уставок. У більшості випадків, основні параметри вже встановлені на заводі. На об'єкті достатньо лише встановити специфічні уставки, які необхідні для певних умов роботи. Параметри захисту трансформаторів зазвичай встановлюються як відсоток від номінальних значень трансформатора, що

спрощує перерахунок порогів активації за струмом і напругою. Це сприяє швидкому запуску інтелектуальних електронних пристроїв.

Функція диференційного захисту за нульовою послідовністю для глухозаземлених або заземлених через невеликий опір обмоток трансформатора забезпечує високу чутливість і швидкодію. Додатковий критерій перевірки спрямованості підвищує селективність захисту.

На основі наявних функцій спрямованого та/або неспрямованого МТЗ виконується резервний захист. Застосування цього захисту і диференціального захисту за нульовою послідовністю дає змогу виявляти ушкодження з високою чутливістю, менше ніж 1% замкнутих витків, і виконати захист усього силового трансформатора. Функція захисту від теплового перевантаження дає змогу запобігти пошкодженню трансформатора, спричиненому перегрівом. Функція резервування відмов вимикача виконує швидке вимкнення суміжних вимикачів, а також повторне вимкнення "на себе", наприклад, для запобігання помилковому вимкненню під час під час налагодження.

Опишемо локальний людино-машинний інтерфейс (Local HMI). Клавіатура LHMI містить кнопки, котрі використовуються для навігації в різних режимах або меню. Кнопки також використовуються для підтвердження тривоги, скидання індикацій, надання довідки та перемикання між локальним та дистанційним режимом керування. Клавіатура також містить програмовані кнопки, які можна налаштувати як кнопки швидкого доступу до меню, як кнопки швидкого доступу або як кнопки керування.

Інтерфейс та клавіатура Local HMI показані на рисунку 3.2.

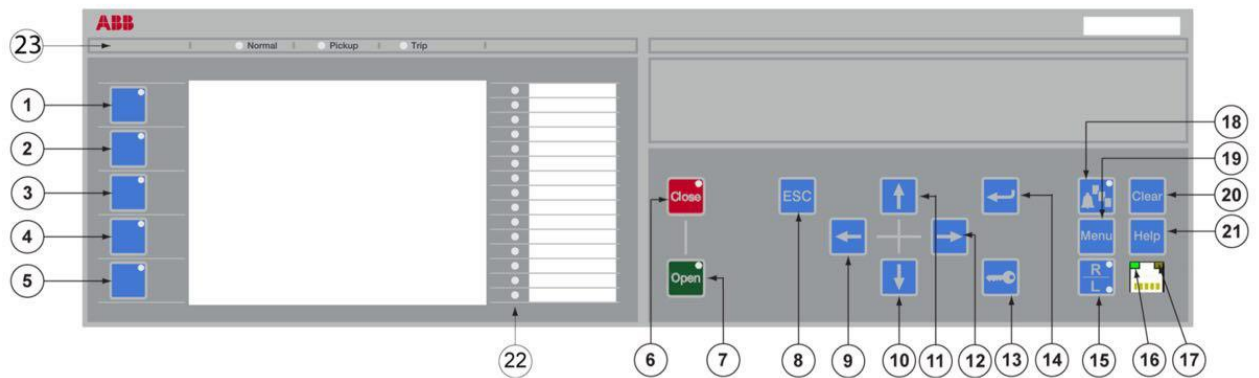


Рисунок 3.2 - Клавіатура LHM1 з керуванням об'єктами, навігацією та кнопками керування. Комунікаційний порт RJ-45

Опис цифр з рисунку 3.2:

- 1...5 Функціональна кнопка
- 6 Закрити
- 7 Відкрити
- 8 ESC
- 9 Вліво
- 10 Вниз
- 11 Вгору
- 12 Вправо
- 13 Користувач Увійдіть
- 14 Вхід
- 15 Віддалений/місцевий
- 16 Індикатор висхідного каналу зв'язку
- 17 Комунікаційний порт Ethernet (RJ-45)
- 18 Багатосторінковий
- 19 Меню
- 20 Очистити
- 21 Довідка
- 22 Програмовані світлодіоди тривоги
- 23 Світлодіоди стану захисту

Приклад застосування показаний на рисунку 3.3.

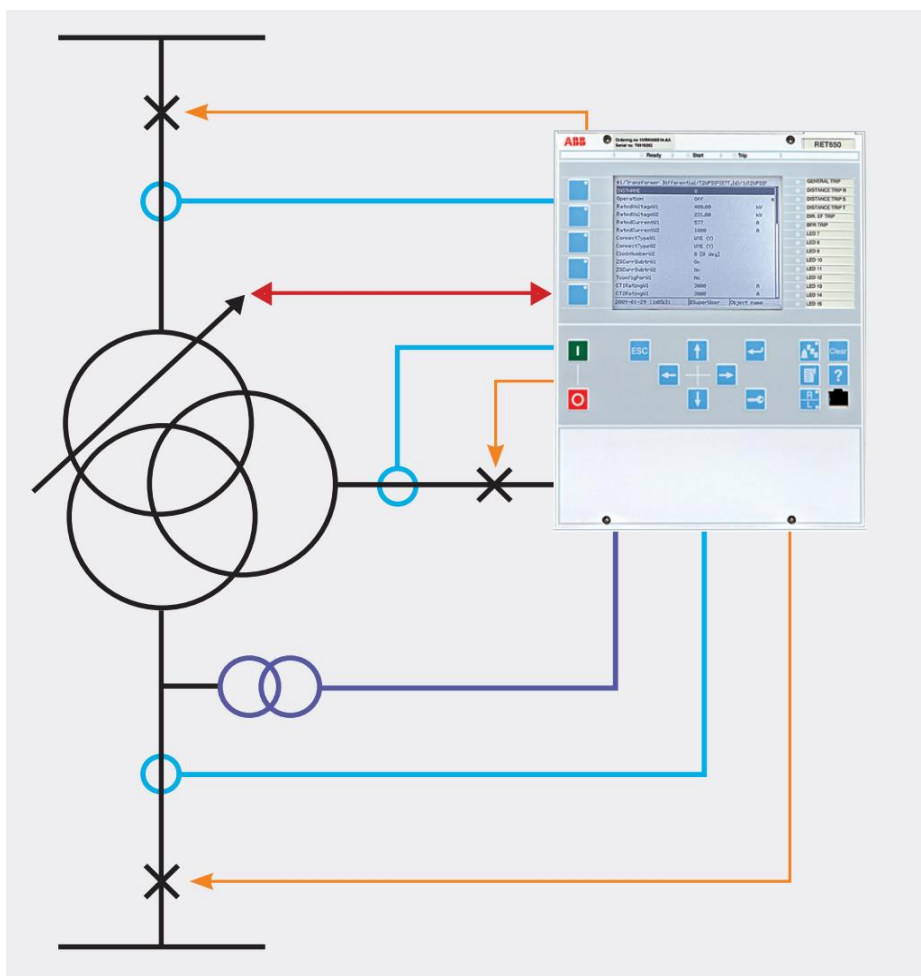


Рисунок 3.3 – Схема застосування Реле АВВ RET650

Приклад застосування Реле АВВ RET650 для двох-обмоткового трансформатора ТДН-10000/110/10 (Y/ Δ) показано на рисунку 3.4.

