

Міністерство освіти і науки України  
Сумський державний університет  
Центр заочної, дистанційної та вечірньої форми навчання  
Кафедра електроенергетики

Проект допущено до захисту  
Зав. кафедрою електроенергетики  
\_\_\_\_\_ І.Л. Лебединський  
«\_\_» \_\_\_\_\_ 20 р.

**Кваліфікаційна робота бакалавра**  
на тему «Модернізація електричного обладнання  
підстанції 110/10 кВ»

Спеціальність – 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Виконав студент гр. ЕТдн-61гл \_\_\_\_\_ А. В. Гусєв

Керівник

к.т.н., доцент \_\_\_\_\_ В.В. Волохін

## РЕФЕРАТ

с. 62, рис. 15, табл. 23, креслень 2.

**Бібліографічний опис:** Гусев А.В. Модернізація електричного обладнання підстанції 110/10 кВ [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра; спец.: 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / А.В. Гусев; наук. керівник В.В. Волохін. – Суми: СумДУ, 2020. – 62 с.

**Ключові слова:** електрична підстанція, електроспоживач, силовий трансформатор, пристрій захисного відключення, струми короткого замикання, обмежувач перенапруг;

электрическая подстанция, электропотребитель, силовой трансформатор, устройство защитного отключения, токи короткого замыкания, ограничитель перенапряжений;

electrical substation, power consumer, power transformer, protective tripping device, short-circuit currents, overvoltage limiter;.

**Короткий огляд** – Проведено заміну електричного обладнання підстанції 110/10 кВ: збільшено потужність силових трансформаторів; встановлено вакуумні, елегазові вимикачі і роз'єднувачі; встановлено обмежувачі перенапруг. Розраховано та вибрано пристрої захисту.

**Сумський державний університет**  
Центр заочної, дистанційної та вечірньої форми навчання  
Кафедра електроенергетики  
Спеціальність – 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ

Зав. кафедрою електроенергетики

\_\_\_\_\_ І.Л. Лебединський

“ \_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 2020 р.

### **ЗАВДАННЯ**

#### **на кваліфікаційну роботу бакалавра**

Гусєва Андрія Васильовича

1 Тема дипломного проекту «Модернізація електричного обладнання підстанції 110/10 кВ»

затверджено наказом по університету № \_\_\_\_\_ від \_\_\_\_\_

2 Термін здачі студентом завершеної роботи \_\_\_\_\_.

3 Вихідні дані до роботи: план розташування електричного обладнання підстанції; добові графіки навантаження.

4 Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які необхідно вирішити)

– Загальна інформація та характеристика об'єкта;

– Аналіз режиму роботи існуючого обладнання;

– Розрахунок та вибір нового обладнання;

– Розрахунок релейного захисту;

– Висновки;

5 Перелік графічного матеріалу (з точним позначенням обов'язкових креслень)

– Схема електричної частини підстанції до модернізації;

– Схема електричної частини підстанції після модернізації.

## КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ п/п	Назва етапів роботи дипломного проекта	Срок виконання етапів роботи
1	Характеристика об'єкта	28.04.2020
2	Аналіз роботи існуючого обладнання електричної підстанції	07.05.2020
3	Розрахунок та розробка заходів з модернізації	15.05.2020
4	Розрахунок релейного захисту	25.05. 2020
5	Виконання креслень	28.05.2020
6	Оформлення пояснювальної записки	02.06.2020

Студент-дипломник

\_\_\_\_\_

(підпис)

Керівник роботи

\_\_\_\_\_

(підпис)

## ЗМІСТ

Вступ	5
1 Загальна інформація та характеристики електричного обладнання підстанції	6
1.1 Головна схема електричних з'єднань підстанції	6
1.2 Основне електричне обладнання підстанції	8
2. Розрахунок струмів короткого замикання	15
2.1 Складання схеми заміщення та визначення її параметрів	15
2.2 Результати розрахунку струму короткого замикання	18
3 Вибір електричного обладнання підстанції	20
3.1 Вибір принципової схеми розподільного пристрою напругою 110 і 10 кВ	20
3.2 Вибір силових трансформаторів на підстанції	22
3.3 Вибір силового обладнання на стороні 110 кВ	26
3.4 Вибір силового обладнання на стороні 10 кВ	33
4 Релейний захист і автоматика елементів підстанції	43
4.1 Загальні положення	43
4.2 Захист ліній, що відходять на 10 кВ	43
4.3 Релейний захист трансформатора	57
Висновки	61
Список використаної літератури	62

<i>БР 5.6.141.640 ПЗ</i>				
<i>Зм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Підпись</i>	<i>Дата</i>
<i>Разработал</i>		<i>Гусев</i>		
<i>Руковод.</i>		<i>Волохін</i>		
<i>Реценз.</i>				
<i>Н. контр.</i>				
<i>Зав. каф</i>		<i>Лебединський</i>		
<i>Модернізація електричного обладнання підстанції 110/10 кВ</i>				
		<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
			4	62
<i>СумДУ ЕТдн – 61гп</i>				

## Вступ

Встановлене в системі передачі електроенергії України основне обладнання, яке працює в безперервному режимі і визначає надійність та економічність роботи, виготовлено, в основному, у 50-70 рр. минулого сторіччя. За основними технічними характеристиками (вага й габарити, показники надійності та економічності тощо) воно поступається сучасному обладнанню і потребує все більших обсягів ремонтів. Так, 17,3% обладнання підстанцій і 56% ліній електропередачі експлуатуються понад 40 років. Такий стан значно впливає на збільшення втрат електричної енергії в системі передачі та обмежує можливість запобігання технологічним порушенням – пошкодженням електротехнічного обладнання або порушенням його працездатності, що призводить до порушення нормальної та надійної роботи енергоустановок об'єктів електроенергетики і ОЕС України в цілому.

Метою даної кваліфікаційної роботи є реконструкція електричного обладнання підстанції 110/10 кВ в зв'язку зі старінням та збільшенням потужності споживачів. Для цього необхідно провести аналіз роботи силових трансформаторів, комутаційних апаратів, трансформаторів власних потреб, засобів релейного захисту та автоматики. Розробити технічні рішення та пропозиції щодо вдосконалення схеми розподільного пристрою (РП) і заміни електричного обладнання на сучасне, де це необхідно. При цьому схеми електричні принципів РП ПС мають забезпечувати:

- 1) надійність функціонування конкретної ПС і прилеглої мережі;
- 2) простоту експлуатації та зниження імовірності помилкових дій персоналу;
- 3) технічну гнучкість, що полягає в можливості пристосовуватися до режимів роботи електроустановки, що змінюються, у тому числі під час планових і аварійно-відновлювальних ремонтів, розширення, реконструкції та випробувань;
- 4) компактність;
- 5) екологічну чистоту;
- 6) технічно обгрунтовану економічність.

					<i>БР 5.6.141.640 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						5
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Документа</i>		<i>Дата</i>		

## 1 Загальна інформація та характеристики електричного обладнання підстанції

В даному розділі розглядається ряд питань, вирішення яких дозволить виявити необхідний обсяг робіт з поліпшення технічного стану діючої підстанції. Особливу увагу слід приділити:

- 1) схемам електричних з'єднань – їх надійності, простоті і зручності в експлуатації;
- 2) електричному обладнанню підстанції – фізичному зносу;
- 3) можливості впровадження нових технологій – систем телемеханіки, автоматизованих систем обліку електроспоживання, релейного захисту та автоматики на основі мікропроцесорної техніки.

