

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

**Факультет електроенерготехніки та автоматики
Кафедра автоматизації енергосистем**

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

О.І. Толочко

(підпис)

(ініціали, прізвище)

“11” червня 2020 р.

**Дипломний проект
на здобуття ступеня бакалавра**

зі спеціальності (спеціалізації) 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка (Управління, захист та автоматизація енергосистем)

на тему: Система збору осцилограм аварійних процесів на підстанції 35/10 кВ

Виконала: студентка III курсу, групи ЕК-зп71
(шифр групи)

Дзісяк Вікторія Вікторівна
(прізвище, ім'я, по батькові)

(підпис)

Керівник : Старший викладач Настенко Д. В.
(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище та ініціали)

(підпис)

Консультант: _____
(назва розділу) (посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище, ініціали) (підпис)

Рецензент: _____
(посада, науковий ступінь, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали) (підпис)

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

Студент _____
(підпис)

Київ – 2020 року

НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ ІМЕНІ ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»

Факультет електроенерготехніки та автоматики

Кафедра автоматизації енергосистем

Рівень вищої освіти – перший (бакалаврський)

Спеціальність (спеціалізація) 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка (Управління, захист та автоматизація енергосистем)

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

_____ О.І.Толочко
(підпис) (ініціали, прізвище)

“11” червня 2020 р.

ЗАВДАННЯ

на дипломний проект студентці

Дзісяк Вікторії Вікторівні

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту :Система збору осцилограм аварійних процесів на підстанції 35/10 кВ

Керівник проекту :Настенко Дмитро Васильович

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом по університету від «28» квітня 2020 р. №1050-с

2. Термін подання студентом проекту :11.06.2020

3. Вихідні дані до проекту: Підстанція 35 / 10 кВ.

4. Зміст пояснювальної записки: Електрична підстанція 35/10кВ. Релейний захист. Система збору осцилограм.

5. Перелік графічного матеріалу (із зазначенням обов'язкових креслеників, плакатів, презентацій тощо). Електрична схема підстанції 35/10кВ. Розстановка релейного захисту. Схема системи збору осцилограм аварійних процесів.

6. Дата видачі завдання 31 січня 2020 року

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проекту (роботи)	Строк виконання етапів проекту (роботи)	Примітка
1	Знайомство з підстанцією	01.02.-16.02.20	
2	Підготовка розділу I	17.02-29.02.20	
3	Підготовка розділу II	01.03-15.03.20	
4	Розробка програмного забезпечення	15.03-31.03.20	
5	Оформлення розділу III	01.04-12.04.20	
6	Оформлення графічної частини	15.04-30.04.20	
7	Оформлення пояснювальної записки	01.05-10.05.20	
8			
9			

Студент : _____
(підпис)

В. В. Дзісяк
(ініціали, прізвище)

Керівник проекту (роботи) : _____
(підпис)

Д. В. Настенко
(ініціали, прізвище)

ВІДОМІСТЬ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТУ

№ з/п	Формат	Позначення	Найменування	Кількість листів	Примітка
1	A4		Завдання на дипломний проект	1	
2	A4	141.7105.001 ДБ	Пояснювальна записка	56	
3	A1	141.7105.001 ТК1	Електрична схема підстанції 35/10 кВ	1	
4	A1	141.7105.001 ТК2	Релейний захист підстанції 35/10 кВ	1	
5	A1	141.7105.001 ТК3	Схема збору осцилограм	1	

					<i>141.7105.001 ДБ</i>		
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	Відомість дипломного проекту		
Розроб.	Дзісяк В.В.						
Перевірив	Настенко Д.В.						
Реценз.							
Н. Контр.	Настенко Д.В.						
Затверд.	Толочко О.І.				КПІ ім. Ігоря Сікорського ФЕА, ЕК-зп71		
					Літ. Арк. Аркушів		
					3 1		

Пояснювальна записка до дипломного проекту
на тему: « Система збору осцилограм аварійних процесів на
підстанції 35/10 кВ »

Київ – 2020 року

РЕФЕРАТ

Бакалаврська робота складається з пояснювальної записки - 56 аркушів, 15 рисунків, 13 таблиць, графічний матеріал – 3 аркуші креслення.

Дослідження системи збору осцилограм аварійних процесів на підстанції 35 / 10 кВ.

Мета дослідження - Є створення системи збору осцилограм для різних типів пристроїв.

Об'єкт дослідження - Пристрої збору осцилограм на підстанції REF615 та REB615.

Предмет дослідження - Пристрій захисту трансформатора RET призначений для захисту, управління, вимірювання і контролю двообмоткових силових трансформаторів та блоків генератор-трансформатор в розподільних мережах. REF615 спеціальний інтелектуальний електронний пристрій управління і захисту фідерів, призначене для захисту, управління, вимірювання і контролю в розподільних мережах енергооб'єктів і промислових підприємств, включаючи радіальні, кільцеві мережі, мережі складної конфігурації, мережі з об'єктами розподіленої генерації або без них.

Результат роботи - Успішно підібрані захисні пристрої для захисту та збору сигналів аварійних процесів та розгляд типової підстанції 35/10 кВ.

Ключові слова: АВТОМАТИЗАЦІЯ, ПІДСТАНЦІЯ, СИСТЕМА, РЕГУЛЮВАННЯ, ЖИВЛЕННЯ, ОСЦИЛОГРАМ, КОРОТКЕ ЗАМИКАННЯ.

ABSTRACT

Bachelor's work consists of an explanatory note - 56 sheets, 15 drawings, 13 tables, graphic material - 3 sheets of drawing.

Relevance of the topic - a study of the system for collecting oscillograms of emergency processes in the substation 35/10 kV.

The purpose of the study - is to create a system of collecting waveforms for different types of devices.

Object of the research - oscillogram acquisition devices at the substations REF615 and REB615.

Subject of study - transformer protection device RET is designed to protect, control, measure and monitor two-winding power transformers and generator-transformer units in distribution networks. REF615 is a special intelligent electronic control and feeder protection unit designed for protection, control, measurement and monitoring in distribution networks of power facilities and industrial enterprises, including radial, ring networks, networks of complex configuration, networks with or without distributed generation objects.

Result of work - Successfully selected protective devices for protection and collection of signals of emergency processes and consideration of a typical 35/10 kV substation.

Key words: AUTOMATIZATION, SUBSTANSION, SYSTEM, REGULATION, POWER, OSCILLOGRAM, SHORT CIRCUIT.

					141.7105.001 ДБ	Лист 6
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК ПРИЙНЯТИХ СКОРОЧЕНЬ.....	8
ВСТУП.....	9
1 ОПИС ПІДСТАНЦІЇ 35 \ 10 КВ.....	10
1.1. Загальна характеристика підстанції.....	11
1.2. Навантаження підстанції і перевірка вибору числа і потужності трансформаторів.....	12
1.3. Розрахунок струмів короткого замикання.....	13
1.4. Перевірка вибору вимикача в ланцюзі трансформатора.....	15
1.5. Вибір вимикача в ланцюзі відгалуження.....	17
1.6. Перевірка вибору роз'єднувачів в живлячому ланцюзі трансформатора на стороні 35 кВ.....	19
1.7. Перевірка вибору роз'єднувачів на стороні 10 кВ.....	22
1.8. Вибір вимірювальних трансформаторів.....	24
Висновки.....	25
2 ОСНОВНІ ПОНЯТТЯ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ.....	26
2.1.1. Захист трансформатора.....	29
2.1.2. Струмова відсічка.....	29
2.1.3. Максимальний струмовий захист.....	31
2.1.4. Диференційний захист.....	33
2.1.5. Газовий захист.....	34
2.2. Пристрій захисту фідера RET.....	35
2.2.3. Захист приєднань 10-35 кВ.....	36
2.2.4. Пристрій управління і захисту фідера REF615 (МЕК).....	38
Висновки.....	41
3 СИСТЕМА ЗБОРУ ОСЦИЛОГРАМ АВАРІЙНИХ ПРОЦЕСІВ.....	42
3.1.1. Ethernet.....	45
3.1.2. FTP-сервер.....	46
3.1.3. Опис формату розширення COMTRADE.....	47
Висновки.....	54
ВИСНОВКИ.....	55
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ.....	56

					141.7105.001 ДБ	Лист 7
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ПЕРЕЛІК ПРИЙНЯТИХ СКОРОЧЕНЬ

ВРП – відкритий розподільчий пристрій;

ЗРП – закритий розподільчий пристрій;

РЗ – релейний захист;

РЗА – релейний захист та автоматика;

КЗ (к. з.) – коротке замикання;

в. п. – власні потреби;

РП – розподільчий пристрій;

К.Л. – кабельна лінія;

ЗП – заземлюючий пристрій;

ТС – трансформатор струму;

ТН – трансформатор напруги;

НН – низька напруга трансформатора;

ВН – висока напруга трансформатора;

МСЗ – максимальний струмовий захист;

СВ – струмова відсічка;

ЗСЗ – захист від замикань на землю;

ДЗТ – диференційний захист трансформатора.

ВСТУП

На сучасному етапі інформатизації суспільства все більшого поширення в різноманітних сферах життя набувають комп'ютерні технології, вони виступають як один із інструментів пізнання. Тому однією із задач вищої освіти є підготовка фахівця, який вільно орієнтується у світовому інформаційному просторі, який має знання та навички щодо пошуку, обробки та зберігання інформації, використовуючи сучасні комп'ютерні технології. Цей напрямок вважається перспективним, адже в цілому освіта характеризується як велика система, якісне функціонування якої неможливе без використання сучасних телекомунікаційних і комп'ютерних засобів зберігання, опрацювання, передавання, подання інформації. Проблема полягає в ефективному застосуванні комп'ютерних програм, тому що часто фахівці не завжди, знаючи добре комп'ютер, можуть використовувати їх ефективно під час навчання та роботи. Тому метою дипломного проекту є аналіз та висвітлення основних переваг та проблем, які виникають при використанні комп'ютерних технологій у навчальному процесі, а саме освоєння фахових дисциплін на прикладі застосування Програми Осцилограм під час практичного навчання.

1.ТЕХНІЧНИЙ ОПИС ЗАДАНОГО ЕНЕРГООБ'ЄКТА

1.1. Електричні підстанції

Електрична підстанція – це електроустановка, яка призначена для перетворення а також розподілу електричної енергії. Електричні розподільчі пристрої, які не входять до до складу підстанції мають назву розподільчий пункт.

Підстанція 35 / 10 кВ спроектована для живлення побутових і сільськогосподарських споживачів в середині 70-х років. У той час в зоні дії підстанції розташовувалися великі сільськогосподарські підприємства. На даний момент багато хто з цих підприємств закрилися або працюють не на повну потужність. Внаслідок цього, навантаження підстанції невелика (значно менша за номінальну). Підстанція живить споживачів другої і третьої категорії. Електрична схема підстанції наведена на рис. 1.1.