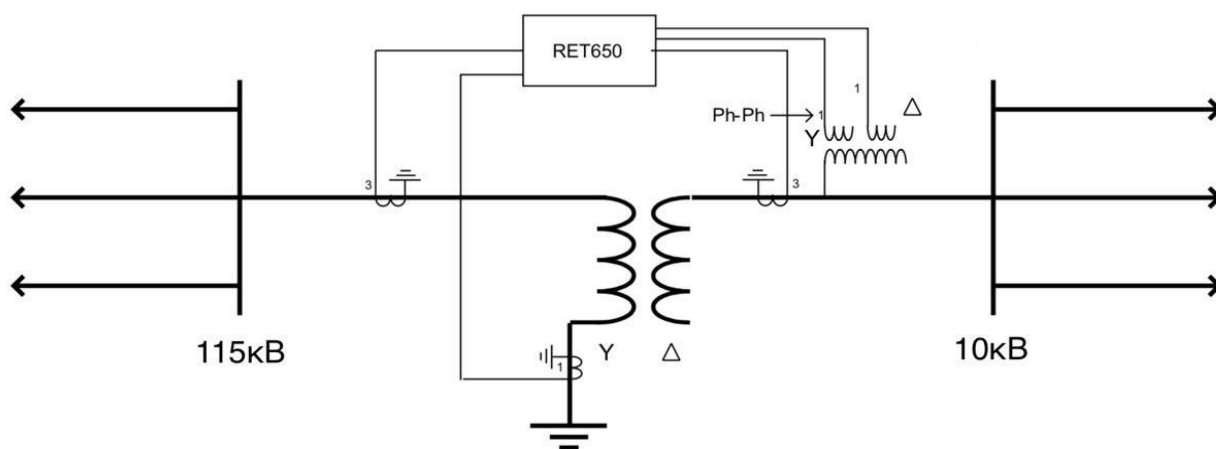


Рисунок 3.4 - Двух-обмоткового трансформатора ВН/НН

3.2 Опис диференційного захисту

Диференційний захист трансформатора - це одиничний захист. Він служить основним захистом трансформаторів у разі обриву обмоток. Захисна зона диференціального захисту включає в себе все, що знаходиться між підключеними ТТ. Це включає трансформатор і може включати шинопроводи або кабелі, а також обмотки статора генератора, якщо він виконаний у вигляді блочної схеми.

Диференційний захист трансформатора порівнює струм, що надходить на трансформатор, з струмом, що виходить з трансформатора. Правильний аналіз умов несправності диференціальним захистом повинен враховувати зміни, спричинені трансформацією напруги, струму та кута зсуву фаз викликані трансформацією напруги, струму і кута фази в захищеному трансформаторі.

Традиційні функції диференційного захисту трансформатора вимагали допоміжних трансформаторів для корекції зсуву фаз і коефіцієнта трансформації. В даний час в якості такого трансформатора використовується чисельний мікропроцесорний диференційний алгоритм, реалізований в RET650 компенсує як коефіцієнт трансформації, так і фазовий зсув внутрішньо в програмному забезпеченні [4]. Немає необхідності в допоміжних ТС не потрібні.

В умовах нормального навантаження, теоретично, диференційний струм має бути рівним нулю або під час зовнішніх несправностей, якщо коефіцієнт трансформації та фазовий зсув вірно компенсовані. Однак, існує декілька різних явищ, окрім внутрішніх несправностей, які можуть призвести до небажаних і помилкових диференціальних струмів.

Головними факторами, які призводять до небажаних диференціальних струмів, є:

- неузгодженість через різні положення пристрою РПН;
- різні характеристики, навантаження та умови експлуатації трансформаторів струму;

3.2.2 Функції резервного захисту

3.2.2.1 Струмовий захист

- Максимальний фазний струмовий захист без витримки часу;
- Чотириступінчастий спрямований максимальний фазний струмовий захист;
- Максимальний струмовий захист нульовий послідовності без витримки часу;
- Чотириступінчастий спрямований максимальний струмовий захист нульової послідовності;
- Захист від теплового навантаження з двома постійними часу;
- Резервування відмови вимикача;
- Захист від неузгодженості полюсів;
- Спрямований захист від зниження потужності;
- Спрямований захист від підвищення потужності;
- Функція максимального струмового захисту зворотної послідовності.

3.2.2.2 Захист по напрузі

- Двоступінчастий захист від зниження напруги;
- Двоступінчастий захист від підвищення напруги;
- Двоступінчастий захист від підвищення напруги нульової послідовності;
- Захист від перезбудження.

3.2.2.3 Захист по частоті

- Функція захисту від зниження частоти;
- Функція захисту від підвищення частоти;
- Захист швидкості зміни частоти.

3.3 Функції моніторингу та керування, сумісність та інтеграція:

RET650 не лише забезпечує швидкий та селективний захист, але також пропонує функції моніторингу та керування для трансформаторів з двома та трьома обмотками, автотрансформаторів, генераторно-трансформаторних блоків та шунтових реакторів. Він призначений для надійної функціонування

при різних частотах, щоб пристосуватися до варіацій частоти електроенергетичної системи.

Як частина сімейства Relion від ABB, RET650 повністю сумісний з іншими пристроями захисту та керування в межах цього сімейства, відповідаючи стандарту ЄС 61850, що сприяє забезпеченню взаємозамінності та готовності до майбутнього. Його розглядають як концепцію, готову до майбутнього, на основі гнучкості застосувань, що робить його відмінним вибором як для нових, так і для модернізованих установок. Інтеграція основного захисту та ряду функцій резервного захисту в рамках Інтелектуального електронного пристрою (IED) покращує продуктивність вашої електроенергетичної системи, а також зменшує час інженерії обладнання, час установки, вимоги до простору та запасних частин.

Це комплексне реле захисту та керування забезпечує надійний захист для різних типів трансформаторів, сприяючи підтримці інтегральності та продуктивності електроенергетичних систем.