### 1.1 Головна схема електричних з'єднань підстанції

Термін служби силових трансформаторів і трансформаторів власних потреб, комутаційного обладнання, вимірювальних трансформаторів давно закінчився. Будівельні споруди, залізобетонні конструкції, розташовані на території підстанції, знаходяться в придатному для подальшої експлуатації стані. Підстанція включає в себе розподільні пристрої (ВРП-110кВ, РУ-10 кВ), два трансформатора (ТДН-10000/110/10), пристрої управління та інші допоміжні пристрої. Живлення підстанції здійснюється за двома повітряними лініями.

На рисунку 1.1 представлена спрощена принципова схема електричної підстанції 110/10 кВ.

У відкритому розподільчому пристрої 110 кВ застосована схема містка з двома секційними роз'єднувачами в перемичці і віддільниками в колах трансформаторів. Секційні роз'єднувачі QS3 і QS4 в нормальному стані відключені.

					<i>БР 5.6.141.640 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						6
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Документа</i>		<i>Дата</i>		

На низькій стороні 10 кВ застосована схема з однією секційованою системою шин.

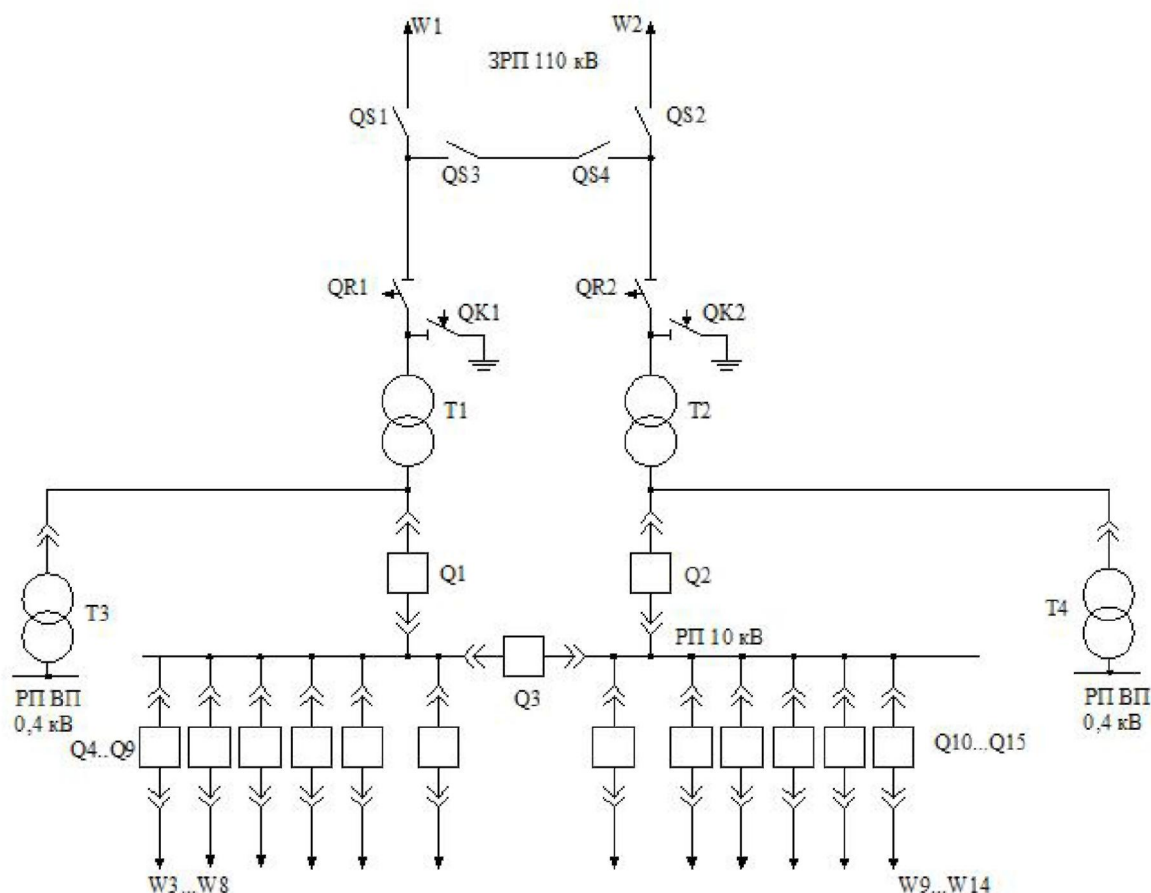


Рисунок 1.1 - Спрощена принципова схема електричної підстанції

## 1.2 Основне електричне обладнання підстанції

Розташування обладнання підстанції виконано у відповідності з будівельними нормами і правилами і правилами улаштування електроустановок (ПУЕ). Підстанція складається з наступних розподільних пристроїв: ВРП-110 кВ і РП-10 кВ.

ВРП-110 кВ виконано з окремих блоків, що представляють собою конструкцію з вмонтованим обладнанням. Всі апарати ВРП розташовані на невисоких залізобетонних підставах. Територією ВРП передбачаються проїзди



для можливості монтажу та ремонту обладнання. Збірні шини в ВРП 110 кВ виконані з гнучких провідників (дроти АС-120).

РП-10 кВ комплектується шафами типу КРУ2-10. КРУ2-10 складається з шаф броньованого типу (з поділом на відсіки) та шинних мостів.

На елементі викочування встановлюється масляний вимикач серії ВМПП, розрядники, трансформатори струму та напруги, секційні роз'єднувачі. Елемент викочування в шафах має два фіксованих положення: робоче та контрольне (під час перевірки). Фіксуючі пристрої забезпечують закріплення елемента викочування і виключають можливість його самовільного переміщення всередині шафи при роботі всіх механізмів, як в нормальному режимі, так і при короткому замиканні.

Від грозових перенапруг, а також від максимально можливих внутрішніх перенапруг все електрообладнання підстанції захищене вентильними розрядниками: РВС-110 в колах силових трансформаторів Т1 і Т2; РВС-35 + 15 - в нейтралів силових трансформаторів Т1 і Т2; РВО-10 - на збірних шинах 10 кВ.

Від прямих ударів блискавки підстанція захищена стрижневими і тросовими громовідводами.

### 1.2.1 Силові трансформатори і трансформатори власних потреб

На електричній підстанції 110/10 кВ встановлено два силових двообмоткових трансформатора: Т1 і Т2 типу ТДН-10000/110/10. Нейтралі обмоток трансформаторів в нормальному стані незаземлені для зниження струмів короткого замикання. У таблиці 1.1 представлені характеристики силових трансформаторів Т1 і Т2.

Потужність споживачів власних потреб підстанції не велика, тому вони приєднуються до мережі 380/220 В через понижувальні трансформатори Т3 і Т4 типу ТМ-63/10/0,4. Трансформатори власних потреб приєднані відгалуженнями до вводів силових трансформаторів Т1 і Т2 і захищені запобіжниками типу ПКТ-10/30. У табл. 1.2 представлені характеристики трансформаторів Т3 і Т4.