Живлення підстанції здійснюється по двох лініях 35 кВ - Мота і Зоря, між якими включена міжлінійна перемичка з вимикачем ВТ-35 / 800-12,5У1. У лінії міжлінійної перемички також встановлені два роз'єднувача РНДЗб-35/1000 для забезпечення видимого розриву ланцюга.

На шини 10 кВ живлення подається через трансформатори типу ТМН-4000 / 35-73У1. У ланцюзі кожного трансформатора також встановлено вимикач ВТ-35 / 800-12,5У1.

Шини 10 кВ секціонованим вимикачем ВМГ 10/630.

					141.7105.001 ДБ		
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	Технічний опис заданого енергооб'єкта		
Розроб.	Дзісяк В.В.						
Перевірив	Настенко Д.В.						
Реценз.							
Н. Контр.	Настенко Д.В.						
Затверд.	Толочко О.І.				КПІ ім. Ігоря Сікорського ФЕА, ЕК-зп71		
					Літ.	Арк.	Аркушів
						10	15

Від шин 10 кВ проводиться живлення 12 ліній (ЛТП-544, ЛТП-507, ЛТП-557, ЛТП-539-1, ЛТП-540-1, ЛТП-687, ЛТП-541-1, ЛТП-541-2, ЛТП-630, ЛТП-540-2, ЛТП-539-2, ЛТП-340).

На кожному приєднанні встановлені:

- Вимикач ВМГ-10/630;
- Роз'єднувач РВЗ-10/630;
- Трансформатор струму ТВЛМ-10/150 (ТВЛМ-10/50, ТВЛМ-10/100);

Для вимірювання напруги на шинах 35 та 10 кВ встановлені вимірювальні трансформатори напруги.

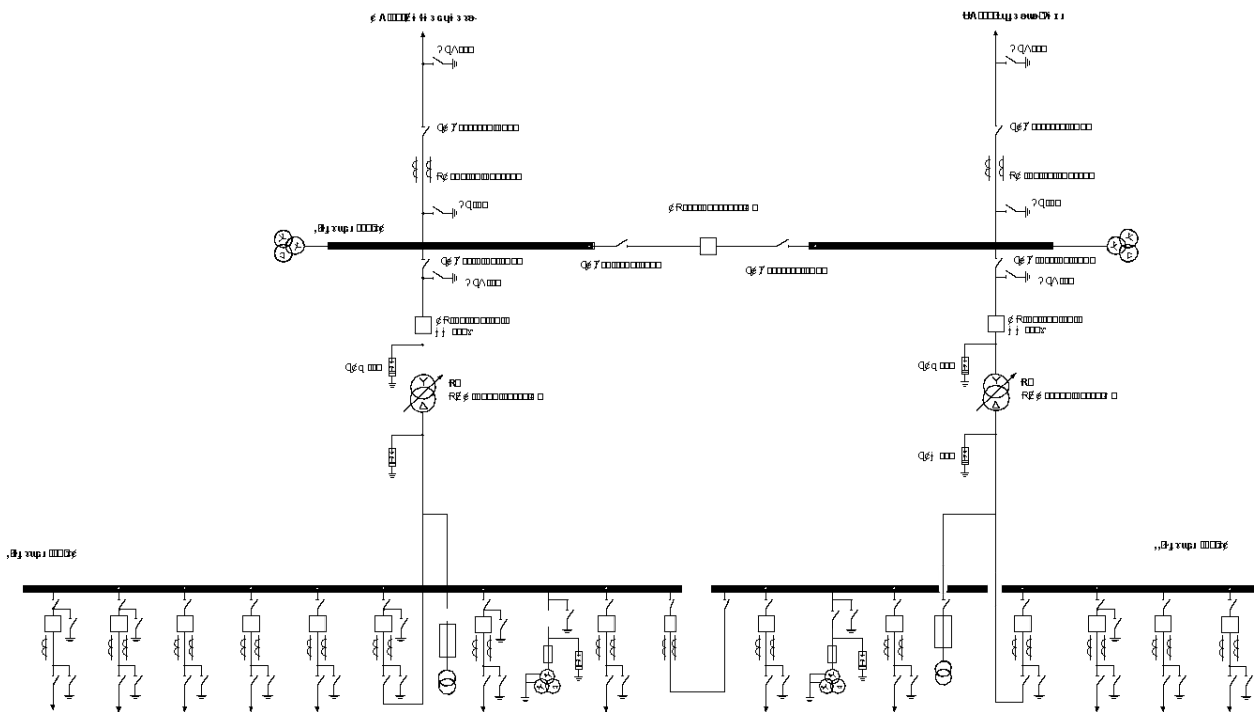


Рисунок 1.1 - Електрична схема підстанції 35 / 10кВ

1.2 Навантаження підстанції та перевірка вибору числа і потужності трансформаторів.

Вибір потужності трансформаторів проводиться за сумарною максимальному навантаженні підстанції за розрахунковий період. При відсутності резервних зв'язків по мережах нижчої напруги потужність кожного трансформатора вибирають рівною $0,65-0,7 S_{max}$.

де: S_{Tr} - встановлена потужність трансформаторів;

S_{max} - максимальне навантаження на шинах нижчої напруги в розрахунковий період часу.

На підстанції «Каа» за 2003 рік $S_{max} = 2,946 \text{ МВА}$.

На підстанції «Каа» встановлено два трансформатора, для забезпечення надійності живлення споживачів. Потужність кожного трансформатора обрана таким чином, за для комфортного відключення одного, та підключення іншого, а також щоб інший міг забезпечити задану потужність без порушень вимог ПТЕ згідно перевантажувальної здатності.

$$S_{max} = 2,946 \text{ МВА}$$

$$S_H = 0,7 \cdot 2,946 = 2,062 \text{ МВА}$$

На підстанції встановлені трансформатори ТМН-4000/35. Це пов'язано з тим, що на момент проектування підстанції навантаження на шинах нижчої напруги була значно вище.

Паспортні дані трансформатора ТМН-4000/35 наведені в табл.1.1:

Таблиця 1.1 - Паспортні дані трансформатора ТМН-4000/35

S _{НОМ} , МВА	Пределы регулирования, %	U _{НОМ} , кВ		u _к ,	ΔP _{кз} ,	ΔP _{хх} ,	I _{хх} ,	R _т ,	X _т ,	ΔQ _{хх} ,
		ВН	НН	%	кВт	кВт	%	Ом	Ом	квар
4	±6×1,5	35	10,5	7,5	33,5	6,7	1,0	2,8	25,2	40

1.3 Розрахунок струмів короткого замикання

Для розрахунку струмів короткого замикання наведемо схему заміщення підстанції (рис.1.2.).

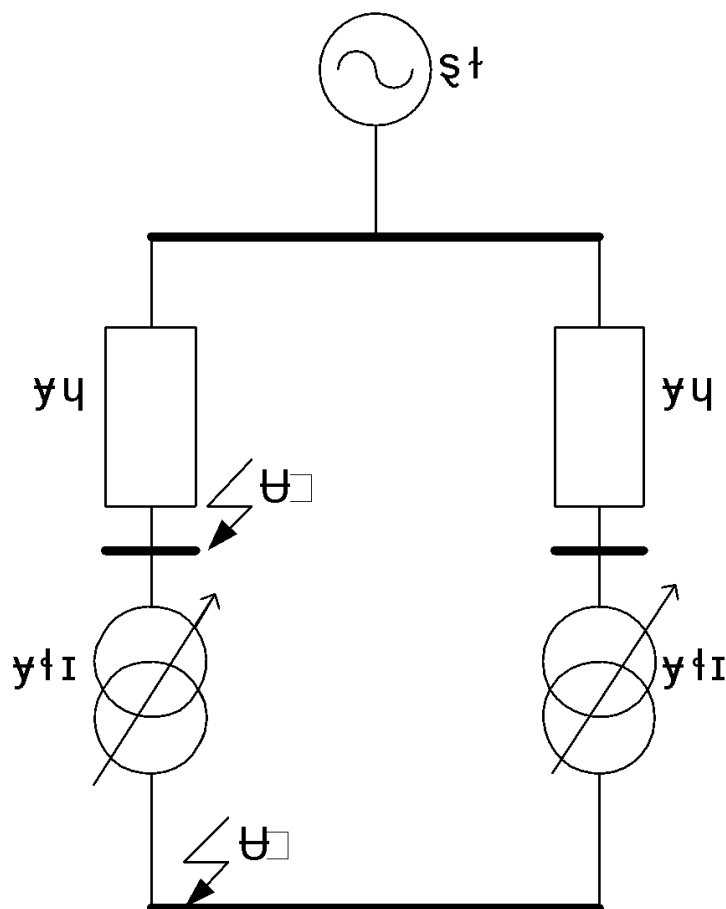


Рисунок 1.2 - Схема заміщення для розрахунку схеми короткого замикання струмів

Розрахунок опору у відносних одиницях:

$$X_{л*} = L \cdot X_0 \frac{S_6}{U_{ср}^2} = 14 \cdot 0,4 \frac{4}{37^2} = 0,0164 \text{ о.е.}$$

$$X_{тр*} = \frac{U_k}{100} = \frac{7,5}{100} = 0,075 \text{ о.е.,}$$

де: $X_{л*}$ - опір ЛЕП у відносних одиницях;

L – довжина проводів;

X_0 – питомий опір проводів;

S_6 – базисна потужність;

$U_{ср}$ – робоча напруга ЛЕП;

$X_{тр*}$ - опір трансформатора в відносних одиницях;

U_k – напруга короткого замикання.

Розрахунок періодичної складової струму трифазного короткого замикання:

Для точки К1:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{4}{\sqrt{3} \cdot 37} = 0,063 \text{ кА}$$

$$I_{0,п*}^{(3)} = \frac{1}{X_{л*}} = \frac{1}{0,0164} = 61,116$$

$$I_{0,п}^{(3)} = I_{0,п*}^{(3)} \cdot I_6 = 61,116 \cdot 0,063 = 3,85 \text{ кА}$$

$$I_{0,п}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{0,п}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} 3,85 = 3,334 \text{ кА}$$

Для точки К2:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{4}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 0,22 \text{ кА}$$

$$I_{0,п*}^{(3)} = \frac{1}{X_{л*} + X_{тр*}} = \frac{1}{0,0164 + 0,075} = 10,941$$

$$I_{0,п}^{(3)} = I_{0,п*}^{(3)} \cdot I_6 = 10,941 \cdot 0,22 = 2,407 \text{ кА}$$

Ударний коефіцієнт для системи, пов'язаної з шинами:

на стороні 10кВ: $k_{уд}=1,85$; $T_a=0,06$;

на стороні 35кВ: $k_{уд}=1,8$; $T_a=0,05$;

Миттєвий ударний струм:

на стороні 10кВ: $i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{к2} = \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 2,407 = 6,297 \text{ кА}$

на стороні 35кВ: $i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{к1} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 3,85 = 9,8 \text{ кА}$

З розрахунку струмів короткого замикання мережі 10кВ видно, що вони не перевищують 20кА і, отже, реактори в ланцюгах відгалужень для зменшення струмів короткого замикання при виборі вимикачів не потрібно.