3.4 Обчислення уставок для пристрою захисту силового трансформатора RET650

3.4.1 Обчислення уставок диференційного захисту RET650

Спочатку, для визначення уставок диференційного захисту трансформатора, треба визначити номінальні показники струмів на обмотках захищеного трансформатора, а також на вторинних обмотках трансформаторів струму, використовуючи відповідні формули [4]:

$$I_{\text{НОМВН}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМВН}}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 50,204 \text{ (A)},$$

$$I_{\text{НОМНН}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМНН}}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 524,864 \text{ (A)}.$$

Так як група з'єднання ТС – зірка, то $k_{\text{сх}} = 1$ на усіх сторонах трансформатора.

$$i_{\text{НОМ.ВТВН}} = \frac{I_{\text{НОМВН}} \cdot k_{\text{сх}}}{K_{\text{ТТВН}}} = \frac{50,204 \cdot 1}{100/5} = 2,51 \text{ (A)},$$

$$i_{\text{ном.втнн}} = \frac{I_{\text{номнн}} \cdot k_{\text{сх}}}{K_{\text{тнн}}} = \frac{524,864 \cdot 1}{600/5} = 4,374 \text{ (A)}.$$

Похибка у вирівнюванні струмів визначається на основі вторинних номіналів струмів ТС і є такою самою для обох частин трансформатора, тому що вторинні струми не перевищують 5 А.

Спочатку треба встановити мінімальний струм активації ДЗТ (I_{dmin}). Для цього слід з'ясувати коефіцієнт небалансу, застосовуючи надану формулу:

$$K_{\text{нб,розр}} = \sqrt{(K'_{\text{пер}} \cdot \varepsilon)^2 \cdot [1 + 2(\Delta U_{\text{рег}} + \Delta f_{\text{вир}})] + (\Delta U_{\text{рег}} + \Delta f_{\text{вир}})^2} = \\ = \sqrt{(1 \cdot 0,1)^2 \cdot [1 + 2(0,16 + 0,02)] + (0,16 + 0,02)^2} = 0,214,$$

де:

- $K'_{\text{пер}}$ – представляє собою коефіцієнт, що враховує перехідний процес. Він дорівнює $K'_{\text{пер}} = 1$ для силових трансформаторів потужністю до 40 МВА без підключених реакторів;
- ε – представляє собою відносну похибку ТС у сталому режимі;
- $\Delta U_{\text{рег}}$ – вказує на відносну похибку, що відображає найбільше відхилення РПН від номінальних значень, і становить $\Delta U_{\text{рег}} = 0,16$ відповідно до табл.1.1 п.1.2.1.

Мінімальний струм, при якому відбувається спрацювання ДЗТ, розраховується використовуючи метод наближень та наступну формулу:

$$I_{\text{dmin}} = K_{\text{від}} \cdot K'_{\text{пер}} \cdot \text{EndSection1} = 1,1 \cdot 0,214 \cdot 1,25 = 0,294,$$

де:

- $K_{\text{від}}$ – представляє собою коефіцієнт відбудови, який для мікропроцесорних систем захисту приймається як 1,1;
- EndSection1 – це значення, що визначає початковий гальмівний струм для першого сегмента гальмівної характеристики, стандартно встановлене на рівні 1,25.

Значення I_{dmin} повинне бути у межах між 0,1 та 0,6; отже, отриманий результат задовольняє стандартним вимогам і не потребує додаткових розрахунків для наближення.

Наступним кроком є розрахунок рівня небалансу струму в другому сегменті гальмівної характеристики, що виконується з використанням цієї формули:

$$K_{\text{нб,розр}} = \sqrt{(K''_{\text{пер}} \cdot \varepsilon)^2 \cdot [1 + 2(\Delta U_{\text{рег}} + \Delta f_{\text{вир}})] + (\Delta U_{\text{рег}} + \Delta f_{\text{вир}})^2} = \\ = \sqrt{(2 \cdot 0,1)^2 \cdot [1 + 2(0,16 + 0,02)] + (0,16 + 0,02)^2} = 0,295 ,$$

де:

- $K''_{\text{пер}}$ – представляє собою коефіцієнт, що залучається для урахування перехідного процесу при аварійних струмах, встановлюється як $K''_{\text{пер}} = 2$ для силових трансформаторів з потужністю до 40 МВА без підключених реакторів;
- ε – представляє собою відносна похибка ТС в сталому режимі;
- $\Delta U_{\text{рег}}$ – вказує на відносну похибку, що відображає найбільше відхилення РПН від номінальних значень, і становить $\Delta U_{\text{рег}} = 0,16$, відповідно до табл.1.1 п.1.2.1.

Потім розрахуємо величину градієнту гальмівної характеристики для другого сегмента, під назвою SlopeSection2, використовуючи наступну формулу:

$$\text{SlopeSection2} \geq \frac{K_{\text{від}} \cdot K_{\text{нб,розр}} \cdot \text{EndSection2} - I_{\text{dmin}}}{\text{EndSection2} - \text{EndSection1}} = \frac{1,1 \cdot 0,295 \cdot 3 - 0,294}{3 - 1,25} = 0,388 ,$$

де:

- $K_{\text{від}}$ – представляє собою коефіцієнт відбудови, який для мікропроцесорних систем захисту приймається як 1,1;
- EndSection1 – це значення, що визначає початковий гальмівний струм для першого сегмента гальмівної характеристики, стандартно встановлене на рівні 1,25;
- EndSection2 – це значення, що визначає початковий гальмівний струм для першого сегмента гальмівної характеристики, стандартно встановлене на рівні 3;
- I_{dmin} – представляє собою мінімальний струм, що ініціює спрацьовування ДЗТ.

В третьому сегменті гальмівної характеристики необхідно застосовувати значення нахилу, яке задано за замовчуванням у каталозі, тобто $\text{SlopeSection3} = 0,8$.

Розрахуємо величину уставки струму для диференційного захисту, що спрацьовує на першу гармоніку диференційного струму. Спершу необхідно встановити максимальний прямий струм трифазного КЗ на низьковольтних шинах трансформатора. Для цього використовується наступна формула:

$$I_{\text{наскріз.макс}} = \frac{I_{K2}}{I_{\text{номВН}}} = \frac{3840}{50,204} = 76,488 \text{ (в.о)},$$

де:

- I_{K2} – струм трифазного КЗ на шинах 10 кВ, визначений у п.1.3;
- $I_{\text{номВН}}$ – номінальний первинний струм високовольтної сторони трансформатора.

Далі розрахуємо струм диференційної відсічки $I_{\text{ДВ}}$, використовуючи наступну формулу:

$$I_{\text{ДВ}} \geq K_{\text{від}} \cdot K_{\text{нб1}} \cdot I_{\text{наскріз.макс}} = 1,1 \cdot 0,65 \cdot 76,488 = 54,689 \text{ (в.о)},$$

де:

- $I_{\text{наскріз.макс}}$ – максимальний наскрізний струм, що проходить через трифазне КЗ на низьковольтній шині трансформатора;
- $K_{\text{від}}$ – представляє собою коефіцієнт відбудови, який для мікропроцесорних систем захисту приймається як 1,1;
- $K_{\text{нб1}}$ – вказує на коефіцієнт небалансу, який використовується для трансформаторів з двома обмотками з ТС, що мають вторинним струм 5 А з обох сторін.

Розраховане значення струму диференційної відсічки відповідає наступним вимогами:

- Необхідність відбудови після стрибка магнітного струму. Встановлена уставка повинна перевищувати 5 в.о.;
- Необхідність відбудови після максимального струму зовнішнього КЗ.