					<i>БР 5.6.141.640 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						8
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Документа</i>		<i>Дата</i>		

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

Параметр	Величина
Тип	ТДН
Номінальна потужність $S_{ном}$ , кВ·А	10000
Номінальна напруга ВН, кВ	115
Номінальна напруга НН, кВ	11
Напруга короткого замикання $U_k$ , %	10,5
Втрати короткого замикання $\Delta P_k$ , кВт	58
Струм холостого ходу $I_x$ , %	0,9
Втрати холостого ходу $\Delta P_x$ , кВт	14
Схема з'єднання обмоток	Y-°/Δ
Межі регулювання напруги	$\pm 9 \times 1,78\%$
Тип вбудованих трансформаторів струму, коефіцієнт трансформації	ТВТ-110 150/5

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

Параметр	Величина
Тип	ТМ
Номінальна потужність $S_{ном}$ , кВ·А	63
Номінальна напруга ВН, кВ	10
Номінальна напруга НН, кВ	0,4
Напруга короткого замикання $U_k$ , %	4,7
Втрати короткого замикання $\Delta P_k$ , кВт	1,47
Струм холостого ходу $I_x$ , %	2,8
Втрати холостого ходу $\Delta P_x$ , кВт	0,26
Схема з'єднання обмоток	Y/Y-°
Межі регулювання напруги	$\pm 2 \times 2,5\%$

### 1.2.2 Основне комутаційне обладнання

Основними комутаційними апаратами в ВРП-110 кВ є роз'єднувачі, віддільники і короткозамикачі.

В якості комутаційного апарату, призначеного для відключення і включення електричних кіл без струму або з незначним струмом і для створення видимого розриву в повітрі, на діючій електричній підстанції 110/10 кВ використовуються роз'єднувачі типу РНДз 2-110. Характеристики роз'єднувачів ВРП-110 кВ представлені в таблиці 1.3.

Таблиця 1.3 - Технічні характеристики роз'єднувачів типу РНДз 2-110

Параметр		Величина
Номінальна напруга, кВ		110
Номінальний струм, А		1000
Головні ножі	граничний наскрізний струм, кА	80
	струм термічної стійкості, кА,	31,5
	допустимий час його дії, с	3
Заземлюючі ножі	граничний наскрізний струм, кА	80
	струм термічної стійкості, кА,	31,5
	допустимий час його дії, с	1
Тип приводу		ПР-90
Тип ізолятора		ИОС-110
Рік виготовлення / рік установки		1978/1979
Норма на повне відновлення, %		4,4
Строк корисного використання, років		23

Для з'єднання нейтралей силових трансформаторів Т1 і Т2 з контуром заземлення електричної підстанції встановлені заземлювачі типу ЗОН-110. Характеристики заземлювачів наведені в таблиці 1.5.

У КРУ2-10 кВ встановлені маломасляні підвісні вимикачі типу ВМПІ-10.  
Їх параметри наведені в таблиці 1.6.

Таблиця 1.4 - Технічні характеристики короткозамикачів типу КЗ-110 і віддільників типу ОД-110

Параметр		Величина	
		КЗ-110	ОД-110
Номінальна напруга, кВ		110	110
Номінальний струм, А		-	630
Головні ножі	струм термічної стійкості, кА,	12,5	12,5
	допустимий час його дії, с	3	4
Повний час	ввімкнення (без ожеледі/при ожеледі), с	0,18/0,28	-
	вимкнення (без ожеледі/при ожеледі), с	-	0,4/0,5
Тип приводу		ПРК-1	ПРО-1

Таблиця 1.5 - Технічні характеристики заземлювачів типу ЗОН-110

Параметр		Величина
Номінальна напруга, кВ		110
Найбільша робоча напруга, кВ		126
Номінальний струм, А		400
Головні ножі	Струм термічної стійкості, кА,	6,3
	допустимий час його дії, з	3
Тип приводу		ПРН-11
Тип ізолятора		УСТ-110
Рік виготовлення / рік установки		1972/1975
Норма на повне відновлення,%		4,4
Строк корисного використання, років		23

Таблиця 1.6 - Технічні характеристики вимикачів ВМПП-10

Параметр	Величина
Номинальна напруга, кВ	10
Найбільша робоча напруга, кВ	12
Номинальний струм, А	630
Номинальний струм відключення, кА	20
Найбільший граничний наскрізний струм, кА	52
Струм термічної стійкості, кА, допустимий час його дії, с	20 4
Повний час відключення, с	0,07
Власний час відключення (з приводом), с	0,05
Власний час включення вимикача (з приводом), с	0,075
Мінімальна безструмова пауза при АПВ, с	0,5
тип приводу	вбудований

### 1.2.3 Вимірювальне обладнання, прилади обліку електричної енергії

На вводах силових трансформаторів на стороні 110 кВ встановлені трансформатори струму типу ТВТ-110, на стороні 10 кВ - ТПОЛ-10. Також на низькій стороні встановлені трансформатори струму типу ТПЛ-10. Технічні дані цих трансформаторів струму представлені в таблиці 1.7.

Таблиця 1.7 - Технічні характеристики трансформаторів струму

параметр	величина	
	ТПОЛ-10	ТВТ-110
Номинальна напруга, кВ	10	110
Номинальний коефіцієнт трансформації	1000/5	150/5
Номинальний клас точності вторинної обмотки	0,5	10Р
Кратність струму термічної стійкості	27	25
Час протікання струму термічної стійкості, с	3	3

У ЗРП - 10 кВ для вимірювання напруги щодо землі встановлено трансформатор напруги типу НТМИ-10, технічні дані якого представлені в таблиці 1.8.

Контроль над режимами роботи основного і допоміжного обладнання на електричній підстанції здійснюється за допомогою контрольно-вимірювальних приладів:

Таблиця 1.8 - Технічні характеристики трансформаторів напруги

параметр		величина
Номінальна напруга, кВ		10
Клас точності		0,5
Номінальна напруга обмоток, В	первинної	10000
	основний вторинної	100
	додаткової вторинної	100/3
Номінальна потужність, В·А		120
Гранична потужність, В·А		1000

- амперметрів класу точності 1,5;
- вольтметрів класу точності 1,5;
- лічильників активної енергії СА3У-І675М класу точності 2,0;
- лічильників реактивної енергії СР4У-І673М класу точності 2,0.

## 2 Розрахунок струмів короткого замикання

Розрахунок струмів короткого замикання проводиться для вибору і перевірки електричного обладнання, а також уставок електричних апаратів релейного захисту. За необхідності проводяться заходи щодо обмеження струмів короткого замикання.

Короткі замикання виникають при порушенні ізоляції електричних мереж через її старіння або пробій, обрив та падіння на землю проводів, механічні пошкодження ізоляції кабельних ліній, удари блискавки в лінію електропередач, неправильні дії обслуговуючого персоналу.

Короткі замикання, як правило, супроводжуються збільшенням струмів в пошкоджених фазах до значень, що перевищують у кілька разів номінальні значення.

Перебіг струмів КЗ призводить до збільшення втрат електроенергії в провідниках і контактах, що викликає їх нагрівання. Нагрівання може прискорити руйнування ізоляції, викликати зварювання і вигорання контактів і т.д. Тому провідники і апарати повинні перевірятися на термічну стійкість.

Перебіг струмів КЗ супроводжується також значними електродинамічними зусиллями між провідниками, під дією цих зусиль ізоляція і струмопровідні частини можуть бути зруйновані. Тому електричне обладнання повинно перевірятися на електродинамічну стійкість.

### 2.1 Складання схеми заміщення та визначення її параметрів

Найбільш практичними точками для розрахунку струмів короткого замикання є збірні шини всіх напруг.

У схему заміщення елементи мережі (система, трансформатор, лінія) входять своїми індуктивними опорами. Особливість складання схеми заміщення: як правило, силові трансформатори на понижуючих підстанціях працюють на шини низької напруги окремо. Це прийнято для зниження рівнів

					<i>БР 5.6.141.640 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						14
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Документа</i>		<i>Дата</i>		

струмів короткого замикання в електричній мережі. Схема заміщення представлена на рисунку 2.1.