Передбачено використання обладнання з класом ізоляції А (нормальне виконання).

Перевірка апаратури проводиться в режимі короткого замикання за умовами термічної стійкості для шин, термічної і динамічної стійкості для вимикачів. Вимикачі перевіряють також по відключаючій здібності.

1.4 Перевірка вибору вимикача в ланцюзі трансформатора

Згідно [1] вимикач вибираємо по напрузі установки $U_{уст}$ і по тривалому току відповідно до умов:

$$U_{уст} \leq U_{max} ;$$

$$I_{утж} \leq I_n ;$$

$$i_{уд} \leq i_{дин} ;$$

$$I_{по} \leq I_{дин} ;$$

$$B_{к.расч} \leq I_T^2 \cdot t_T ;$$

Струм утяжеленого режиму визначається при зниженні напруги на 5%:

$$I_{\text{утж}} = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot 0,95} = \frac{2,062}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 0,95} = 0,036 \text{ кА}$$

На підстанції встановлено вимикач ВП-35-400-5, паспортні дані якого наведені в табл. 1.2

Таблиця 1.2 - Паспортні дані вимикача ВП-35-400-5

Номінальна напруга, кВ	35
Номінальна потужність відключення, МВА	300
Номінальний струм, кА	0,4
Номінальний струм відключення, кА	5
Номінальний струм динамічної стійкості (діюче значення), кА	16
Граничний струм термічної стійкості, кА	10
Допустимий час дії I _{пр} , з	4
Власний час відключення, з	0,15

Перевірка обраного вимикача на термічну стійкість:

$$W_{\text{к.расч}} \leq I_{\text{п.0}}^2 \cdot t_{\text{терм}}$$

$$W_{\text{к.расч}} = I_{\text{п.0}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 3,334^2 \cdot (0,15 + 0,06) = 2,334 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$W_{\text{к.кат}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 10^2 \cdot 4 = 400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

де: ВК - теплової імпульс.

Перевірка на включає здатність:

$$I_{\text{п.0}} = 2,407 \text{ кА} < I_{\text{откл}} = 5 \text{ кА}$$

$$i_{\text{уд}} = 6,297 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 16 \text{ кА}$$

Зведемо розрахункові та каталожні дані в табл. 1.3

Таблиця 1.3 - Порівняння розрахункових і каталожних даних

Розрахункові параметри	Каталожні дані	Умови перевірки
$U_{уст}=35 \text{ кВ}$	$U_{max}=37 \text{ кВ},$	$U_{уст} \leq U_{max}$ $35 \text{ кВ} < 37 \text{ кВ}$
$I_{утж}=36 \text{ А}$	$I_n=400 \text{ А}$	$I_{утж} \leq I_n ;$ $36 \text{ А} < 400 \text{ А}$
$I_{по}=2,407 \text{ кА}$	$I_{по}=5 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$ $2,407 \text{ кА} < 5 \text{ кА}$
$i_{уд}=9,8 \text{ кА}$	$i_{дин}=16 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$ $9,8 \text{ кА} < 16 \text{ кА}$
$B_{к.расч}=1,217 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k=400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.расч} \leq I_T^2 \cdot t_T$ $2,334 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

З порівняння даних (табл. 1.3) видно, що обраний вимикач задовольняє всім наведеним вимогам.

1.5 Вибір вимикача в ланцюзі відгалуження

Вимикач вибираємо по напрузі установки $U_{уст}$ і по тривалому току відповідно до умов:

$$U_{уст} \leq U_{max} ;$$

$$I_{утж} \leq I_n ;$$

$$i_{уд} \leq i_{дин} ;$$

$$I_{по} \leq I_{дин} ;$$

$$B_{к.расч} \leq I_T^2 \cdot t_T ;$$

Сила струму утяжеленого режиму визначається при зниженні напруги на 5%:

$$S_H = 0,8$$

$$I_{\text{УТЖ}} = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot 0,95} = \frac{0,8}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,95} = 0,046 \text{ кА}$$

На підстанції встановлено вимикач ВМПЕ-10-630-20, паспортні дані якого наведені в табл. 1.4:

Таблица 1.4 - Паспортні дані вимикача ВМПЕ-10-630-20

Номінальна напруга, кВ	10
Номінальний струм, А	630
Номінальний струм відключення, кА	20
Номінальний струм динамічної стійкості (амплітудне значення), кА	64
Номінальний струм динамічної стійкості (діюче значення), кА	20
Номінальний струм включення, кА	52
Граничний струм термічної стійкості, кА	20
Допустимий час дії $I_{\text{пр}}$, з	8
Власний час відключення, з	0,1

Перевірка обраного вимикача на термічну стійкість:

$$W_{\text{К.РАСЧ}} \leq I_{\text{П.0}}^2 \cdot t_{\text{ТЕРМ}}$$

$$W_{\text{К.РАСЧ}} = I_{\text{П.0}}^2 \cdot (t_{\text{ОТКЛ}} + T_a) = 2,407^2 \cdot (0,01 + 0,06) = 0,406 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$W_{\text{К.КАТ}} = I_{\text{ТЕРМ}}^2 \cdot t_{\text{ТЕРМ}} = 20^2 \cdot 8 = 3200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} ,$$

де: ВК - теплової імпульс.

Перевірка на включає здатність:

$$I_{п.0} = 2,407 \text{ кА} < I_{вкл} = 20 \text{ кА}$$

$$i_{уд} = 6,297 \text{ кА} < i_{вкл} = 52 \text{ кА}$$

Зведемо розрахункові та каталожні дані в табл. 1.5

Таблица 1.5 - Порівняння розрахункових і каталожних даних

Розрахункові параметри	Каталожні дані	Умови перевірки
$U_{уст}=10,5 \text{ кВ}$	$U_{max}=12 \text{ кВ},$	$U_{уст} \leq U_{max} ;$ $10,5 \text{ кВ} < 12 \text{ кВ}$
$I_{утж}=46 \text{ А}$	$I_{н}=630 \text{ А}$	$I_{утж} \leq I_{н} ;$ $46 \text{ А} < 630 \text{ А}$
$I_{по} = 2,407 \text{ кА}$	$I_{п0}=20 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{дин}$ $2,407 \text{ кА} < 20 \text{ кА}$
$i_{уд}=6,297 \text{ кА}$	$i_{дин}=52 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$ $6,297 \text{ кА} < 52 \text{ кА}$
$B_{к.расч}=0,406 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к}=3200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.расч} \leq I_{т}^2 \cdot t_{т}$ $0,406 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 3200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

В ході порівняння даних (табл.1.5) Видно, що обраний вимикач задовольняє всім наведеним вимогам.

1.6 Перевірка вибору роз'єднувача в живильної ланцюга трансформатора на стороні 35 кв.

Роз'єднувачі, отделители, вимикачі навантаження і короткозамикачі вибирають за номінальними значеннями напруги і тривалого струму і перевіряють на електродинамічну і термічну стійкість при КЗ. Умови вибору роз'єднувача:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{max}} ;$$

$$I_{\text{утж}} \leq I_{\text{н}} ;$$

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}} ;$$

$$I_{\text{по}} \leq I_{\text{дин}} ;$$

$$B_{\text{к.расч}} \leq I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} ;$$

На підстанції «Каа» на живильних лініях встановлені роз'єднувачі РВЗ-1-35 / 630УЗ, паспортні дані якого наведені в табл. 1.6

Таблиця 1.6 - Паспортні дані роз'єднувачі РВЗ-1-35/630У

Номінальна напруга, кВ	35
Максимальна напруга, кВ	40,5
Номінальний струм, кА	0,63
Номінальний струм відключення, кА	20
Номінальний струм динамічної стійкості (амплітудне значення), кА	51
Номінальний струм динамічної стійкості (діюче значення), кА	20
Граничний струм термічної стійкості, кА	20
Допустимий час дії Іпр, з	4

Перевірка обраного вимикача на електродинамічну стійкість.

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}} ;$$

$$I_{\text{по}} \leq I_{\text{дин}} ;$$

де: ІПО - початкове значення періодичної складової струму КЗ в ланцюзі вимикача;

ІУД - ударний струм КЗ в ланцюзі короткозамикача;

$$I_{\text{утж}} = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot 0,95} = \frac{2,062}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 0,95} = 0,036 \text{ кА}$$

Перевірка обраного короткозамикача на термічну стійкість:

Припустимо, що витримка часу спрацьовування МТЗ дорівнює 1.2 з.

$$B_{\text{к.расч}} \leq I_{\text{п.0}}^2 \cdot t_{\text{терм}}$$

$$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{п.0}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 3,334^2 \cdot (1,2 + 0,06) = 14,006 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{\text{к.кат}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 20^2 \cdot 4 = 400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad \text{де: } B_{\text{к}} - \text{тепловий імпульс.}$$

Зведемо розрахункові та каталожні дані в табл. 1.7.

Таблиця 1.7 - Порівняння розрахункових і каталожних даних

Розрахункові параметри	Каталожні дані	Умови перевірки
$U_{\text{уст}}=35 \text{ кВ}$	$U_{\text{max}}=40,5 \text{ кВ},$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{max}} ;$ $35 \text{ кВ} < 40,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{утж}}=67 \text{ А}$	$I_H=630 \text{ А}$	$I_{\text{утж}} \leq I_H ;$ $67 \text{ А} < 630 \text{ А}$
$I_{\text{по}}=3,334 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}}=20 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{дин}}$ $3,334 \text{ кА} < 20 \text{ кА}$
$i_{\text{уд}}=9,8 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}}=52 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$ $9,8 \text{ кА} < 52 \text{ кА}$
$B_{\text{к.расч}}=7,23 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.расч}} \leq I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}}$ $14,006 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Обраний роз'єднувач задовольняє всім наведеним вимогам.

1.7 Перевірка вибору роз'єднувача на боці 10 кВ

Умови вибору роз'єднувача:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{max}} ;$$

$$I_{\text{утж}} \leq I_{\text{н}} ;$$

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}} ;$$

$$I_{\text{по}} \leq I_{\text{дин}} ;$$

$$B_{\text{к.расч}} \leq I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} ;$$

На підстанції «Каа» на лініях, що відходять встановлені роз'єднувачі РВЗ-10 / 630-1-УЗ, паспортні дані якого наведені в табл.1.8

Таблица 1.8 - Паспортні дані роз'єднувачі РВЗ-10/630-1-УЗ

Номінальна напруга, кВ	10
Максимальна напруга, кВ	12
Номінальний струм, кА	0,63
Номінальний струм відключення, кА	20
Номінальний струм динамічної стійкості (амплітудне значення), кА	52
Номінальний струм динамічної стійкості (діюче значення), кА	20
Граничний струм термічної стійкості, кА	20
Допустимий час дії Іпр, з	4

Перевірка обраного вимикача на електродинамічну стійкість.