Оскільки визначене значення для струму диференційної відсічки перевищує допустимий ліміт уставки струму I_{dunre} , ми приймаємо 50 в.о.

Розрахуємо коефіцієнт чутливості для горизонтального сегмента, використовуючи наступну формулу:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{диф.розр}}}{I_{\text{dmin}}} = \frac{76,488}{0,294} = 260,163 \geq 2, \text{ де } I_{\text{диф.розр}} = I_{\text{к2}}.$$

За рекомендаціями ПУЕ, важливо забезпечити чутливість не менше ніж 2. Як бачимо, ця вимога дотримана.

Відповідно до [4], перевірка чутливості для похилих ділянок даного захисту не є обов'язковою, оскільки чутливість похилих ділянок автоматично забезпечується, якщо I_{dmin} не менше 62,5%. Оскільки максимально можливе значення I_{dmin} є 50%, додаткові обчислення не вимагаються.

На рис. 3.5 представлений графік гальмівної характеристики ДЗТ.

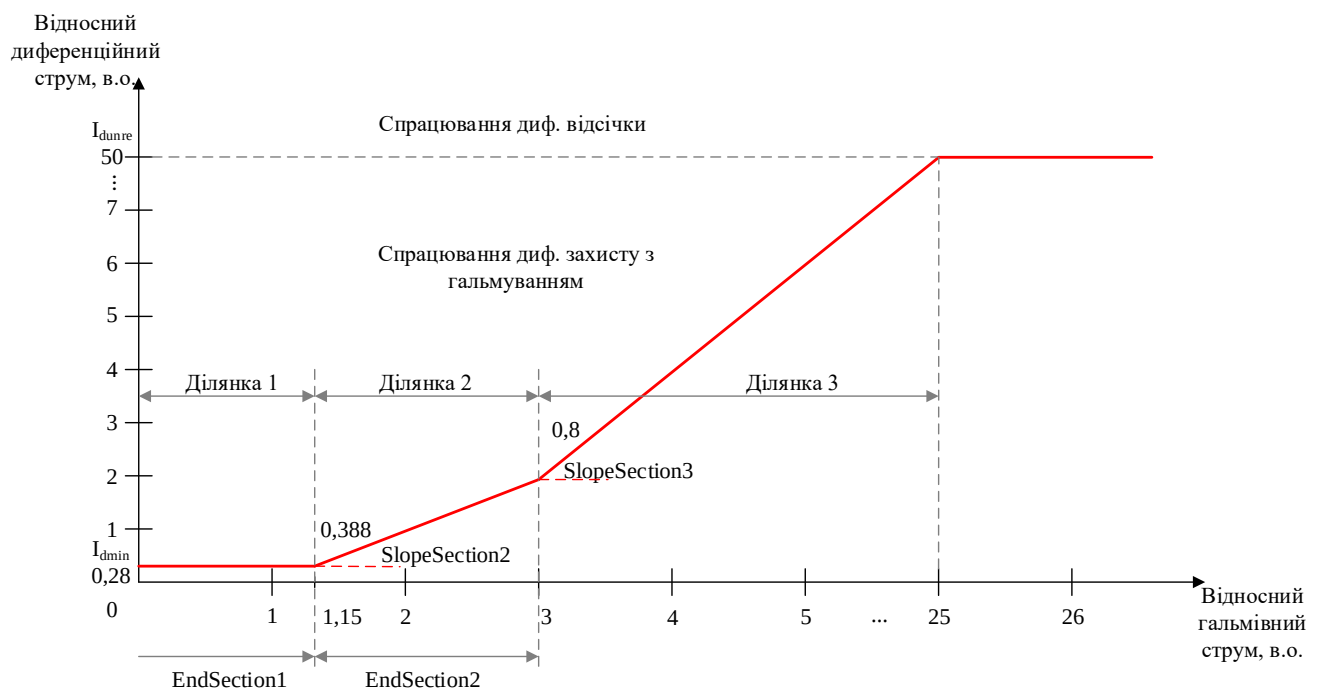


Рисунок 3.5 – Гальмівна характеристика ДЗТ

Перелічимо всі визначені уставки в.о.:

- $I_{\text{dmin}} = 0,294$;
- $\text{EndSection1} = 1,25$;
- $\text{EndSection2} = 3$;
- $\text{SlopeSection2} = 0,388$;

- SlopeSection3 = 0,8;
- $I_{dunre} = 50$.

3.4.2 Обчислення уставок МСЗ вводу 110 кВ

Активація МСЗ має бути визначена на основі максимального струму навантаження, який у даному випадку відповідає максимальному струму захищеної сторони трансформатора разом із коефіцієнтом автоматичного запуску.

Формула для цих розрахунків представлена нижче:

$$I_{c.з} = \frac{K_{від} \cdot K_{сзп}}{K_{п}} \cdot I_{роб.макс} = \frac{1,2 \cdot 1,2}{0,95} \cdot 50,204 = 76,099 \text{ (A)},$$

де:

- $K_{від}$ – представляє собою коефіцієнт відбудови, який для обладнання приймається як 1,2;
- $K_{сзп}$ – представляє коефіцієнт автоматичного запуску, що для даної ПС дорівнює 1,2;
- $K_{п}$ – це коефіцієнт відновлення, який для цього обладнання дорівнює 0,95;
- $I_{роб.макс}$ – максимальний робочий струм, в данній ситуації він є однаковим із номінальним струмом, що протікає крізь високовольтні трансформатора та було визначено у п.3.2.1.

Необхідно перевірити захист щодо його чутливості, обчисливши коефіцієнт чутливості $K_{ч}$. Отриманий коефіцієнт має бути не менше ніж 1,5. Розрахунки здійснюються за допомогою такої формули:

$$K_{ч} = \frac{I_{K1}^{(2)}}{I_{c.з}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2540}{76,099} = 28,9 \geq 1,5,$$

де:

- $I_{c.з}$ – це величина струму, при якій активується захист;
- $I_{K1}^{(2)}$ – струм двофазного КЗ на шинах 110 кВ, розрахований з використанням даних про струм трифазного КЗ, отриманих у п.1.3.

Враховуючи отримані дані, можна визначити, що захист відповідає необхідним вимогам.

3.4.3 Обчислення уставок МСЗ вводу 10 кВ

Обчислення для вводу 10 кВ проводяться аналогічно до тих, що були зроблені в розділі 3.2.2.

Визначимо струм активації МСЗ:

$$I_{с.з} = \frac{K_{від} \cdot K_{сзп}}{K_{п}} \cdot I_{роб.макс} = \frac{1,2 \cdot 1,2}{0,95} \cdot 524,864 = 795,583 \text{ (А)},$$

де:

- $K_{від}$ – представляє собою коефіцієнт відбудови, який для цього обладнання приймається як 1,2;
- $K_{сзп}$ – представляє коефіцієнт автоматичного запуску, що для даної ПС дорівнює 1,2;
- $K_{п}$ – це коефіцієнт відновлення, який для цього обладнання дорівнює 0,95;
- $I_{роб.макс}$ – максимальний робочий струм, в данній ситуації він є однаковим із номінальним струмом, що протікає крізь високовольтні трансформатора та було визначено у п.3.2.1.