Намічаємо точки короткого замикання: K1, K2, K5, K6 - на шинах високої напруги підстанції 110 кВ; K3, K7 - на шинах низької напруги 10 кВ.

Струми короткого замикання визначаються за виразом:

$$I_{\text{к}} = \frac{E_{\text{с}}}{\sqrt{3} \cdot X_{\text{к}}}, \quad (2.1)$$

де  $E_{\text{с}}$  – ЕРС системи, кВ;

$X_{\text{к}}$  – еквівалентний опір, Ом.

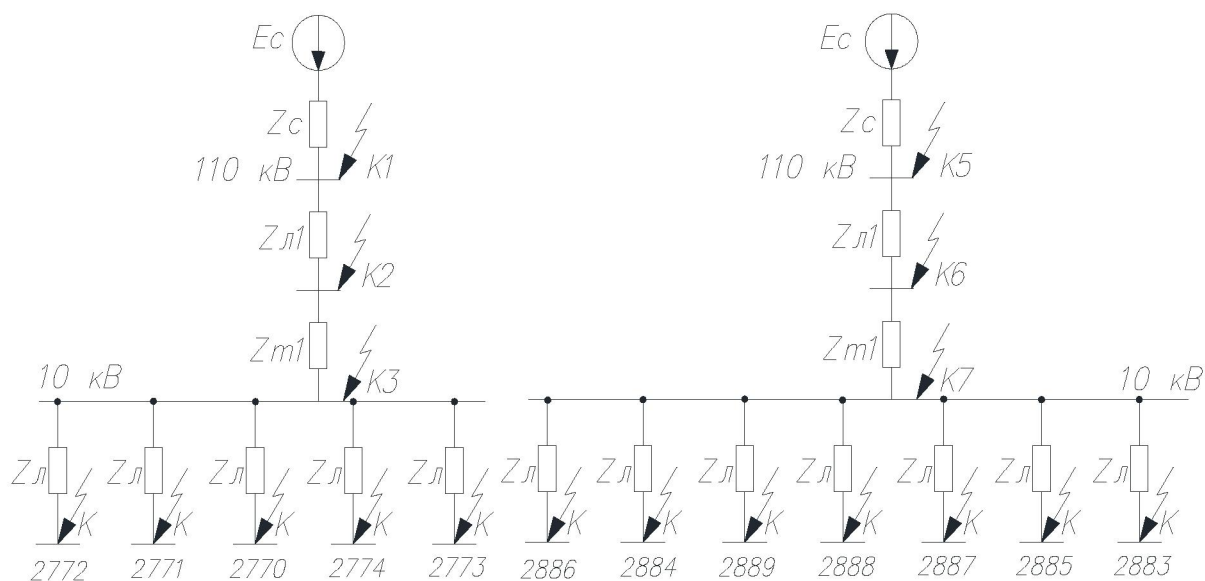


Рисунок 2.1 – Схема заміщення мережі для розрахунку струмів короткого замикання

Ударний струм визначається за формулою:

$$i_{\text{у}} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{у}} \cdot I_{\text{к}}, \quad (2.2)$$

де  $k_{\text{у}}$  - ударний коефіцієнт, [4].



Якщо система віддалена від точки короткого замикання або її потужність велика в порівнянні з іншими джерелами, то система вводиться в розрахунок джерелом ЕРС нескінченної потужності з параметрами:

$$U_{c*} = 1 = \text{const}, S_{\text{кк}} = \infty, X_c = 0, R_c = 0, \quad (2.3)$$

Якщо коротке замикання розглядається поблизу від шин системи або її потужність порівняна з потужностями інших генераторів, то система вводиться в розрахунок джерелом ЕРС кінцевої потужності:  $U_{c*} \neq 1, X_c \neq 0$ . Опір системи в цьому випадку визначається за її струмом  $I_{\text{кк}}$  або потужністю короткого замикання  $S_{\text{кк}}$ :

$$X_c = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кк}}}; \quad (2.4)$$

$$X_c = \frac{U_c^2}{S_{\text{кк}}}. \quad (2.5)$$

Опір трансформаторів визначаємо за виразом:

$$X_{\text{т}} = \frac{U_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{н}}^2}{S_{\text{н.т}}}, \quad (2.6)$$

де  $U_{\text{к}}$  - напруга короткого замикання, %;

$U_{\text{н}}$  - номінальна напруга вищої обмотки трансформатора, кВ;

$S_{\text{н.т}}$  - номінальна потужність трансформатора, МВ·А.

Опір лінії визначаємо за виразом:

$$X_{\text{л}} = X_0 \cdot L, \quad (2.7)$$

где  $X_0$  – питомий опір 1 км лінії, Ом / км;

$L$  – довжина лінії, км.

					<i>БР 5.6.141.640 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						16
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Документа</i>		<i>Дата</i>		

## 2.2 Результати розрахунку струмів короткого замикання

Використовуючи вищевказаний алгоритм були отримані значення струмів короткого замикання. Результати розрахунку струмів короткого замикання наведено в таблицях 2.1 і 2.2.

Таблиця 2.1 - Результати розрахунку струмів короткого замикання електричної підстанції в максимальному режимі після реконструкції

параметр	Точка короткого замикання					
	K1	K2	K3	K5	K6	K7
$I_k$ , кА	8,535	7,424	2,037	7,754	6,840	2,033
$k_y$	1,72	1,72	1,37	1,72	1,72	1,37
$i_y$ , кА	20,76	18,06	3,95	18,86	16,64	3,94

Таблиця 2.2 - Результати розрахунку струмів короткого замикання електричної підстанції в мінімальному режимі після реконструкції

параметр	Точка короткого замикання					
	K1	K2	K3	K5	K6	K7
$I_k$ , кА	6,609	5,919	2,024	6,281	5,661	2,022
$k_y$	1,72	1,72	1,37	1,72	1,72	1,37
$i_y$ , кА	16,08	14,40	3,92	15,28	13,77	3,92

За значеннями струмів короткого замикання в максимальному режимі буде перевірятися електричне обладнання на електродинамічну стійкість. При розрахунку уставок релейного захисту та автоматики будуть використовуватися струми як максимального, так і мінімального режимів.

Аналіз струмів короткого замикання показав, що на стороні 10 кВ не потрібна установка струмообмежувальних реакторів, так як розраховані струми не перевищують струм відключення вимикача - 16 кА.

Таблиця 2.3 - Результати розрахунку струмів короткого замикання для ліній, що відходять

Лінія	Точка короткого замикання	
	MAX режим	MIN режим
2772	1185	1181
2771	1111	1107
2770	1715	1706
2774	1248	1243
2773	1776	1766
2886	1229	1225
2884	1345	1340
2889	1948	1937
2888	1111	1108
2887	1181	1178
2885	1280	1276
2883	1379	1374

### 3 Вибір електричного обладнання підстанції

З першого пункту видно, що підстанція оснащена фізично зношеним обладнанням. Його характеристики відстають від сучасних вимог, можливості працювати в екстремальних умовах. Тому воно підлягає заміні. Також для підвищення надійності схеми електропостачання необхідна реконструкція розподільного пристрою на 110 і 10 кВ.