Перевірка обраного короткозамикача на термічну стійкість:

Припустимо, що витримка часу спрацьовування МТЗ дорівнює 1.2 с.

$$B_{\text{к.расч}} \leq I_{\text{п.0}}^2 \cdot t_{\text{терм}}$$

$$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{п.0}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 2,407^2 \cdot (1,2 + 0,06) = 7,23 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{\text{к.кат}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 20^2 \cdot 4 = 400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} ,$$

де: ВК - теплової імпульс.

Зведемо розрахункові та каталожні дані в табл.1.9

Таблица 1.9 Порівняння розрахункових і каталожних даних

Розрахункові параметри	Каталожні дані	Умови перевірки
$U_{\text{уст}}=10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{max}}=12 \text{ кВ},$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{max}} ;$ $10,5 \text{ кВ} < 12 \text{ кВ}$
$I_{\text{утж}}=46 \text{ А}$	$I_{\text{н}}=630 \text{ А}$	$I_{\text{утж}} \leq I_{\text{н}} ;$ $46 \text{ А} < 630 \text{ А}$
$I_{\text{по}}=2,407 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}}=20 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{дин}}$ $2,407 \text{ кА} < 20 \text{ кА}$
$i_{\text{уд}}=6,297 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}}=52 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$ $I_{\text{утж}} = \frac{S_{\text{н}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}} \cdot 0,95} = \frac{0,8}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,95} = 0,046 \text{ кА}$ $6,297 \text{ кА} < 52 \text{ кА}$
$B_{\text{к.расч}}=7,23 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.расч}} \leq I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}}$ $7,23 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Обраний роз'єднувач задовольняє всім наведеним вимогам.

1.8 Вибір вимірювальних трансформаторів

Згідно [1] для вибору вимірювального трансформатора струму (ІТТ) визначають його вторинне навантаження Z_2 або S_2 і порівнюють їх з номінальними величинами $Z_{2\text{ном}}$ і $S_{2\text{ном}}$ в назначеному класі точності, що були взяті з каталогу. Для забезпечення роботи трансформатора у вказаному класі точності Щоб трансформатор працював в заданому класі точності, потрібно задовольнити умову:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}} ;$$

$$S_2 \leq S_{2\text{ном}} ;$$

Вторинна навантаження в Омах визначається за формулою:

$$Z_2 \approx \Sigma z_{\text{пр}} + R_{\text{пров}} + R_{\text{контактів}}$$

Коефіцієнт трансформації ІТТ є відношенням первинного номінального струму до вторинного:

$$k = \frac{I_{\text{н1}}}{I_{\text{н2}}} \approx \frac{\omega_1}{\omega_2}$$

Типи вимірювальних трансформаторів напруги (ІТН) обирають у відповідності до вимірювальних приладів і реле, які підходять під'єднанню до них. Наступним етапом є підрахування очікуваного навантаження трансформаторів та перевірка похибок. У нормальних режимах навантаження трансформатора визначається споживанням під'єднаних вимірювальних приладів та реле. Після визначення навантаження а також відносно заводських характеристик можна судити, в якому класі буде працювати намічений до установки трансформатор а також про придатність трансформатора для живлення приєднаних приладів і реле.

Коефіцієнт трансформації ІТН є відношенням первинної номінальної напруги до вторинної:

$$k = \frac{U_{н1}}{U_{н2}} \approx \frac{\omega_1}{\omega_2}$$

Висновки

В першому розділі бакалаврської роботи було розглянуто головні схеми підстанцій, вдобавок приведена загальна характеристика підстанції 35/10 кВ. В ході виконання розрахунків струмів короткого замикання було видно, що відповідність встановленого обладнання відповідає основним вимогам, які забезпечують нормальну роботу мережі.

					141.7105.001 ДБ	Лист
						25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2. ОСНОВНІ ПОНЯТТЯ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ.

В ході експлуатації електричних мереж вірогідна можливість різних порушень нормального режиму – перевантаження, спади напруги а також короткі замикання, що можуть спровокувати ушкодження та пошкодження і руйнування електричних апаратів та струмопроводу. Причиною аварій можуть бути різні пошкодження ізоляції струмопроводу або неправильні дії персоналу, що обслуговує при оперативних перемиканнях.

РЗ - називають спеціальні засоби і пристрої для захисту, що виконуються за допомогою реле, процесорів, блоків та інших. апаратів, і призначений для відключення силових вимикачів при напрузі понад 1000 В або автоматичних вимикачів при напрузі до 1000 В. Більш часто термін Релейний захист використовується в установках і мережах високої напруги. До систем автоматики в даній роботі віднесені пристрої АПВ, АВР, АЧР, АРТ.

Р.З. - основний засіб захисту ліній, трансформаторів, генераторів, двигунів від аварійних і ненормальних режимів.

До релейного захисту ставляться такі вимоги:

- селективність (вибірковість), тобто здатність захисту самостійно визначати пошкоджену ділянку мережі і відключати тільки цю ділянку,
- швидкодія,
- надійність дії,
- чутливість ,
- простота схеми.

Контрольовані параметри Р.З. Пристрої РЗ можуть контролювати наступні параметри: струм, напруга, потужність, температуру, час, напрямок і швидкість зміни контрольованої величини.

					141.7105.001 ДБ			
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Дзісяк В.В.			Основні поняття релейного захисту	Літ.	Арк.	Аркушів
Перевірив		Настенко Д.В.					26	15
Реценз.						КПІ ім. Ігоря Сікорського ФЕА, ЕК-зп71		
Н. Контр.		Настенко Д.В.						
Затверд.		Толочко О.І.						

Функції релейного захисту. Пристрої РЗ можуть виконувати такі функції:

- захист від К.З міжфазних,
- захист від замикань на землю, в т. ч. 2х-3х і однофазних
- захист від мінімальної напруги;
- захист від внутрішніх пошкоджень в обмотках двигунів, генераторів і трансформаторів.
- захист від асинхронного режиму роботи синхронних двигунів.
- захист від обривів в роторному ланцюзі потужних двигунів.
- захист від тривалого пуску
- диференційний захист (поздовжня і поперечна) великих машин і ліній.

Оперативний струм призначений для живлення ланцюгів управління, захисту, сигналізації і т.п. Оперативним струмом живляться прилади всіх комутаційних апаратів підстанцій. Оперативний струм може бути змінним і постійним, величина напруги зазвичай становить 110-220 В. Оперативний струм на відповідальних підстанціях і установках повинен бути завжди, навіть при втраті живлення головних ланцюгів, тому оперативний струм повинен мати незалежні джерела живлення, в якості яких можуть використовуватися: акумуляторні установки, випрямлячі, генератори, спеціальні блоки живлення. Елементна база РЗ. В якості основних елементів релейного захисту застосовуються реле, в тому числі електромагнітного або інших принципів дії, а також напівпровідникові і мікроелектронні прилади та блоки. *Основні реле.* У схемах РЗіА застосовується багато типів різних реле, а в останні роки - спеціальних блоків і процесорів, що об'єднуються в локальну комп'ютерну мережу. В якості основних застосовуються реле струму, напруги, потужності, частоти, диференціальні реле та блоки диференційного захисту.

2.1 Захист трансформатора

Відповідно для трансформаторів і автотрансформаторів 3 кВ і вище повинні бути передбачені пристрої РЗ від наступних видів пошкоджень і ненормальних режимів роботи:

1. Від міжфазних замикань в обмотках і на висновках.
2. Від однофазних замикань на землю в обмотці і на висновках, приєднаних до мережі з заземленою нейтраллю.
3. Від виткових замикань в обмотках.
4. Від струмів в обмотках, обумовлених зовнішніми КЗ.
5. Від струмів в обмотках, обумовлених перевантаженням.
6. Від зниження рівня масла.
7. Від часткового пробою ізоляції вводів 500 кВ.
8. Від однофазних замикань на землю в мережах 3-10 кВ з ізольованою нейтраллю, якщо трансформатор живить мережу, в якій відключення однофазних замикань на землю необхідно за вимогами безпеки.

Рекомендується, крім того, застосування захисту від однофазних замикань на землю на стороні 6-35 кВ автотрансформаторів з вищою напругою 220 кВ і вище.

- Міжфазні КЗ.
- Трифазні КЗ.
- КЗ за трансформатором.

Всі напруги, опору і струми мають однакову величину у всіх трьох фазах. КЗ за трансформатором може бути зовнішнє (трансформатор не пошкоджений), на висновках трансформатора з боку навантаження і навіть в баку трансформатора.

2.1.1. Струмова відсічка

Струмова відсічка - це різновид максимального струмового захисту з обмеженою зоною дії, призначена для швидкого відключення короткого замикання. Відсічення бувають миттєві і з малою витримкою часу до 0,6 секунд. Відмінність відсічення від мтз у відсутності у струмового відсічення реле часу.

Селективність дії струмового відсічення досягається обмеженням її зони дії. Цей захист відбудовується від струму КЗ в кінці захищається лінії або місця, до якого вона повинна діяти. Нижче розглянемо принцип дії різних струмових отсечек і їх розрахунок.

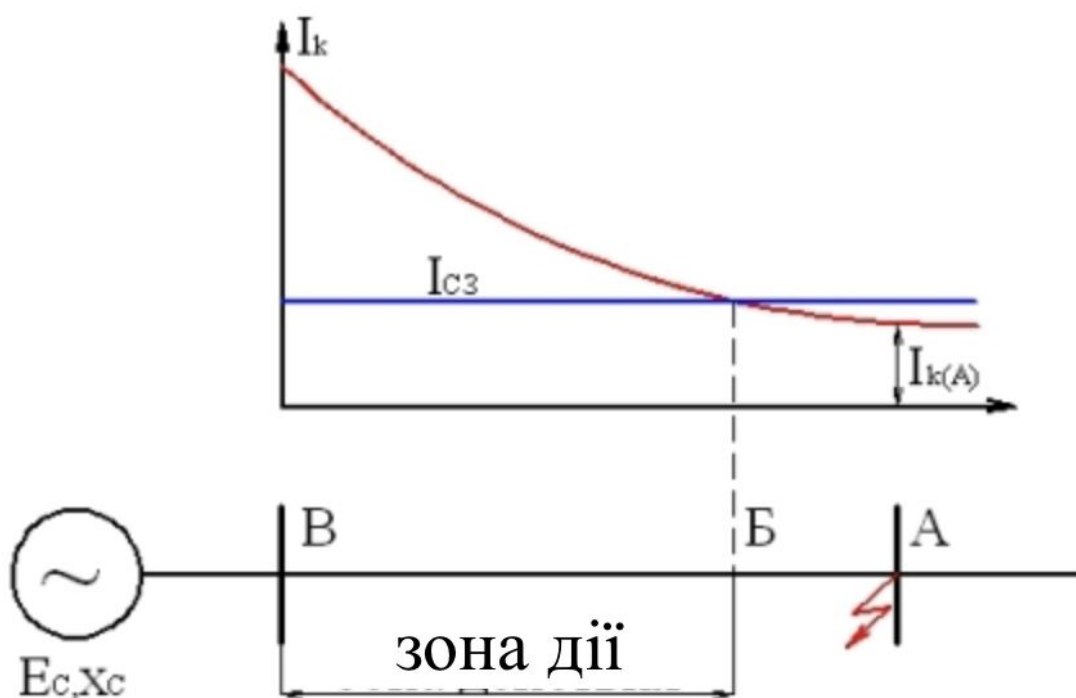


Рис.2.1. Миттєва струмова відсічка на лінії з одностороннім живленням.