Необхідно перевірити захист щодо його чутливості, обчисливши коефіцієнт чутливості $K_{ч}$. Отриманий коефіцієнт має бути не менше ніж 1,5.

Розрахунки здійснюються за допомогою такої формули:

$$K_{ч} = \frac{I_{K2}^{(2)}}{I_{с.з}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3840}{795,583} = 4,18 \geq 1,5,$$

де:

- $I_{сз}$ – струм, при якому спрацьовує захист;
- $I_{K2}^{(2)}$ – струм двофазного КЗ на шинах 10 кВ базується на основі струму трьохфазного КЗ, знайдений у п.1.3.

З наших спостережень, захист відповідає всім вимогам.

3.4.4 Обчислення уставок захисту від замикань на землю 110 кВ

Уставка активації максимального струмового захисту від КЗ на землю, відома як $I_{сз}$, розраховується з урахуванням величини трифазного КЗ на високовольтній ділянці трансформатора, що захищається. Для обчислення застосовується наступна формула:

$$I_{сз} = K_{від} \cdot K_{пер} \cdot K_{нб} \cdot I_{K1} = 1,25 \cdot 2 \cdot 0,05 \cdot 2352 = 294 \text{ (A)},$$

де:

- I_{K1} – вказує на величину струму трифазного КЗ на шинах 110 кВ, який був розрахований у п.1.3.;
- $K_{від}$ – представляє собою коефіцієнт відбудови, який цього разу приймається як 1,25;
- $K_{пер}$ – представляє собою коефіцієнт, що враховує збільшення струму під час КЗ;
- $K_{нб}$ – це коефіцієнт небалансу.

Також важливо зауважити, що цей захист розташований на місці заземлення нейтралі трансформатора, тому $T_{сз}$ дорівнює 0 секунд.

3.4.5 Обчислення уставок захисту від перевантаження

Величина струму, при якій активується захист від перевантаження, розраховується з використанням номінального струму захищеної сторони трансформатора, у даному контексті - високовольтної сторони. Для обчислень застосовується наступна формула:

$$I_{с.з.} = \frac{K_{від}}{K_{п}} \cdot I_{номВН} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 50,204 = 55,489 \text{ (A)},$$

де:

- $K_{від}$ – представляє собою коефіцієнт відбудови, який цього разу приймається як 1,05;
- $K_{п}$ – це коефіцієнт відновлення, який для цього обладнання дорівнює 0,95;

- $I_{номВН}$ – це номінальний струм високовольтної обмотки трансформатора, який був розрахований п.3.2.1.

Висновки

Реле RET650 від ABB призначене для диференційного захисту електротрансформаторів і адаптоване для трансформаторів з двома чи трьома обмотками. Воно має високу чутливість і швидкість виявлення замикань та забезпечує додаткові функції захисту, такі як низькоімпедансний обмежений захист заземлення, захист від перенапруги, термічний захист від перевантаження та інші. Крім того, RET650 надає функції моніторингу та керування для різних типів трансформаторів і є повністю сумісним з іншими пристроями сімейства Relion, відповідаючи стандарту ЄС 61850. Це реле вважається гнучким, взаємозамінним і готовим до майбутніх застосувань, покращуючи продуктивність електроенергетичної системи.

Уставки для активації ДЗТ були визначені та гальмівна характеристика сконструйована, деталі на рисунку 3.5.

Також були розраховані параметри резервних систем захисту, включно з МСЗ для 110 і 10 кВ, захистом від перевантаження, а також МСЗ для нульової послідовності.

4. РОЗРОБКА СТАРТАП ПРОЄКТУ

Цей розділ присвячений концепції створення стартапу для втілення в життя системи релейного захисту для трансформаторів підстанцій 110/10 кВ, що базується на мікропроцесорному устаткуванні моделі RET650 від фірми ABB. Опис структури розділу включає наступні пункти:

1. Опис концепції проєкту;
2. Аналіз технічних та економічних параметрів концепції та їхнє порівняння з іншими системами релейного захисту від різноманітних виробників;
3. Технологічний аудит стартап-проєкту;
4. Дослідження ринкових перспектив для запуску стартап-проєкту;
5. SWOT-аналіз.

4.1 Опис ідеї проєкту

Трансформатори є критичними компонентами підстанцій, відіграючи ключову роль у перетворенні електроенергії в формат, придатний для довготривалої передачі або споживання. Оскільки це обладнання представляє значні витрати, особливо на високих потужностях, його захист має бути надійним і ефективним. Тому важливо уважно розглянути всі можливості для вибору системи релейного захисту трансформаторів, щоб знайти найбільш оптимальне рішення.

Опис цієї ідеї представлений у таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Опис концепції стартап-проєкту

Суть концепції	Сфери використання	Переваги для споживача
Обрання найоптимальнішого пристрою релейного захисту трансформатору	Релейний захист трансформатору 110/10 кВ	1. Захист обладнання 2. Згода з усіма актуальними нормами та стандартами 3. Стійкість

4.2 Аналіз технічних та економічних параметрів концепції та їхнє порівняння з іншими системами релейного захисту від різноманітних виробників

У цьому проєкті для захисту трансформатора обрано релейний захисний пристрій ABB RET650. Для оцінки ефективності цього пристрою проведено аналіз, що порівнює його з аналогічними пристроями від конкуруючих виробників: SIEMENS з релейним захистом трансформатора SIPROTEC 5 7UT85 та Schneider Electric з моделлю MIKOM P642. Результати порівняльного аналізу представлено у таблиці 4.2.

Потрібно визначити ключові показники ефективності:

1. С – гірші значення, слабкі;
2. В – схожі значення, нейтральні;
3. А – ліпші значення

Таблиця 4.2 – Недоліки, переваги та нейтральні аспекти

№ п/п	Техніко- економічні характеристики	ABB RET650	SIPROT EC 5 7UT85	MIKOM P642	С	В	А
1	Кількість функцій	54	30	20	P642	7UT 85	RET 650
2	Зручність	Графічний інтерфейс	Графічний інтерфейс	LCD дисплей з малою кількістю інформації	P642	7UT 85/ RET 650	-
3	Кількість дискретних входів	16	від 7 до 19	від 8 до 24	P645	7UT 85	RET 650
4	Ціна, євро	7500	6830	6230	RET 650	7UT 85	P642

З таблиці 4.2 можна зробити висновок, що основним недоліком пристрою ABB RET650 є його вартість. Однак, решта параметрів показують кращі показники, що робить цю пропозицію конкурентоздатною.

4.3. Технологічний аудит стартап-проєкту

Для втілення проєкту встановлення релейного захисту для трансформатора за допомогою пристрою RET650, необхідно оснастити відповідне приміщення шафою релейного захисту, а також здійснити пуско-налагоджувальні роботи, підключивши пристрій до вимірювальних трансформаторів струму і напруги. Деталі аналізу виконання цієї ідеї представлені у таблиці 4.3.