#### 3.1 Вибір принципової схеми розподільного пристрою напругою 110 і 10 кВ

При виборі головної схеми електричних з'єднань підстанції необхідно враховувати наступні вимоги:

- 1) схема повинна забезпечувати надійне живлення приєднаних споживачів в нормальному, ремонтному та післяаварійному режимах;
- 2) схема повинна забезпечувати надійність транзиту потужності через підстанцію в нормальному, ремонтному та післяаварійному режимах;
- 3) схема повинна бути по можливості простою, наочною, економічною і забезпечувати засобами автоматики відновлення живлення споживачів в післяаварійній ситуації без втручання персоналу; схема повинна допускати поетапний розвиток РП з переходом від одного етапу до іншого без значних робіт по реконструкції і перерв в живленні споживачів;
- 4) число вимикачів, що одночасно спрацьовують в межах одного РП повинно бути не більше двох при пошкодженні лінії і не більше чотирьох при пошкодженні трансформатора.

Схема містка з роз'єднувачем в перемичці і віддільниками в колах трансформаторів не забезпечує досить надійного живлення споживачів, хоча вона і проста. При реконструкції електричної підстанції застосуємо схему містка з вимикачами у трансформаторів.

					<i>БР 5.6.141.640 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						19
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Документа</i>		<i>Дата</i>		

Таким чином, необхідно зробити заміну встановлених на даний момент часу віддільників і короткозамикачів на вимикачі. На рисунку 3.1 представлена спрощена принципова схема нового розподільчого пристрою на стороні 110 кВ.

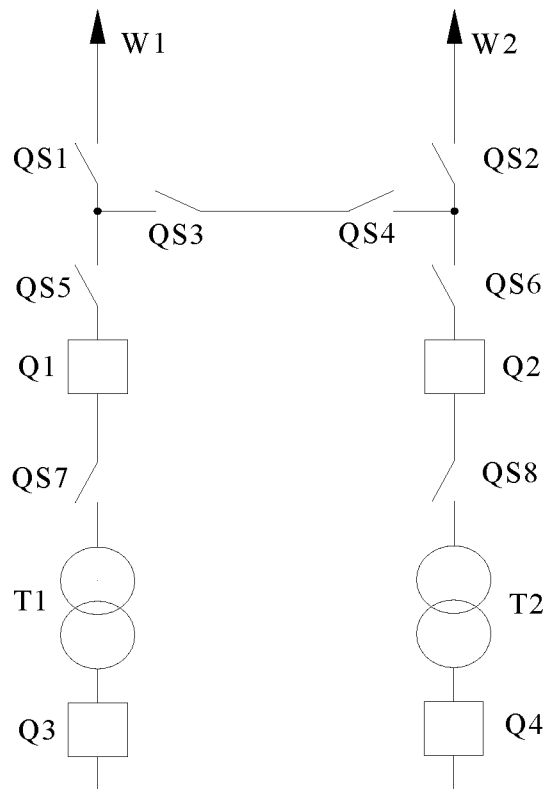


Рисунок 3.1 – Спрощена схема розподільного пристрою 110 кВ

У нормальному режимі секційні роз'єднувачі QS3 і QS4 включені. При пошкодженні на лінії W1 відключається вимикач Q1, трансформатори T1 і T2 залишаються в роботі, зв'язок з енергосистемою здійснюється по лінії W2. При спрацьовуванні захистів в трансформаторі T1, відключається вимикач Q3 з боку 10 кВ і вимикач Q1 з боку 110 кВ. Лінія W1 залишилася в робочому режимі. При пошкодженні на лінії W2 відключається вимикач Q2 і зв'язок з енергосистемою буде здійснюватися по лінії W1. При пошкодженні трансформатора T2 відключається вимикач Q4 і Q2. Таким чином, лінія W2 залишається в роботі.

На стороні 10 кВ залишимо колишню схему електричних з'єднань з однієї секціонованою системою шин, тому що вона відповідає всім перерахованим вище вимогам. Тільки замінимо вимикачі на сучасні. Дана схема представлена

					<i>БР 5.6.141.640 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						20
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Документа</i>		<i>Дата</i>		

на рисунку 3.2. Вимикач Q5 в нормальному режимі відключений з метою обмеження струмів КЗ.

Схема з однією секціонованою системою шин дозволяє використовувати все той же комплектний розподільний пристрій типу КРУ2-10, що знижує вартість монтажу, дозволить широко застосовувати механізацію та зменшити час спорудження електроустановки. Комплектний розподільний пристрій КРУ2-10 відповідає вимогам ТУ РБ 100046015.003-2002.

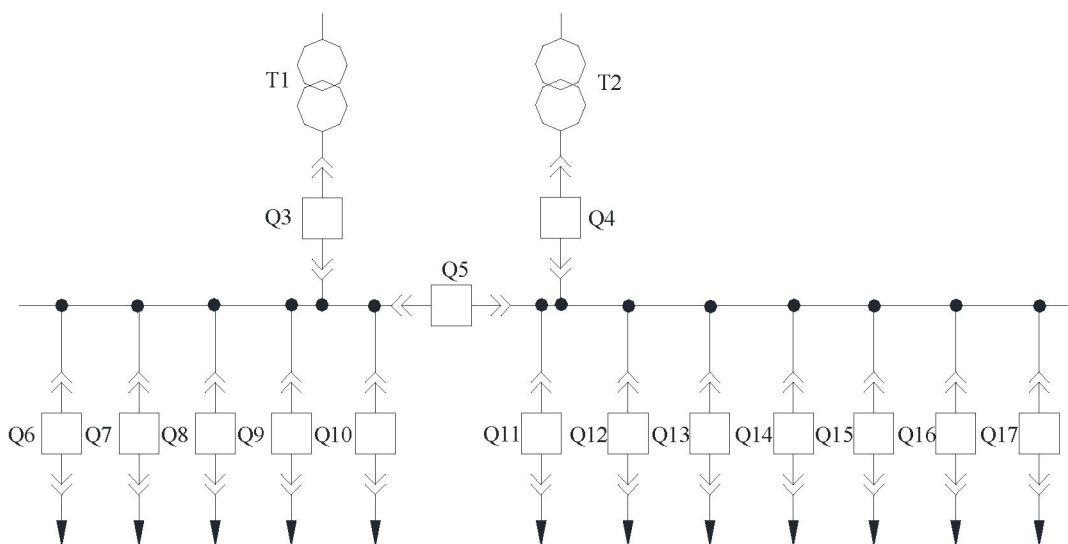


Рисунок 3.2 – Спрощена схема розподільного пристрою 10 кВ

### 3.2 Вибір силових трансформаторів на підстанції

Терміни служби обох силових трансформаторів минули, тому вони підлягають заміні. Для вибору оптимальної потужності трансформаторів необхідно досліджувати їх режими роботи і визначити максимальне навантаження електричної підстанції. Аналіз отриманих даних дозволить зробити висновок про завантаження силових трансформаторів. Якщо коефіцієнт завантаження виявиться не високим ( $K_3 \leq 0,5$ ), то виникне необхідність заміни трансформаторів на трансформатори меншої потужності. При цьому необхідно врахувати стабільність режимів роботи трансформаторів та перспективи збільшення навантаження.

					<i>БР 5.6.141.640 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						21
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Документа</i>		<i>Дата</i>		

Для дослідження режимів роботи силових трансформаторів використаємо графіки добових навантажень (рис. 3.3 і 3.4).