Зона дії струмового відсічення визначається графічно. На малюнку наша захищається лінія між точками АВ. Спочатку будується крива залежності значення струму короткого замикання від відстані до точки КЗ. Точка КЗ в нашому прикладі - це кінець лінії, точка А.

Потім будується пряма паралельна осі відстані рівна току спрацьовування відсічення. Область перетину прямої і кривої представляє собою зону дії захисту. У нашому прикладі зона дії захисту - це відрізок ВБ.

Також зону дії струмового відсічення можна визначити за виразом:

$$x_{отс} \% = \frac{100}{x_{л}} \cdot \left(\frac{E_c}{I_{с.з.}} - x_c \right), \text{ де:}$$

- $x_{л}$ - опір лінії, для якої вибираємо захист
- E_c - еквівалентна ЕРС генераторів системи
- x_c - опір системи

Струм спрацьовування захисту визначається за виразом нижче:

$$I_{с.з.} = k_H \cdot I_{K.MAX(A)} \text{ де:}$$

k_H - коефіцієнт надійності

$I_{K.MAX}$ - максимальний струм короткого замикання в кінці лінії

Коефіцієнт надійності враховує похибки при розрахунку струму кз і похибка спрацьовування реле.

Коефіцієнт чутливості відсічення розраховується за виразом:

$$k_{ч} = \frac{I_{K.MAX(B)}}{I_{с.з.}}$$

, де в чисельнику максимальний струм КЗ на початку захищається лінії, в прикладі це точка В, а в знаменнику струм спрацьовування захисту.

2.1.2. Максимальний струмовий захист

При виникненні короткого замикання в електричній системі в більшості випадків зростає струм до величини, що значно перевищує максимальний робочий струм. Захист, що реагує на це зростання, називається струмовий. Струмовий захист є найбільш простими і дешевими. Тому вони широко застосовуються в мережах до 35 кВ включно. Комплекти струмових захистів встановлюються з боку живлення лінії для відключення вимикачів 1, 2, 3. При пошкодженні на одній з ділянок мережі струм ушкодження проходить через все реле. Якщо струм короткого замикання більше струму спрацьовування захистів, ці захисту прийдуть в

дію. Однак, за умовою селективності, спрацювати і відключити вимикач повинна тільки один максимальний струмовий захист - найближчий до місця пошкодження.

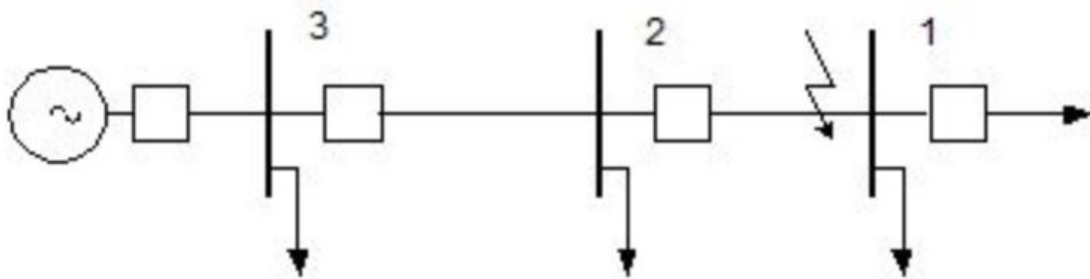


Рис.2.2. Схема дії максимального струмового захисту.

Така дія захисту може бути досягнута двома способами. Перший заснований на тому, що струм ушкодження зменшується при видаленні від місця пошкодження. Вибирається струм спрацьовування захисту більше максимального значення струму на даній ділянці при пошкодженні на наступному, більш віддаленим від джерела живлення. Другий спосіб - створення у захистів витягів часу спрацьовування тим більших, чим ближче захист розташована до джерела живлення.

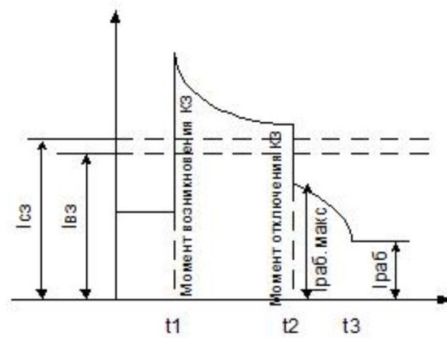


Рис.2.2. Зображення моменту виникнення КЗ.

У момент часу t_1 відбувається коротке замикання. У момент часу t_2 спрацьовує максимальний струмовий захист (МТЗ) і відключає вимикач. Двигуни при короткому замиканні в результаті зниження напруги загальмувалися і ток їх при відновленні напруги збільшився. Тому вводиться коефіцієнт $k_з$ - коефіцієнт самозапуску двигунів. Також вводиться коефіцієнт надійності k_n для обліку різного роду похибок - трансформаторів струму і ін. Після відключення зовнішнього короткого замикання максимальний струмовий захист повинен повернутися в початковий стан. Струм повернення визначається за наступним виразом:

$$I_{вз} = k_n \cdot k_з \cdot I_{раб. макс}$$

Значення струмів спрацьовування і повернення повинні бути близькі. Вводиться коефіцієнт повернення:

$$k_в = I_{вз} / I_{сз}$$

З урахуванням коефіцієнта повернення струм спрацьовування визначається наступним чином:

$$I_{сз} = k_n \cdot k_з \cdot I_{раб. макс} / k_в$$

У «ідеальних» реле коефіцієнт повернення дорівнює 1. Реальні реле захисту мають коефіцієнт повернення менший 1 за рахунок тертя в рухомих частинах та ін. Чим вище коефіцієнт повернення, тим менший струм спрацьовування можна вибрати при заданому навантаженні, отже, тим більш чутливим максимальний струмовий захист.

2.1.3 Диференційний захист

Диференціальний захист - один з найбільш швидкодіючих. Для нього не потрібно витримки за часом, так як при виникненні прецеденту для спрацьовування вже точно відомо, що коротке замикання знаходиться в контрольованій зоні. Диференціальний захист має абсолютну селективність і діє на відключення без витримки часу.

Диференційний захист використовується:

- силових трансформаторів;
- генераторів;
- збірних шин;
- кабельних ліній;
- повітряних ліній.

Принцип роботи диференційного захисту. Основа принципу дії будь-якого дифзахисту - контроль струмів на початку і кінці ділянки, захищеного електричного кола. Для цього використовуються трансформатори струму. При їх розташуванні в межах одного розподільного пристрою вони підключаються до пристрою захисту безпосередньо за допомогою кабелів. Якщо межі ділянки, що захищається розташовані на великій відстані один від одного, що характерно для кабельних або повітряних ліній, використовується два напівкомплекта захисту, з'єднані між собою допоміжною кабельною лінією.

Якщо ці струми на початку і кінці ділянки, що захищається рівні між собою і спрямовані в одну сторону, спрацьовування не відбувається. Так виходить при протіканні номінальних струмів навантаження або при короткому замиканні поза зоною, що захищається (струмів зовнішнього КЗ).

Але якщо пошкодження сталося в зоні, контрольованій захистом, потужність електричної мережі протікає в точку КЗ. При односторонньому харчуванні (для трансформаторів або генераторів) від джерела в сторону захищається. Електроапарати протікає більший струм, ніж віддається ним споживачеві. При двосторонньому (на кабельній або повітряній лінії, що з'єднує між собою мережі з незалежними джерелами живлення) струми на обох кінцях лінії зорієнтовані на точку пошкодження.

2.1.4. Газовий захист

Газовий захист відповідно до ГОСТ 10472-71 призначений для захисту силових трансформаторів з масляним заповненням, забезпечених розширниками, від усіх видів внутрішніх пошкоджень, що супроводжуються виділенням газу, прискореним перетіканням масла з бака в розширювач, а також від витоку масла з бака трансформатора.

Вимірювальним органом газового захисту є газове реле. Газове реле являє собою металеву ємність з двома поплавками (елементами), який врізається в похилий трубопровід, що зв'язує бак трансформатора з розширювачем.

При нормальній роботі трансформатора газове реле заповнене трансформаторним маслом, поплавці знаходяться в піднятому положенні і пов'язані з ними електричні контакти розімкнуті. При незначному пошкодженні в трансформаторі (наприклад, виткове замикання) під впливом місцевого нагріву з масла виділяються гази, які піднімаються вгору, до кришки бака, а потім скупчуються у верхній частині газового реле, витісняючи з нього масло.

При цьому верхній з двох поплавців (елементів) опускається разом з рівнем масла, що викликає замикання його контакту, який діє на попереджувальний сигнал. При серйозному пошкодженні усередині трансформатора відбувається бурхливе газоутворення і під впливом виділення газів масло швидко витісняється з бака в розширювач. Потік масла проходить через газове реле і змушує працювати нижній поплавець (елемент), який дає команду на відключення пошкодженого трансформатора. Цей елемент спрацьовує також і в тому випадку, якщо в баку трансформатора сильно знизився рівень масла (наприклад, при пошкодженні бака і витоку масла).

Газовий захист є дуже чутливим і вельми часто дозволяє виявити пошкодження в трансформаторі в самій початковій стадії. При серйозних пошкодженнях трансформатора газовий захист діє досить швидко: 0,1-0,2 с (при швидкості потоку масла не менше ніж на 25% вище за уставки). Завдяки цим перевагам газовий захист обов'язково встановлюється на всіх трансформаторах потужністю 6,3 МВ-А і більше, а також на всіх внутрішньоцехових понижуючих трансформаторах, починаючи з потужності 630 кВ-А. Допускається установка газового захисту і на трансформаторах від 1 до 4 МВ-А. На трансформаторах з РПН додатково передбачається окремий газовий захист пристрою РПН.

2.2. Пристрій захисту фідера ret

Пристрій захисту трансформатора RET призначений для захисту, управління, вимірювання і контролю двообмоткових силових трансформаторів та блоків генератор-трансформатор в розподільних мережах.