Таблиця 4.3 – Аналіз виконання ідеї стартап-проєкту

№ п/п	Ідея стартап-проєкту	Технології реалізації	Наявність технології	Доступність технології
1	Впровадження релейного захисту трансформатору з використанням пристрою ABB RET650	Закупівля обладнання, налаштування та запуск	Наявна	Доступна
Вибрані технічні рішення для втілення проєкту: придбання обладнання, його налаштування та запуск				

4.4 Дослідження ринкових перспектив для запуску стартап-проєкту

Для визначення майбутніх перспектив на ринку запланованої концепції, необхідно розробити стратегію зростання та з'ясувати очікування потенційних покупців. Інформація про потенційний ринок для цього стартапу викладена в таблиці 4.4.

Таблиця 4.4 – Інформація про ринок стартапу

№ п/п	Індикатори стану ринку	Значення
1	Число ключових учасників, од	3
2	Розмір ринкових продажів, шт/ум.од	2
3	Динаміка ринку	Зростає
4	Наявність бар'єрів для входу	Малий рівень первинних інвестицій
5	Особливі критерії до стандартизації та сертифікації	Сертифіковано
6	Середня умова рентабельності в сфері, %	15

Розрахунки внутрішньої норми прибутку виконуються за допомогою такої формули [5]:

$$0 = NPV = \frac{C_t}{(1 + IRR)^t} - C_0,$$

де NPV – чиста поточна вартість (дорівнює «0»); C_t - чистий приплив грошових коштів за період t ; C_0 - загальна вартість початкових інвестицій; внутрішня норма прибутку (IRR).

Загальні інвестиції становлять 396,5 тис. грн, розподілені таким чином:

- 300 тис. грн – ціна пристрою релейного захисту ABB RET650;
- 6,5 тис. грн – ціна релейної шафи;
- 45 тис. грн – ціна монтажу обладнання;
- 45 тис. грн – ціна пуско-наладки обладнання.

Для цієї інвестиції візьмемо кредит під 18% в розмірі 400 тис. грн на 3 роки, з використанням системи ануїтетних платежів. Використаємо формулу ануїтетних платежів:

$$A = P \cdot \frac{r(1 + r)^n}{(1 + r)^n - 1},$$

де A - місячний ануїтетний платіж; P - основна сума кредиту; r - місячна процентна ставка (річна ставка поділена на 12); n - загальна кількість платежів (місяці).

Підставимо значення в формулу:

Річна відсоткова ставка (r): 18% (0,18 річних, що становить 0,015 на місяць); термін: 3 роки (36 місяців).

$$A = 400 \cdot \frac{0,015(1 + 0,015)^{36}}{(1 + 0,015)^{36} - 1} = 14460,95 \text{ грн.}$$

За три роки платежів сума інвестицій складатиме 520594,2 грн ($14460,95 \cdot 36 = 520594,2$).

Трансформатор ТДН-10000/110/10, що потребує захисту, оцінюється у 5,215 млн. грн. Річна статистика показує 20 випадків коротких замикань та аномалій, пов'язаних із роботою трансформатора.

Вартість ремонту в разі поломки складає близько 10% від його ціни, або 0,5215 млн. грн. Використання релейного захисту може знизити витрати до 1,5645 млн. грн за 3 роки (t).

Перетворимо та підставимо значення в формулу:

$$C_0 = \frac{C_t}{(1 + IRR)^t} = 0,5206 = \frac{1,5645}{(1 + IRR)^3},$$

звідси IRR:

$$IRR = 0,443 = 44\%.$$

Окупність становить:

$$T = \frac{C_0}{IRR} = \frac{0,5206}{0,443} = 1,17 \text{ років},$$

де T – термін окупності (1,17 років = 14 місяців).

4.5 SWOT-аналіз стартап-проєкту

Під час проведення SWOT-аналізу була сформована матриця, в якій відображені переваги та недоліки, а також можливості і загрози для стартап-проєкту. Результати цього аналізу представлені у таблиці 4.5.

Таблиця 4.5 – Аналіз SWOT для стартап проєкту

Переваги	Недоліки
- Рентабельність - Захист обладнання від КЗ та аномальних режимів	- Висока вартість обладнання - Призупинення експлуатації електроенергетичного об'єкту під час впровадження концепції
Можливості	Загрози
Залучення фахівців з високою кваліфікацією	Відсутні

Висновки

У процесі роботи над цим розділом була вивчена концепція стартапу, що передбачає імплементацію мікропроцесорного терміналу РЗ для трансформатора підстанції, використовуючи пристрій ABB RET650.

Здійснено порівняльний огляд цього пристрою з аналогами від SIEMENS SIPROTEC 7UT85 та Schneider Electric MIKOM P642, показавши, що вибраний пристрій переважає своїх конкурентів у більшості аспектів.

Додатково було розраховано економічну ефективність проєкту, виявивши, що рентабельність становить 44% річних, а період окупності дорівнює 14 місяців.

Завершальний SWOT-аналіз демонструє, що проєкт має потенціал знайти свого споживача на ринку.

5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ СИСТЕМИ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ТА АВТОМАТИКИ ТРАНСФОРМАТОРА ПІДСТАНЦІЇ 110/10 КВ

Мета розділу – формулювання чинників для попередження чи мінімізації впливу шкідливих та небезпечних факторів виробництва на працівників, пов'язаних з використанням пристроїв релейного захисту.

Об'єкт досліджень – використання релейного захисту RET650.

Предмет досліджень – сучасні методи та інструменти для забезпечення безпеки праці та безпечного виконання робочих завдань.

5.1 Технічні характеристики і вибір місць розміщення енергетичного устаткування

Технічні характеристики відповідних електроустановок (ЕУ) надано у таблиці 5.1 [6].

Таблиця 5.1 – Характеристики електроустановок

Найменування ЕУ	Основні характеристики	Значення показника
Пристрій релейного захисту ABB RET650	Напруга входу	110-250V DC 100-240V AC
	Струм входу	1-5A
	Габарити пристрою	249x444x132мм
	Вага пристрою	10кг
Місце розміщення	Вид розміщення	Внутрішнє
	Розміщення робочого місця	Релейна шафа 200x800x600

5.2 Визначення та оцінка показників умов праці на робочих місцях

Показники умов праці для певної групи електротехнічних працівників надають у табл. 5.2 [7].