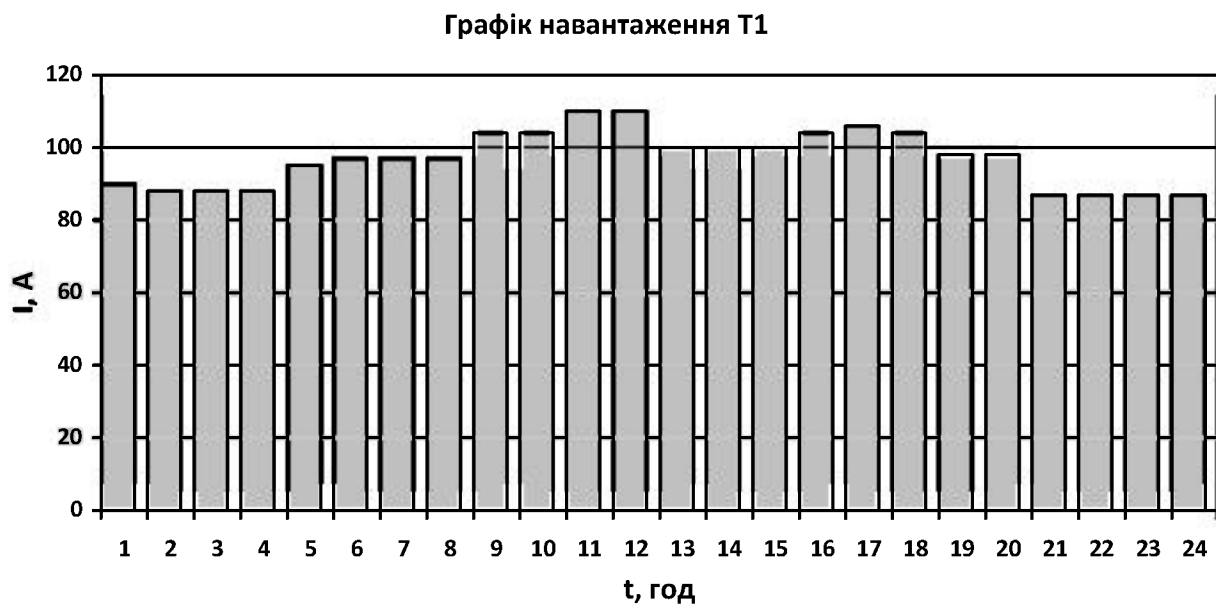


Рисунок 3.3 – Графіки навантаження на підстанції для трансформатора Т1



Рисунок 3.4 – Графіки навантаження на підстанції для трансформатора Т2

Використовуючи дані графіків визначимо значення потужностей, що протікають через трансформатори Т1 і Т2. Значення потужності визначимо за формулою:

$$S = \sqrt{3} \cdot U \cdot I, \quad (3.1)$$

де  $U$  - напруга, кВ;

$I$  - покази амперметрів на відповідні моменти часу, А.

Далі визначаємо коефіцієнт завантаження трансформаторів Т1 і Т2 по формулі:

$$K_3 = \frac{S}{S_{нт}}, \quad (3.2)$$

де  $S_{нт}$  - номінальна потужність трансформатора, кВ·А;

$S$  - навантаження на відповідні моменти часу, кВ·А.

Наприклад, для 1 години ночі потужність, споживана на стороні 10 кВ підстанції в 2018 році для трансформатора Т1 за формулою (3.1) становить:

$$S_m = \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 87 = 1506,88 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Для трансформатора Т2:

$$S_m = \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 150 = 2598,08 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Тоді за формулою (3.2) коефіцієнт завантаження для трансформатора Т1:

$$K_3 = \frac{1506,88}{10000} = 0,15.$$

Для трансформатора Т2:

$$K_3 = \frac{2598,08}{10000} = 0,26.$$

Подальший розрахунок проводиться аналогічно і будуються графіки залежності коефіцієнта завантаження і потужності від часу доби. (Графіки не представлені). Окремо винесемо графік залежності коефіцієнта завантаження від часу доби за 2018 рік для трансформатора Т1 і Т2 на рисунку 3.5.



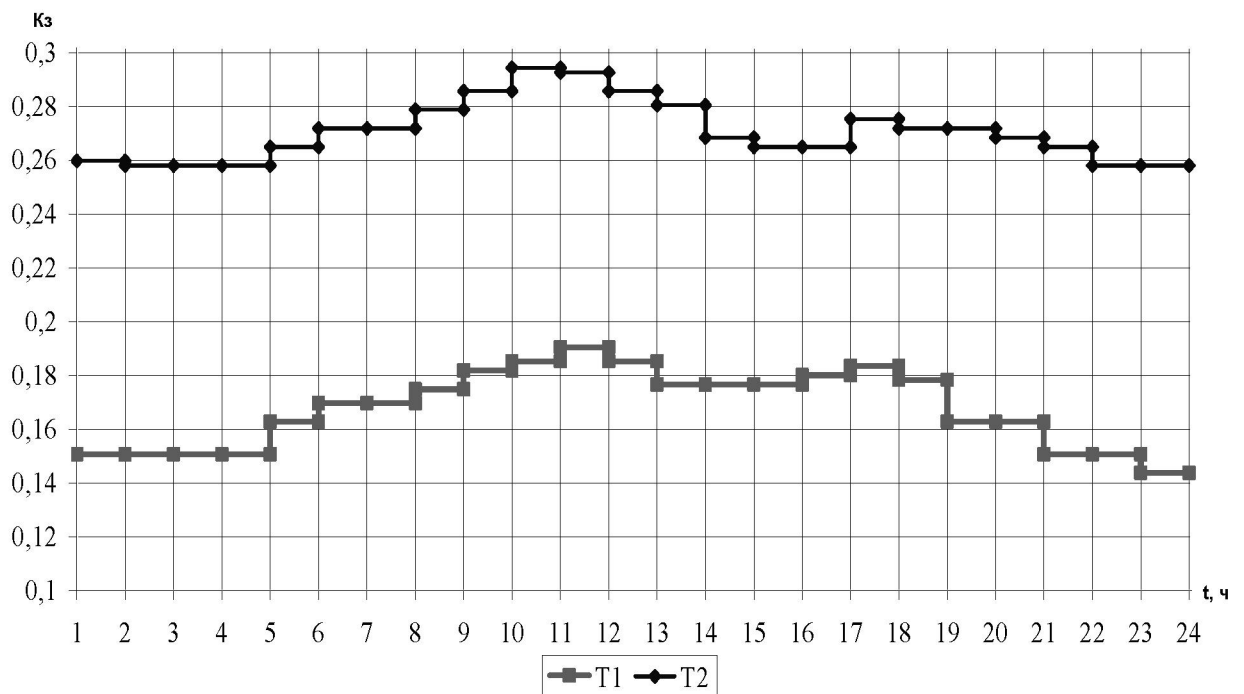


Рисунок 3.5 – Залежність коефіцієнта завантаження від часу доби

З аналізу графіка видно, що зниження споживання потужності споживачів у порівнянні з проектними даними вплинуло на ступінь завантаження трансформаторів, зменшивши коефіцієнти завантаження трансформатора T1 до 19% і трансформатора T2 до 29%. Тому необхідно замінити трансформатори на трансформатори меншої потужності.

Вибір кількості трансформаторів залежить від вимог до надійності електропостачання споживачів. Так як на підстанції є споживач I категорії, то за умовою надійності потрібна установка двох трансформаторів.

Розрахункова потужність трансформаторів визначається за формулою:

$$S_p = \frac{S_{нб}}{K_{ав} \cdot (n-1)}, \quad (3.3)$$

де  $S_p$  - розрахункова потужність трансформатора, кВ·А;

$S_p$  - найбільша потужність, що протікає по трансформатору при найгіршому режимі, кВ · А;

$n$  - кількість трансформаторів на підстанції;

$K_{ав}$  - аварійний коефіцієнт завантаження трансформатора.

Вибір встановленої потужності трансформаторів на підстанції перевіряється за умовами їх роботи в нормальному і післяаварійному режимах.