Пристрої RET містять функціональні можливості, що відповідають вимогам конкретного застосування. Крім трифазного диференціального струмового захисту з гальмуванням (з гальмуванням по другій і п'ятій гармоніці) базова версія пристрою включає в себе трифазний максимальний струмовий захист, ненаправлений захист від замикань на землю, захист з гальмуванням від замикань на землю, захист трансформатора від теплового перевантаження і захист від несиметрії фаз.

Ці пристрої, що мають кілька виконань, включають в себе також функцію контролю підвищення і пониження напруги, спрямований захист від замикань на землю, захист по напрузі нульової послідовності, захист від перезбудження, захист від підвищення і зниження частоти і захист від зниження повного опору. Наявність на додаток до цих функцій функції автоматичного регулювання напруги перетворює цей пристрій в даний пристрій управління трансформатором.

Є і спеціальна версія пристрою, до складу якої входить тільки регулятор напруги і функції управління.



Рис.2.2.Зображення пристрою RET 541.

2.2.3. Захист приєднань 10-35 кВ

Спеціальні захисти шин призначені для відключення без витримки часу ушкоджень, що виникають на збірних шинах. На шинах можуть виникати такі ж пошкодження, як і на лініях: однофазні та багатозфазні КЗ в мережах з заземленою нейтраллю, багатозфазні в мережах з ізольованою нейтраллю.

Але КЗ на збірних шинах відбуваються значно рідше, ніж на лінії. Наслідки від КЗ на збірних шинах є більш серйозними з точки зору безпеки обслуговуючого персоналу, стійкості роботи енергосистеми і пошкоджень в точці короткого замикання. Пошкодження на шинах можуть бути відключені без спеціального захисту або резервними захистами ліній, встановленими на сусідніх підстанціях. Відключення походить витримкою часу резервного захисту, а не миттєво, як при наявності спеціального захисту шин. Уповільнення відключення призводить до збільшення розмірів пошкодження в місці КЗ, а в кільцевих мережах може викликати порушення стійкості паралельної роботи. В якості захисту збірних шин електростанцій і підстанцій 35 кВ слід передбачати диференціальний струмовий захист без витримки часу, що охоплює всі елементи, які приєднані до системи або секції шин. Захист повинний бути відбудований від перехідних і сталих струмів небалансу.



Рис. 2.3. Пристрій управління і диференціального захисту лінії RET615

Ідеальна селективність диференційного захисту, яка встановлюється по кінцях захищається лінії. RET615 - це інтелектуальний електронний пристрій управління і пофазного диференційного захисту лінії, встановлюється по кінцях захищеної лінії.

Пристрій призначений для захисту, управління, вимірювання і контролю повітряних і кабельних ліній в розподільчих мережах енергооб'єктів і промислових підприємств, включаючи радіальні, кільцеві і складно замкнуті мережі, мережі з включенням джерел розподіленої генерації або без. RET615 також ідеально підходить для диференційного захисту лінії у випадках, коли в зону захищеної частини лінії входить трансформатор. Є п'ять стандартних конфігурацій RET615. Пристрій призначений для застосування в якості основного захисту повітряних і кабельних ліній, в мережах з ізолюваною нейтраллю, в мережах з нейтраллю, заземленою через активний опір, в мережах з компенсованою або ефективно заземленою нейтраллю, в залежності від стандартної конфігурації. Два пристрої RET615, з'єднаних каналом зв'язку, утворюють схему захисту з абсолютною селективністю. Захист кільцевих і складних розподільних мереж зазвичай вимагає рішень з абсолютною селективністю, такі рішення також можна застосовувати в радіальних мережах з включенням джерел розподіленої генерації.

2.2.4 Пристрій управління і захисту фідера ref615 (мек)

Унікальний пристрій захисту від замикань на землю для підвищення чутливості і селективності



Рис.2.4.Пристрій управління і захисту фідера REF615 (МЕК)

					141.7105.001 ДБ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

REF615 - це спеціальне інтелектуальний електронний пристрій управління і захисту фідерів, призначене для захисту, управління, вимірювання і контролю в розподільних мережах енергооб'єктів і промислових підприємств, включаючи радіальні, кільцеві мережі, мережі складної конфігурації, мережі з об'єктами розподіленої генерації або без них. REF615 - це спеціальний пристрій захисту фідера, призначене для використання в якості основної максимального струмового захисту та захисту від замикань на землю повітряних і кабельних ліній в мережах з ізолюваною нейтраллю, в мережах з нейтраллю, заземленою через резистор, з компенсованій або ефективно заземленою нейтраллю, в залежності від використовуваної стандартної конфігурації. Пристрій REF615 має дванадцять стандартних конфігурацій, дві з них мають максимальну функціональність і можливість настройки відповідно до вимог замовника, одна з них призначена для застосування з датчиками, інша - з традиційними вимірювальними трансформаторами.

Великий портфель захисту від замикань на землю доповнений унікальною мульти частотного захистом на базі контролю комплексної провідності для підвищення чутливості і селективності. Новий захист від замикань на землю призначена для захисту від будь-яких типів замикань: тривалих, перехідних і перемежовуються, і об'єднує в собі надійність і чутливість.

REF615 підтримує стандарт МЕК 61850 для зв'язку і взаємодії пристроїв автоматизації на підстанціях, включаючи МЕК 61850-9-2 LE, з усіма перевагами другої Редакції. Крім того, REF615 підтримує обидва протоколи паралельного резервування: протокол PRP і протокол «безшовного резервування високої доступності» (HSR). Цей пристрій також підтримує протоколи DNP3, МЕК 60870-5-103 і Modbus. Протокол Profibus DPV1 підтримується при використанні перетворювача протоколів SPA-ZC 302.

					141.7105.001 ДБ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

Основні функції REF615

- Спрямована і ненаправленна захист від замикань на землю, чутлива захист від замикань на землю і захист, що працює за принципом виміру гармонійних складових струму замикання на землю, включаючи визначення нестійких замикань на землю в кабельних мережах
- Підтримка стандарту зв'язку і сумісності ІЕС 61850 для наступного покоління пристроїв автоматизації підстанцій
- Покращена функціональність реєстратора аварійних подій включає високу частоту вибірок, збільшену тривалість записів, 8 аналогових і 32 дискретних програмованих каналу
- Надзвичайно швидка триканальна захист від дугових ушкоджень для збільшення безпеки обслуговуючого персоналу, зменшення пошкодження обладнання та мінімізації часу простою
- Повний контроль працездатності системи захисту за допомогою повноцінного моніторингу стану самого реле і первинного обладнання
- Знімні модулі і корпус реле дозволяють використовувати різні типи монтажу, швидку заміну, перевірку та обслуговування
- Один інструмент для завдання уставок, конфігурування внутрішніх сигналів реле і обробки даних реєстратора.

					141.7105.001 ДБ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

Висновки

В даному розділі було детально розглянуто основні поняття та принципи релейного захисту. А також було описано захист трансформатора, струмова відсічка, максимальний струмовий захист, газовий захист. Захист вихідних ліній фідера REF615, пристрій управління і диференціального захисту лінії RET615 за допомогою яких можна збирати дані для зчитування їх в осцилограм.

3. СИСТЕМА ЗБОРУ ОСЦИЛОГРАМ АВАРІЙНИХ ПРОЦЕСІВ.

В сучасному розвитку приділяється велика увага суспільній інформатизації, збору інформації, спрощення роботи з приладами в енергетичній сфері та поширення аналізу системи за допомогою програмного забезпечення використовуючи сучасні комп'ютерні технології. Тому в даному розділі буде розглянута розробка програма для зчитування осцилограм, яка в свою чергу розширює можливості покращення процесу роботи з приладами надаючи можливість попередження аварійних збоїв та обширний аналіз графіків осцилограм. Осцилограм може розглядатися як одна із підсистем програм SCADA. SCADA дозволяє візуалізувати процес виробництва. Ця програма надає наочний огляд всього заводу. З одного або декількох екранів, оператори можуть спостерігати і контролювати весь процес виробництва. Всі загальні налаштування відображаються на екрані і регулюються за допомогою миші та клавіатури. Так само, можна контролювати окремі процеси за допомогою сенсорних екранів. SCADA розроблена для диспетчерського контролю та збору даних. Дане ПО дозволяє збирати, направляти, керувати і візуалізувати дані, отримані від вимірювального і контрольного обладнання, а так само комплектних установок. Система SCADA складається з одного або декількох комп'ютерів з програмним забезпеченням SCADA. Система SCADA дозволяє обмінюватися контрольними даними / інформацією, візуалізувати інформацію для оператора, управляти системою і обробляти дані в звіти або сигнали небезпеки. Осцилограм складається з аналогових та бінарних сигналів. На осцилограмі нові сигнали збираються, а старі сигнали та дані зберігаються на сервері, що в свою чергу спрощує роботу з даними.

Розроб.	Дзісяк В.В.			Система збору осцилограм аварійних процесів	Літ.	Арк.	Аркушів
Перевірів	Настенко Д.В.					42	12
Реценз.					КПІ ім. Ігоря Сікорського ФЕА, ЕК-зп71		
Н. Контр.	Настенко Д.В.						
Затверд.	Толочко О.І.						

Зазвичай пристрої релейного захисту володіють недостатньою кількістю пам'яті для зчитування, через що всі дані та сигнали при отриманні нових видаляють попередню інформацію, що обмежує виробництво в широкому аналізі приборів. Для того щоб збирати сигнали на осцилограм потрібна швидкість мережі не менше 100 мб \ с , також на підстанції повинен бути кабель Ethernet за допомогою якого ми отримуємо стабільне та безперебійне під'єднання. За допомогою стандартного протоколу Internet - FTP здійснюється доступ до зчитування файлів осцилограм.