Таблиця 5.2 – Показники умов праці

Найменування показнику	Основні характеристики	Фактичне значення
Кваліфікація працівників	Кількість Група з елетробезпеки	2 Керівник - V група Інші - III група
Місце виконання робіт	Відкрите чи закрите Постійне чи тимчасове Класифікація електроприміщення	Закрите Постійне Приміщення з підвищеною небезпекою
Розташування робочого місця	Назовні, в приміщенні	В приміщенні
Параметри мікроклімату	Температура повітря Вологість	15-24 °C 48%
Важкість праці	Переміщення вантажів Робоче положення Статичні та динамічні навантаження	10 кг Стоячи Статичні навантаження
Напруженість праці	Тривалість Змінність роботи Швидкість приймання рішень (стрес і стомлення) Напруженість органів чуття	8 годин 1 зміна Помірне Зір
Внутрішнє освітлення	Вид світильників Потужність і напруга джерел Рівень освітленості (відповідність допустимим значенням)	Світлодіодне освітлення 5 Вт 220 В Біля 350 лм 4200К (Денне світло)
Шум	Рівень	35 дБ
Оцінка умов праці	Оптимальні Допустимі Шкідливі (категорія)	Шкідливі I категорія

5.3 Визначення та оцінка шкідливих і небезпечних виробничих чинників

Під час використання релейного захисту трансформатора найбільшу небезпеку становить ризик електричного удару. Основні чинники зазначено в таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – Перелік небезпечних і шкідливих виробничих чинників

Небезпечні і шкідливі чинники	Перелік НШВЧ	Фактичне значення	Граничнодопустиме значення та номер нормативного документу
Електричного походження	Напруга Струм	100 - 240 В 1 – 5 А	6 В [8] 0,6 мА [8]
Неелектричного походження			
фізичні	Шум Освітленість	35 дБ 350 лм	До 80 дБ

5.4 Розробка технічних та організаційних заходів з охорони праці

Технічні і організаційні заходи та їх показники наводять у таблиці 5.4.

Таблиця 5.4. Технічні і організаційні заходи

Вид заходу	Найменування заходу	Опис, показники і характеристики
Технічні заходи з електробезпеки [10]	Захисне заземлення	Системи заземлення TN підсистема TN-C Опір до 4 Ом
	Знак безпеки	
Організаційні заходи з Електробезпеки [11]	Вид дозвільного документу на виконання робіт	Наряд-допуск
	Категорія робіт щодо заходів безпеки	Роботи без напруги

5.5 Вибір засобів індивідуального захисту для обмеження впливу небезпечних і шкідливих виробничих чинників

Результати вибору [12] потрібних ЗІЗ надати у вигляді таблиці 5.5.

Таблиця 5.5 – Перелік ЗІЗ

Вид ЗІЗ	Призначення	Марка або маркування	Гарантований термін використання	Технічні характеристики
Захисний одяг	Захист від зниження температур	Куртка + напівкомбінезон REIS	12 місяців	65% Поліестер 35% Бавовна
Захисне взуття	Захист від механічних ушкоджень, захист від електрики	Черевики CALZATURIFICIO	12 місяців	Глухий клапан, підошва з гуми подвійної щільності, підносок з композитного матеріалу
Захист рук	Захист від механічних ушкоджень	Рукавички CUT PROTECT GB	1 місяць	поліетелен (HDPE)-67%, поліестер-22%, спандекс-11%
Захист голови	Захист від електричного струму	Каска НМ-6	До зносу	ABS-пластик Електрична ізоляція до 1 кВ
Захист очей	Захист від ультра-фіолетового випромінювання	Окуляри Ardon	До зносу	Полікарбонат

Результати вибору потрібних електрозахисних засобів (ЕЗЗ) надають у вигляді таблиці 5.6.

Таблиця 5.6 – Електрозахисні засоби

Вид ЕЗЗ	Найменування	Технічні характеристики	Призначення і норми випробувань
Електрозахисний засіб індивідуального захисту	Діелектричні рукавиці	Роботи під напругою до 1 кВ	Підключення ЕУ після ремонту. Що 6 місяців
	Діелектричне взуття		
Захисні пристосування	Захисне перенесне обладнання	Виконання робіт	Раз у 24 місяці

5.6 Вибір технічних та організаційних заходів для унеможливлення і ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій

Під час роботи з релейним захистом трансформатора існує ризик виникнення екстрених ситуацій, таких як раптове загоряння через збій в роботі обладнання релейного захисту або інші причини. В таких випадках необхідно забезпечити наявність вогнегасних засобів у приміщенні та інструктувати персонал щодо дій у разі екстрених обставин [13].

Результати досліджень наводять у таблиці 2.7.

Таблиця 5.7 – Основні джерела небезпек

Джерело небезпеки	Причини небезпеки	Наслідки небезпеки
Пристрій RET650: Коротке замикання	Ушкодження ізоляції	Виникнення пожежі
Розряд блискавки	Протікання струму	Виникнення пожежі
Ракетний обстріл	Ураження енергетичної структури	Руйнування, поранення працівників

Залежно від наведеної інформації в табл. 5.7, вибираємо потрібні техніко-організаційні заходи до ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій таблиці 5.8.

Таблиця 5.8 – Перелік заходів і засобів

Група заходів	Вид заходу	Критерії вибору
Технічні	Наявність первинних засобів до тушіння пожеж	Вогнегасник через 60м. Вид вогнегасника: Вогнегасник вуглекислотний ВВК-2 Маса вогнегасника, кг: 8
	Автоматична система пожеже тушіння	Система «Імпульс 125» Балон 40 л
Організаційні	Навчання та тренінги	Раз на рік
	Перевірка ізоляцій	Відповідно до вимог
	Перевірка засобів пожеже тушіння	Відповідно до технічних вимог
	План дій з попередження надзвичайних ситуацій	Відділ з охорони праці

5.7 Розрахунок захисного заземлення релейного захисту трансформатора

5.7.1 Розрахунок на вимикаючу здатність

Заземлення корпусу пристрою релейного захисту є необхідним через те, що всі ці пристрої знаходяться в одній шафі, і у випадку поломки одного з них, інші можуть залишатися під напругою. Тому важливо провести розрахунок їх вимикаючої здатності.

Найважливішим параметром при розрахунку заземлення є струм короткого замикання. Формула розрахунку струму замикання, а також фазної напруги мають наступний вигляд:

$$I_{K3} = \frac{U_{\phi}}{r_{\phi} + r_{PE} + \left(\frac{r_{TP}}{3}\right)};$$

де:

I_{K3} – струм короткого замикання; U_{ϕ} – фазна напруга; r_{ϕ} – активний опір фазного проводу; r_{PE} – активний опір захисного проводу; r_{TP} – активний опір трансформатора.

$$U_{\phi} = \frac{U_L}{\sqrt{3}} = \frac{380}{\sqrt{3}} = 220 \text{ В.}$$

Формула визначення активного опору фазного і захисного провідників наступна:

$$r = \sum_{i=1}^n \frac{(\rho_i \cdot l_i)}{S_i},$$

де:

ρ_i – питомий опір проводу (сталь – 0,1 (Ом · мм²)/м); l_i – довжина ділянки проводу; S_i – площа поперечного перерізу проводу.