Коефіцієнт завантаження трансформатора в нормальному режимі визначається з умови:

$$K_s^{норм} = \frac{S_{нб}}{2 \cdot S_m} \leq 0,7, \quad (3.4)$$

де  $S_m$  - номінальна потужність трансформатора, кВ·А.

Тоді в післяаварійному режимі, виходячи з допустимого перевантаження в 40%, коефіцієнт завантаження повинен відповідати умові:

$$K_s^{ав} = \frac{S_{нб}}{S_m} \leq 1,4, \quad (3.5)$$

Навантаження підстанції в найгіршому режимі становить:

$$S_{нб} = 1905,26 + 2944,49 = 4849,75 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Визначимо розрахункову потужність трансформаторів за формулою (3.3):

$$S_{расч} = \frac{4849,75}{1,4 \cdot (2 - 1)} = 3464,11 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Дане значення округляємо до найближчого більшого значення і виберемо трансформатор з номінальною потужністю 4000 кВ·А.

Коефіцієнт завантаження в нормальному режимі становить:

$$K_s^{норм} = \frac{4849,75}{2 \cdot 4000} = 0,61, \text{ що задовольняє умові (3.4).}$$

Коефіцієнт завантаження в післяаварійному режимі становить:

$$K_s^{ав} = \frac{4849,75}{4000} = 1,21, \text{ що задовольняє умові (3.5).}$$

Остаточню приймаємо два трансформатора типу ТМН- 4000/110/10.

### 3.3 Вибір силового обладнання на стороні 110 кВ

#### 3.3.1 Вибір комутаційної апаратури

Вимикачі є основним комутаційним апаратом і служать для відключення і включення кіл в різних режимах роботи. Найбільш відповідальною операцією є

					<i>БР 5.6.141.640 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						25
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Документа</i>		<i>Дата</i>		

відключення струмів короткого замикання і включення на існуюче коротке замикання.

Вибір вимикачів здійснюють за наступними параметрами:

- за напругою електроустановки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (3.6)$$

де  $U_{ном}$  – номінальна напруга вимикача, кВ.

- за тривалим розрахунковим струмом з урахуванням можливих тривалих перевантажень основного обладнання.:

$$I_{макс} \leq I_{ном}, \quad (3.7)$$

де  $I_{ном}$  – номінальний струм вимикача, А.

Перевірка на електродинамічну стійкість виконується за умовами:

$$I_{по} \leq I_{дин}; \quad (3.8)$$

$$i_y \leq I_{мдин}, \quad (3.9)$$

де  $I_{по}$ ,  $i_y$  – розрахункові значення періодичної складової струму короткого замикання і ударного струму в колі, кА;

$I_{дин}$ ,  $I_{мдин}$  – діюче та амплітудне значення граничного і наскрізного струму короткого замикання, кА.

На термічну стійкість вимикач перевіряють за умовою:

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T, \quad (3.10)$$

де  $B_k$  – розрахунковий імпульс квадратичного струму КЗ,  $кА^2 \cdot с$ ;

$I_T$  – струм термічної стійкості апарату, кА;

$t_T$  – час протікання струму термічної стійкості.

Значення термічного імпульсу визначають за виразом:

$$B_k = I_{по}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (3.11)$$

де  $t_{откл}$  – час відключення КЗ, с;

$T_a$  – постійна часу загасання, с [4].

Час відключення КЗ визначається за формулою:

					<i>БР 5.6.141.640 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						26
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Документа</i>		<i>Дата</i>		

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{вык}, \quad (3.12)$$

де  $t_{рз}$  – час дії релейного захисту, с;

$t_{вык}$  – повний час відключення вимикача, с.

Перевірка на симетричний струм відключення проводиться за умовою:

$$I_{по} \leq I_{откл}, \quad (3.13)$$

де  $I_{откл}$  – номінальний струм відключення вимикача, кА.

Потім перевіряють на можливість відключення аперіодичної складової струму КЗ  $i_{ат}$  за умовою:

$$\beta \leq \beta_{ном}, \quad (3.14)$$

де  $\beta$  – процентний вміст аперіодичної складової струму короткого замикання, %;

$\beta_{ном}$  – номінальне значення вмісту аперіодичної складової в струмі, який відключається, %.

Процентний вміст аперіодичної складової струму КЗ в струмі, який відключається визначають за формулою:

$$\beta = \frac{i_{ат}}{\sqrt{2} \cdot I_{по}}, \quad (3.15)$$

де  $i_{ат}$  – аперіодична складова струму КЗ,

Значення аперіодичної складової струму КЗ визначається за формулою:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (3.16)$$

де  $\tau$  – час від початку КЗ до розходження контактів вимикача, с.

Дане значення визначається за виразом:

					<i>БР 5.6.141.640 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						27
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Документа</i>		<i>Дата</i>		

$$\tau = t_{\text{змин}} + t_{\text{св}}, \quad (3.17)$$

де  $t_{\text{змин}}$  – мінімальний час дії релейного захисту, с;

$t_{\text{св}}$  – власний час відключення вимикача, с.

Роз'єднувачі призначені для відключення і включення кіл без струму і для створення видимого розриву кола в повітрі.

Роз'єднувачі вибираються за номінальною напругою і номінальним тривалим струмом:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}; \quad (3.18)$$

$$I_{\text{макс}} \leq I_{\text{ном}}. \quad (3.19)$$

У режимі короткого замикання перевіряються на термічну і електродинамічну стійкість аналогічно вимикачам.

Для прикладу виберемо вимикач на стороні 110 кВ.

Вимикач Q1 вибирається за тривалим розрахунковим струмом з урахуванням можливих тривалих перевантажень силового трансформатора Т1 при відключенні силового трансформатора Т2. Струм в максимальному режимі дорівнює:

$$I_{\text{макс}} = \frac{S_{\text{н.тт}} \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{4000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 110} = 29,39 \text{ А.}$$

Вибираємо елегазовий вимикач типу ЛТВ -145 D1 фірми АВВ з номінальним струмом 2000 А. Установка повітряних вимикачів при мінімальній їх кількості та відсутності перспективи розширення не доцільна із-за вартості компресорного господарства.

Умова (3.7)  $110 \text{ кВ} \leq 145 \text{ кВ}$  виконується.

Умова (3.8)  $29,39 \text{ А} \leq 2000 \text{ А}$  також виконується.

Перевіримо вимикач на електродинамічну стійкість.

За умовою (3.8)  $7424 \text{ А} \leq 40000 \text{ А}$ . Умова виконується. Умова (3.10)  $18,055 \text{ кА} \leq 65 \text{ кА}$  також виконується.

Перевіримо вимикач на термічну стійкість за умовою (3.11).

					<i>БР 5.6.141.640 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						28
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Документа</i>		<i>Дата</i>		

Для цього визначимо значення термічного імпульсу за виразом (3.12):

$$B_k = 7,42^2 \cdot (0,1 + 0,035 + 0,02) = 8,53 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Умова (4.5)  $8,53 \leq 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$  виконується.

Зробимо перевірку на симетричний струм відключення за умовою (3.14).  
 $7424 \text{ А} \leq 40000 \text{ А}$ , тобто умова виконується.

Перевіримо вимикачі на здатність відключення аперіодичної складової струму короткого замикання за умовою (3.15).