Початкове робоче вікно програми має такий вигляд:

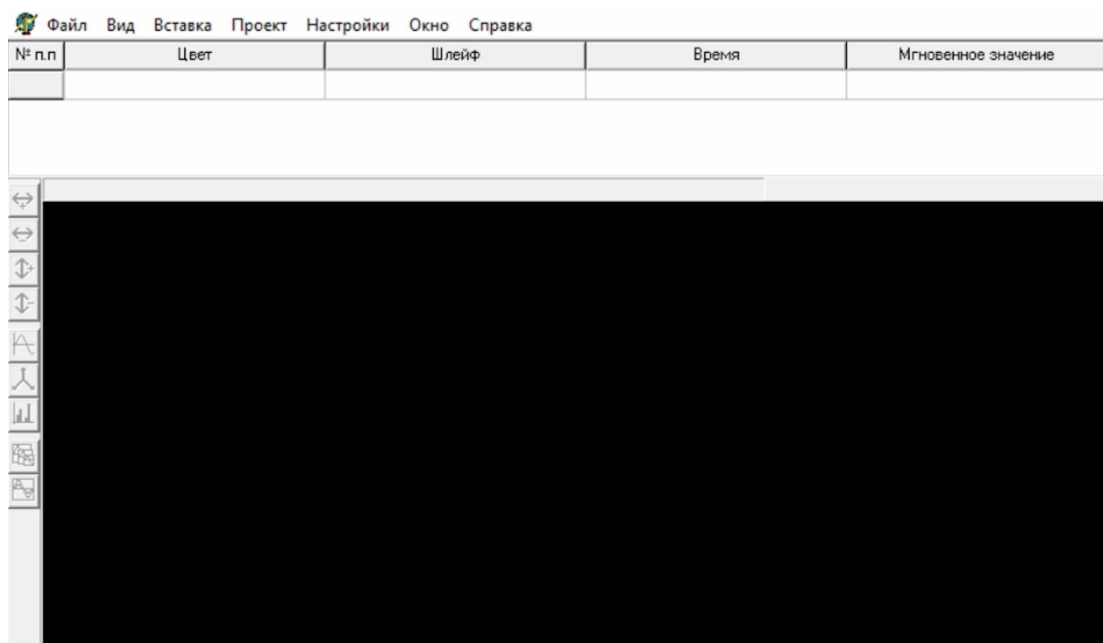


Рис.3.1. Вікно програми осцилограм для перетворення сигналів з пристроїв РЗ.

Наступним кроком імпортуємо дані приладів з підстанції

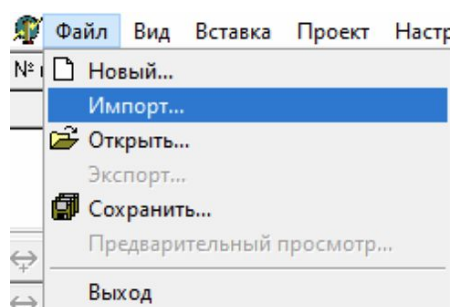


Рис.3.1. Зображення імпорту файлу з даними сигналів.

Без опрацювання даних осцилограм, файл знаходяться у форматі .cfg та мають наступний вигляд:

```
ВЛ-1,11,1997
35,6А,29D
0,Ток фазы А,,,А,40,0,0,-32767,32767,1,1,S
1,Ток фазы В,,,А,40,0,0,-32767,32767,1,1,S
2,Ток фазы С,,,А,40,0,0,-32767,32767,1,1,S
3,Напряжение фазы А,,,В,75,0,0,-32767,32767,1,1,S
4,Напряжение фазы В,,,В,75,0,0,-32767,32767,1,1,S
5,Напряжение фазы С,,,В,75,0,0,-32767,32767,1,1,S
0,Вх. Фиксация отключения ВВ1,,,0
1,Вх. Фиксация включения ВВ1,,,0
2,Вх. Фиксация отключения ВВ2,,,0
3,Вх. Фиксация включения ВВ2,,,0
4,Вх. Сраб. устр. РЗ на откл. 3-х фаз линии,,,0
5,Вх. Откл. ВЛ с противоп. конца (сигнал 1),,,0
6,Вх. Откл. ВЛ с противоп. конца (сигнал 2),,,0
7,Вх. Вкл. ВЛ с противоп. конца (сигнал 1),,,0
8,Вх. Вкл. ВЛ с противоп. конца (сигнал 2),,,0
9,Вх. Включение ВЛ после ремонта,,,0
10,Вх. Устройство АПВ выведено,,,0
11,Вх. ФОЛ с противоположного конца,,,0
12,Вх. ВЛ включена,,,0
13,Вх. ВЛ отключена,,,0
14,Откл. линии по сраб. РЗ,,,0
15,Откл. лин. со стор. устр.ddd,0
16,Фиксация откл. линии,ddd,0
17,ФОЛ с пр. конца,ddd,0
18,Вкл. лин. с пр. конца,ddd,0
19,Норма ВВ,ddd,0
20,Ремонт линии,ddd,0
21,Вкл. линии после ремонта,ddd,0
22,Сформовано кадр РАП,ddd,0
23,Контр. сост. ВЛ откл.ddd,0
24,ФОЛ с пр. конца,ddd,0
25,Вкл. лин. с пр. конца,ddd,0
26,Состояние ВВ не определено,ddd,0
27,Фикс.отсут. тока линии,ddd,0
28,Фикс.отсут. мощн. линии,ddd,0
50
1
1000,2501
05/05/2016,06:49:14.176518
05/05/2016,06:49:14.676518
ASCII
```

Рис.3.1. Зображення файлу .cfg з даними сигналів пристроїв РЗ.

Перетворюємо зчитані дані файлу в осцилограм:

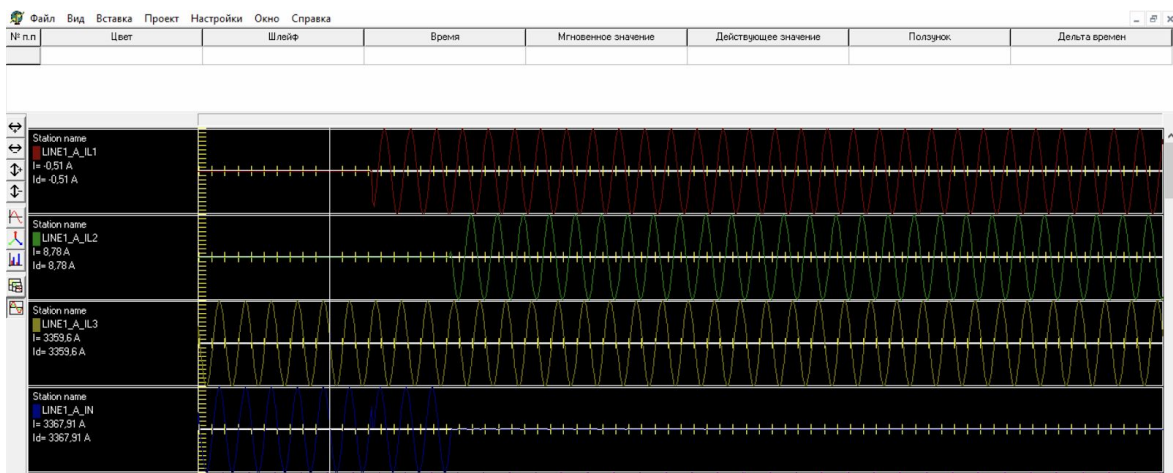


Рис.3.1. Вікно з діаграмою сигналів приборів РЗ.

На даному зображенні чітко видно графіки осцилограм аварійних процесів, а також миттєві значення струмів та напруг, за допомогою яких в процесі роботи пристроїв можна слідкувати за початком роботи обладнання, його нормального стану та максимально швидко виявити пошкодження або перебої у роботі приладів і забезпечити подальшу роботу пристроїв.

На наступному зображенні програми ми бачимо перебої 4х ліній.

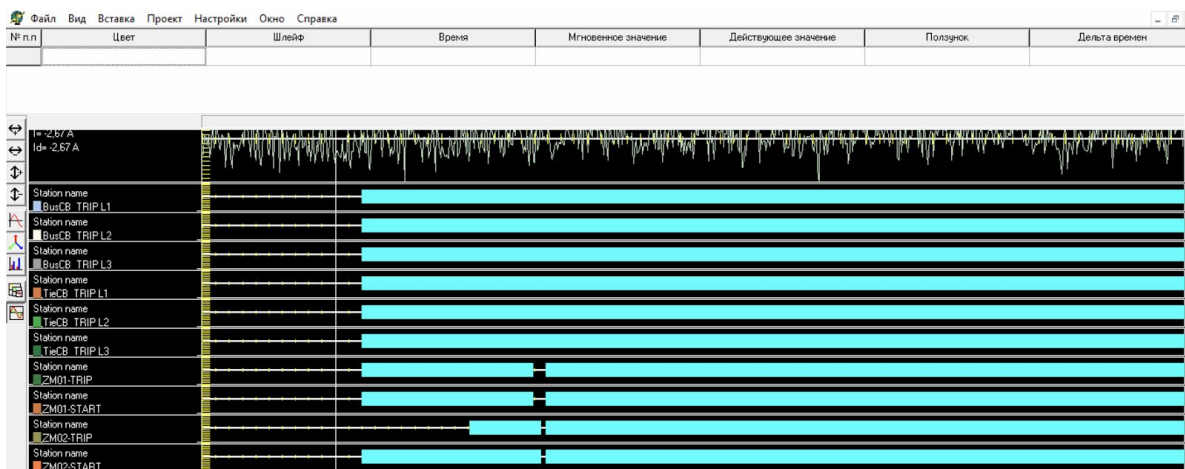


Рис.3.1. Вікно із зображенням перебою сигналів в роботі пристроїв.

Таким чином візуалізація графіків забезпечує виявлення проблем роботи лінії, та дозволяє максимально швидко відреагувати оператору на перебої.

3.1. Ethernet

Ethernet - сімейство технологій пакетної передачі даних між пристроями для комп'ютерних і промислових мереж. Стандарти Ethernet визначають дотягні з'єднання і електричні сигнали на фізичному рівні, формат кадру та протоколи управління доступом до середовища - на канальному рівні моделі OSI. Ethernet в основному описується стандартами IEEE групи 802.3.

Ethernet став найпоширенішою технологією ЛВС в середині 1990-х років, витіснивши такі застарілі технології, як Token Ring, FDDI і ARCNET. Назва «Ethernet» (буквально «ефірна мережа» або «середовище мережі») відображає первісний принцип роботи цієї технології: все, що передається одним вузлом, одночасно приймається всіма іншими (тобто є якась схожість з радіомовленням). В даний час практично завжди підключення відбувається через комутатори (switch), так що кадри, що відправляються одним вузлом, доходять лише до адресата (виняток становлять передачі на широкомовна адресу) - це підвищує швидкість роботи і безпеку мережі.

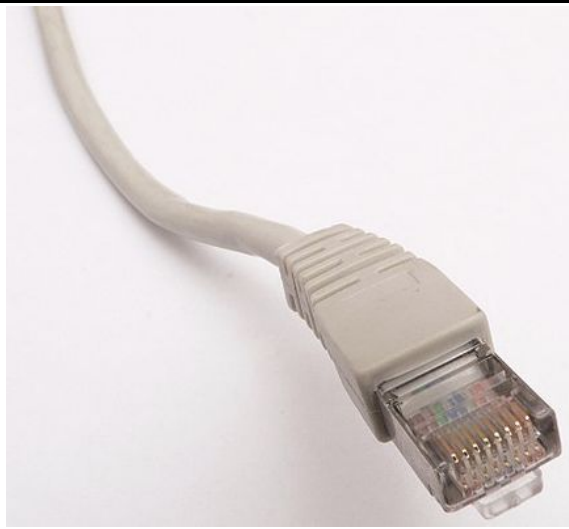


Рис.3.1. Кабель UTP з роз'ємом 8P8C, який використовується в Ethernet-мережах стандартів 10BASE-T, 100BASE-T (x) і 1000BASE-T (x).