Активний опір трансформатору власних потреб, який живить електроустановку ТМ-63/10 розраховується наступним чином:

$$r_{TP} = \frac{P_{K3} \cdot U_{ном}^2}{S_{ном}^2} = \frac{1,47 \cdot 380^2}{63^2} = 53,48 \text{ Ом.}$$

Переріз фазного провідника, що живиться від сторони НН трансформатору ТМ-63/10 становить 25 мм². Звідси маємо опір фазного провідника:

$$r_{\phi} = \frac{(\rho \cdot l)}{S} = \frac{0,1 \cdot 50}{25} = 0,2 \text{ Ом.}$$

Активний опір заземлюючого провідника із перерізом 25 мм² розраховується наступним чином:

$$r_{PE} = \frac{(\rho \cdot l)}{S} = \frac{0,1 \cdot 15}{25} = 0,06 \text{ Ом.}$$

З даних розрахунків можемо розрахувати струм КЗ:

$$I_{K3} = \frac{U_{\phi}}{r_{\phi} + r_{PE} + \left(\frac{r_{TP}}{3}\right)} = \frac{220}{0,2 + 0,06 + \left(\frac{53,48}{3}\right)} = 12,12 \text{ A.}$$

5.7.2 Розрахунок напруги на корпусі електроустановки

Напруга U_K може бути розрахована наступним чином:

$$U_K = I_{K3} \cdot Z_3 \leq U_d(t_c),$$

де Z_3 – повний опір заземлювача, для КЛ $Z_3 = r_{PE}$; $U_d(t_c)$ – допустима напруга дотику. Маємо:

$$U_K = I_{K3} \cdot Z_3 = 12,12 \cdot 0,05 = 0,606 \text{ В} \leq 36 \text{ В.}$$

Розраховане значення задовольняє поставленні вимоги.

Висновки

У цьому розділі розглянуто умови праці та безпеку при використанні релейного захисту пристрою АВВ. Визначили шкідливі та небезпечні виробничі чинники. Виявили, що головною небезпекою є ураження електричним струмом. Показали технічні і організаційні заходи. Вибрали засоби індивідуального захисту, включаючи діелектричні засоби. Розглянули потрібні техніко-організаційні заходи до ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій. Такі як, наявність первинних засобів до тушіння пожеж (вогнегасник вуглекислотний ВВК-2) та автоматична система пожеже тушіння.

Також було пораховано захисне заземлення релейного захисту трансформатора. А саме розрахунок на вимикаючу здатність та напруги на корпусі електроустановки. Розраховане значення задовольняє поставленні вимоги.

ВИСНОВКИ

Провели опис підстанції 110/10 кВ «Машево», її компоненти та застосовані системи захисту. Підстанція включає в себе вузлову розподільну підстанцію 110 кВ, яка отримує електроенергію через дві паралельні лінії від ПС «Семенівка» та з'єднана за принципом «блок лінія-трансформатор». Також, включена розподільна підстанція (РП) напругою 10 кВ, яка має дві секції шин. Обидві ці системи пов'язані двома двообмотковими трансформаторами.

Для підстанції вибрано сучасне комутаційне устаткування та вимірювальні трансформатори струму і напруги, переважно виробництва АВВ. Проведено обчислення струмів КЗ для різних аварійних ситуацій на шинах різних напруг, а також проаналізовано можливі аварійні ситуації для споживачів, які підключені до шини 110 кВ.

Особлива увага приділена вибору та налаштуванню релейного захисту для різних елементів підстанції. Основний і резервний захист для лінійної ділянки 110 кВ включає диференційний захист, дистанційний захист, захист нульової послідовності та максимальний струмовий захист, з використанням пристроїв «ДІАМАНТ L040» та REL650 від АВВ. Також для трансформатора 110/10 кВ вибрані системи захисту, що включають диференційний захист, газовий захист та інші, з використанням пристрою АВВ RET650. Для захисту шин 110 кВ обрано диференційний захист шини, виконаний пристроєм АВВ REB670. Лінійна ділянка 10 кВ захищена за допомогою пристрою АВВ REF615.

RET650 від АВВ є ключовим пристроєм для захисту, забезпечуючи високу чутливість та швидкість виявлення замикань. Він пропонує різноманітні функції захисту та моніторингу, сумісний з іншими пристроями сімейства Relion та відповідає стандарту ЄС 61850. У розділі також розглянуто налаштування уставок спрацювання різних видів захисту та побудову гальмівних характеристик.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ

1. Правила улаштування електроустановок. Міненерговугілля України, 2017. 617 с.
2. Engineering manual, 650 series 1.3, ANSI URL:
<https://publisher.hitachienergy.com/preview?DocumentID=1MRK511284-UUS&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch> (дата звернення 20.12.2023).
3. Operation manual 650 series, ANSI URL:
<https://publisher.hitachienergy.com/preview?DocumentID=1MRK500093-UUS&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch> (дата звернення 22.12.2023).
4. Technical manual, Transformer protection, RET650 1.3, ANSI URL:
<https://publisher.hitachienergy.com/preview?DocumentID=1MRK504135-UUS&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch> (дата звернення 25.12.2023).
5. Внутрішня норма прибутковості (IRR) URL:
<https://business.diia.gov.ua/handbook/impact-investment/so-take-vnutrisna-norma-pributkovosti-irr> (дата звернення 02.01.2024).
6. Installation manual, 650 series 1.3, ANSI URL:
<https://publisher.hitachienergy.com/preview?DocumentID=1MRK514016-UUS&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch> (дата звернення 03.01.2024).
7. НПАОП 40.1-1.01-97. Правила безпечної експлуатації електроустановок.
8. Правила улаштування електроустановок. Розділ 1. Загальні правила. Розділ 1.7. Заземлення і захисні заходи безпеки. (ПУЕ – 2016), введений з 1.01.2017р.
9. Правила улаштування електроустановок. Розділ 6. Електричне освітлення. (ПУЕ – 2016), введений з 1.01.2017р.
10. Ткачук К.Н., Зацарний В.В., Каштанов М.Ф., Третьякова Л.Д. та ін. Охорона праці і промислова безпека. Київ: Лібра, 2010. 425 с.

- 11.НПАОП 40.1-1.01-97 (ДНАОП 1.1.10-1.01-97). Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів. Встановлено вимоги щодо безпечної експлуатації електроустановок напругою до 500 кВ.
- 12.Про затвердження Норм безплатної видачі спеціального одягу, спеціального взуття та інших засобів. Наказ Державного комітету України з нагляду за охороною праці від 13.10.2007.
- 13.НПАОП 0.00-4.33-99. Положення щодо розробки планів локалізації та ліквідації аварійних ситуацій і аварій. Наказ Держнаглядохоронпраці від 17.06.1999 р. № 112.
- 14.Методичні рекомендації до виконання розділу «Охорона праці і безпека у надзвичайних ситуаціях» у магістерській дисертації для студентів енергетичних спеціальностей за освітньо-кваліфікаційним рівнем «магістр професійний» / Укл.: Л. Д. Третьякова. – К.: КПІ ім. І. Сікорського, ФЕА, 2023. – 59 с.