3.1.2.FTP-сервер

За допомогою стандартного протоколу Internet - FTP здійснюється доступ до файлів осцилограм. FTP-сервер - це сервер, що працює по File Transfer Protocol (протоколу передачі файлів). Використовується для обміну файлами між комп'ютерами по локальній мережі і інтернету. Ця технологія є однією з найбільш затребуваних для скачування і завантаження даних з / на віддалені сервери, розосереджені по всьому світу.

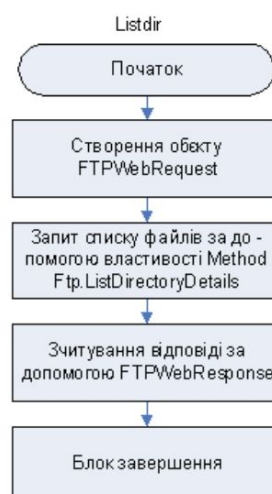


Рис.3.2. Схема процесу отримання файлів осцилограм.

Крім завантаження і вивантаження інформації, доступні різні команди, за допомогою яких можна управляти файлами і каталогами:

- Потрібно аутентифікація.
- Наявність виділеного каналу для кожного з'єднання.
- Підтримка 2-х режимів передачі даних: тексту і бінарного (в двійковій системі). Другий варіант скорочує час і трафік.
- Використання множинного підключення як мінімум двуканального. Через один передаються команди управління і повертаються оброблені відповіді. За допомогою інших здійснюється файлова передача з розрахунку виділений канал на кожну.

3.1.3. Опис формату розширення COMTRADE

COMTRADE загальноприйнятий формат реєстрації осцилограм перехідних процесів (аварій) в енергосистемах. Назва утворена з чотирьох англійських слів:

- COM mon (загальноприйнятий)
- TRA nsient (перехідний)
- D ata (дані)
- E xchange (обмін)

Формат стандартизує процес отримання, аналізу та обміну осциллограмм різних аварій, випробувань (або передачі тестових даних) між різними виробниками обладнання та експлуатуючими організаціями.

COMTRADE розроблений IEEE (Інститут інженерів електротехніки та електроніки, США). Так само відомий як:

- C37.111-1991 IEEE
- C37.111-2013 IEEE
- IEC 60255-24 Ed.2

Осцилограма представляється двома файлами з однаковими іменами але різними розширеннями (наприклад osc1.cfg osc1.dat):

- з розширенням .cfg - інформація про формат .dat, частота, тривалість, кількість каналів і їх тип.
- з розширенням .dat - записані вибірки в форматі тексту або бінарному форматі.

Файл з даними (.dat)*

Містить вибірки аналогових і дискретних каналів. Файл називається так само як і конфігураційний файл, але має розширення .dat.

Формат одного рядка осцилограми:

Таблиця 3.1. Формати рядків осцилограм.

1-е число:	містить номер вибірки даних - ціле число (відлік від 1)
2-е число:	час в мікросекундах від початку осцилограми.
3-е і інші:	<p>містять величини, які представляють аналогові сигнали (напруги і струми) і дискретні сигнали (їх значення в момент вибірки).</p> <p>Одиниці в яких представлені значення аналогових сигналів (струмів і напруг) записані в файлі конфігурації, в рядку належить сигналу (номер рядка конфігурації-номер колонки в даних). Наступні вибірки відокремлюються поверненням каретки і перекладом рядки.</p>

ФОРМАТ значень даних ASCII:

Значення даних повинні представлятися в форматі цілого числа з шести цифр (I6), поділюваних запитом. Дискретні сигнали (I1) представляються одиницями і нулями.

Таблиця 3.1. Формати значення даних ASCII.

1-е число:	наприклад 000002
2-е число:	наприклад 000015
3-е і інші:	наприклад 000111, 000314, 0, 1

ФОРМАТ значень даних BINARY:

Записи фіксованої довжини - все значення 16-bit signed integers, крім номера запису і зсуву мікросекунд - вони 32-bit unsigned integer.

Таблиця 3.1. Формат значень даних binary:

1-е число:	32bit unsigned integer
2-е число:	32bit unsigned integer
3-е і інші:	16-bit signed integers 1 аналоговий канал 16-bit 1 дискретний канал 1-bit

Файл з конфігурацією (*.cfg)

Описує налаштування осцилографування.

Файли конфігурації COMTRADE містять наступну інформацію:

1. Назва та позначення станції;

station_name,id<CR,LF> , де:

- station_name - унікальну назву реєстратора
- id - унікальний номер реєстратора

2. Кількість і тип каналів;

TT,nnt.nnt<CR,LF> , де:

- TT загальна кількість каналів
- nn номер каналу
- t тип входу (А - аналоговий / В -дискретний)

3. Імена каналів, модулів і коефіцієнти перетворення, кожному каналу відповідає рядок виду:

Аналоговий канал:

nn, id ,p, ccccc, uu, a, b, skew, min, max, <CR,LF>

Дискретний канал:

nn, id, m<CR,LF> , де:

Таблиця 3.1. Імена каналів, модулів і коефіцієнти перетворення.

nn	номер каналу
id	ідентифікатор каналу
p	ідентифікатор фази каналу
ssssss	ланцюг / компонент, який контролюється
uu	одиниця виміру в каналі (kV, kA, і т.д.)
a	дійсне число
b	дійсне число
skew	дійсне число. Зрушення часу (в мкс) в каналі з початку відліку
min	ціле, рівне мінімальній величині (нижня межа діапазону) для вибірок цього каналу.
max ц.	ціле, рівне максимальну величину (верхня межа діапазону) для вибірок цього каналу
m	(0 або 1) нормальний стан цього каналу (відноситься тільки до дискретних каналах).

У файлі .dat значення x відповідає $(ax + b)$. Тобто:

- a - калібрування
- b - зсув

Таким чином записи аналогових каналів з файлу .dat переводяться в одиниці виміру uu .

4. Частота мережі.

Lf<CR,LF> , де:

Lf - частота мережі в Гц (50 або 60).

5. Частота дискретизації і число вибірок при цій частоті; Загальна кількість частот дискретизації з подальшим списком, що містить кожен частоту дискретизації і номер останньої вибірки для даної швидкості.

nrates<CR.LF>

ssssl,endsampl<CR,LF>

ssss2,endsamp2<CR,LF>

...

ssssn,endsampn<CR.LF> , де:

- nrates - кількість різних швидкостей дискретизації в файлі даних
 - ssssl-ssssn - частота дискретизації в Гц
 - endsampl-endsampn - номер останньої вибірки для даної швидкості.
6. Дві позначки дата / час:
- для першого значення в файлі даних;
 - для моменту пуску.

mm/dd/yy , hh : mm : ss . ssssss<CR.LF>

mm/dd/yy , hh : mm : ss . ssssss<CR.LF> , де:

- mm - місяць (01-12)
- dd - день місяця (01-31)
- yy - останні дві цифри року
- hh - години (00-23)
- mm - хвилини (00-59)
- ss.ssssss - секунди (від 0 с до 59.999999 с).

7. Тип файла.

Ідентифікується як ASCII файл ідентифікатором ft:

ft<CR, LF> , де:

- ft - ASCII або BINARY.

Файл конфігурації (* .cfg) має наступну структуру:

station_name,rec_dev_id,rev_year

TT,##A, ##D

An,ch_id,ph,ccbm,uu,a,b,skew,min,max,primary,secondary,PS

An,ch_id,ph,ccbm,uu,a,b,skew,min,max,primary,secondary,PS

An,ch_id,ph,ccbm,uu,a,b,skew,min,max,primary,secondary,PS

An,ch_id,ph,ccbm,uu,a,b,skew,min,max,primary,secondary,PS

1f

nrates

samp,endsamp

dd/mm/yyyy, hh:mm:ss.ssssss

dd/mm/yyyy, hh:mm:ss.ssssss

ft

timemult

Висновки

В даному розділі показано процес перетворення даних з приладів у графіки, за допомогою зчитування приборів релейного захисту, за допомогою яких можна миттєво виявляти перебої у роботі обладнання та аварійних процесів. Приведені основні поняття про кабель Ethernet, що забезпечує безперебійне постачання даних підстанцій, підключення FTP-сервера на якому дані зберігаються, та надають нам можливість робити обширний аналіз роботи приладів. Опис формату COMTRADE. А також було описано розробку програми для зчитування осцилограм з пристроїв релейного захисту у форматі comtrade по протоколу FTP з можливістю подальшої інтеграції її в SCADA системи.

					141.7105.001 ДБ	Лист
						54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ВИСНОВКИ

Перший розділ бакалаврської роботи був присвячений головним схемам підстанцій, була приведена загальна характеристика підстанції " 35/10 кВ". Виконаний розрахунок струмів короткого замикання дозволив встановити відповідність встановленого обладнання основним вимогам, що висуваються до них задля забезпечення нормальної роботи мережі.

В другому розділі були розглянуті загальні відомості релейного захисту, його призначення та вимоги, що висуваються до пристроїв РЗА. Пристрої які надають можливість зчитування сигналів пристроїв релейного захисту для осцилограм.

Третій розділ був присвячений розробці та опису пристроїв релейного захисту фірми АВВ для зчитування в осцилограм. Проведений автоматичний аналіз сигналів в файлах осцилограм по зовнішньому алгоритму, який зберігається в файлі скрипта аналізатора, забезпечуючи миттєве виявлення несправності або аварійних процесів ліній. Розглянуто поняття кабелю Ethernet, за допомогою якого дані зберігаються на FTP-сервері, та в подальшому зчитування цих файлів осцилограмом, які інтегруються у SCADA систему

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ

1. М.А. Шабад. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей - 4-е изд., перераб. и доп. - СПб.: ПЭИПК, 2003 - 350 стр., ил.
2. М.Л. Голубев. Методы расчета токов короткого замыкания в распределительных сетях, 1967, 56 с. С илл.
3. М.А. Шабад. Защита трансформаторов 10 кВ, 1989 – 144 с., ил.
4. А.И. Маркевич. Релейная защита и автоматика в системах электроснабжения 2012. -138 с.
5. Каталог продукции производства фирмы АВВ Київ вул. Миколи Грінченка, 2/1, 6 пов., БЦ "Protasov" 2020 <https://new.abb.com/ua/products-and-services>.
6. Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА оборудования подстанций производства ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы»
https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO_56947007-29.120.70.98-2011.pdf.
7. Принципы выполнения защиты шин 6—10 кВ
<https://leg.co.ua/knigi/raznoe/zaschita-shin-6-10-kv-3.html>.
8. Программа визуализации SCADA <https://www.inteqnion.com/>.
9. Comtrade Viewer https://www.sank6.ru/docs_comtrade_viewer/comtrade.html.