Для цього визначимо час від початку КЗ до розходження контактів вимикача за формулою (3.17):

$$\tau = 0,01 + 0,02 = 0,03 \text{ с.}$$

Далі визначаємо значення аперіодичної складової струму КЗ за формулою (3.17):

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 7,42 \cdot e^{-\frac{0,03}{0,02}} = 2,34 \text{ кА.}$$

Визначимо процентний вміст аперіодичної складової струму КЗ в струмі, який відключається по формулі (3.16):

$$\beta = \frac{2,34}{\sqrt{2} \cdot 7,42} \cdot 100 \% = 22,2\% .$$

$22,2\% \leq 47\%$  , тобто. умова (3.15) виконується.

Остаточню вибираємо елегазовий вимикач типу LTB -145 D1 з пружинним приводом. Він має вбудовані трансформатори струму. Міжремонтний період становить 20 років. Термін служби - не менше 40 років. Поставляється повністю в зібраному вигляді.

Решта вимикачів вибираються аналогічно. Результати вибору зведемо в таблицю 3.1.

Для прикладу виберемо роз'єднувач на боці 110 кВ.

Роз'єднувач QS1 вибирається по тривалому розрахунковому струму з урахуванням можливих тривалих перевантажень силового трансформатора Т1 при відключенні силового трансформатора Т2. Для вибору секційних

					<i>БР 5.6.141.640 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						29
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Документа</i>		<i>Дата</i>		

роз'єднувачів за максимальний робочий струм приймається 70% номінального струму силового трансформатора.

Таблиця 3.1 - Результати вибору вимикачів на стороні 110 кВ

Умовне позначення вимикача	Тип вимикача	розрахункові параметри	Каталожні дані вимикача	Умова вибору
Q1	ЛТВ -145 D1	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 145 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
		$I_{макс} = 29,39 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{макс} \leq I_{ном}$
		$I_{по} = 7,42 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{дин}$
		$i_y = 18,06 \text{ кА}$	$I_{м\ дин} = 65 \text{ кА}$	$i_y \leq I_{м\ дин}$
		$B_k = 8,53 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$
		$I_{по} = 7,42 \text{ кА}$	$I_{откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{откл}$
		$\beta = 22,2\%$	$\beta_{ном} = 47\%$	$\beta \leq \beta_{ном}$
Q2	ЛТВ -145 D1	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 145 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
		$I_{макс} = 29,39 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{макс} \leq I_{ном}$
		$I_{по} = 6,84 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{дин}$
		$i_y = 16,63 \text{ кА}$	$I_{м\ дин} = 65 \text{ кА}$	$i_y \leq I_{м\ дин}$
		$B_k = 7,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$
		$I_{по} = 6,84 \text{ кА}$	$I_{откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{откл}$
		$\beta = 22,3\%$	$\beta_{ном} = 47\%$	$\beta \leq \beta_{ном}$

Струм в максимальному режимі дорівнює для роз'єднувача QS1:

$$I_{макс} = \frac{S_{н\ тт} \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{4000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 110} = 29,39 \text{ А.}$$

Вибираємо роз'єднувач типу D - 123 з номінальним струмом 1600 А.

$110 \text{ кВ} \leq 123 \text{ кВ}$  - умова (3.7) виконується.

$29,39 \text{ А} \leq 1600 \text{ А}$  - умова (3.8) також виконується.

Перевіримо роз'єднувач на електродинамічну стійкість за умовою (3.9) і (3.10).

$7,42 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА}$  - умова (3.9) виконується.

$18,06 \text{ кА} \leq 65 \text{ кА}$  - умова (3.10) також виконується.

Перевіримо роз'єднувач на термічну стійкість за умовою (3.11). Для цього визначимо значення термічного імпульсу за виразом (3.12):

$$B_k = 7,42^2 \cdot (0,1 + 0,02 + 0,02) = 7,67 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

$7,67 \leq 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$  - умова (3.11) виконується.

Остаточню вибираємо роз'єднувач типу D - 123. Роз'єднувач поставляється повністю відрегульованим, укомплектованим заводськими опорами. Термін експлуатації 40 років.

Решта роз'єднувачів вибираються аналогічно. Результати вибору зведемо в таблицю 3.2.

Таблиця 3.2 - Результати вибору роз'єднувачів на стороні 110 кВ

Умовне позначення вимикача	Тип вимикача	розрахункові параметри	Каталожні дані вимикача	Умова вибору
QS1, QS5	D – 123	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 123 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
		$I_{макс} = 29,39 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$I_{макс} \leq I_{ном}$
		$I_{по} = 7,42 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{дин}$
		$i_y = 18,06 \text{ кА}$	$I_{м\ дин} = 65 \text{ кА}$	$i_y \leq I_{м\ дин}$
		$B_k = 7,67 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$
QS3, QS4	D – 123	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 123 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
		$I_{макс} = 14,69 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$I_{макс} \leq I_{ном}$
		$I_{по} = 7,42 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{дин}$
		$i_y = 18,06 \text{ кА}$	$I_{м\ дин} = 65 \text{ кА}$	$i_y \leq I_{м\ дин}$
		$B_k = 7,67 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$
QS2, QS6	D – 123	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 123 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
		$I_{макс} = 29,39 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$I_{макс} \leq I_{ном}$
		$I_{по} = 6,84$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{дин}$
		$i_y = 16,63 \text{ кА}$	$I_{м\ дин} = 65 \text{ кА}$	$i_y \leq I_{м\ дин}$
		$B_k = 6,55 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$

### 3.3.2 Вибір обмежувачів перенапруги

Останнім часом від різного типу перенапруг замість розрядників встановлюють обмежувачі перенапруг (ОПН). У них відсутні іскрові проміжки, і струм витоку не перевищує 1 мА. При імпульсних напругах розрядний струм менше 100 кА. Вони мають більш полого вольт-секундну характеристику в порівнянні з розрядниками. ОПН поряд з грозозахистом ефектно обмежують комутаційні і резонансні перенапруги в електроустановках.

ОПН встановлюють на місця, де раніше були встановлені вентильні розрядники. ОПН вибирають по номінальній напрузі мережі. Оскільки потрібно ОПН зовнішньої установки, то виберемо ОПН-У/TEL-110/84-УХЛ1. У нейтралові трансформатора встановимо ОПН з номінальною напругою, рівною



половині напруги мережі ОПН-У/TEL-35/40,5-УХЛ1 для трансформатора Т1 и ОПН-У/TEL-35/40,5-УХЛ1+ОПН-У/TEL-15/17,5-УХЛ1 для трансформатора Т2.

### 3.4 Вибір силового обладнання на стороні 10 кВ

На стороні 10 кВ необхідно провести вибір комутаційної апаратури, вимірювальної апаратури, трансформаторів власних потреб, заземлюючих реакторів, а також засобів захисту від перенапруг.

#### 3.4.1 Вибір комутаційної апаратури

Виберемо вимикачі в комірках КРУ2-10. Умови вибору вимикачів і приклад вибору наведено в пункті 3.3.1. На стороні 10 кВ будемо використовувати вакуумні вимикачі типу ВВ/TEL-10.

Для ввідного вимикача за максимальний робочий струм приймаємо номінальний струм трансформатора на стороні 10 кВ з урахуванням можливого перевантаження в 40%:

$$I_{\text{макс}} = \frac{S_{\text{н.тт}} \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{4000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 10} = 323,16 \text{ А.}$$

Для секційного вимикача за максимальний робочий струм приймаємо 70% номінального струму силового трансформатора:

$$I_{\text{макс}} = \frac{S_{\text{н.тт}} \cdot 0,7}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{4000 \cdot 0,7}{\sqrt{3} \cdot 10} = 161,66 \text{ А.}$$

Для лінійного вимикача за максимальний робочий струм приймаємо максимальний струм однієї з ліній, що відходять. Навантаження по фідерах представлено в таблиці 3.3. Результати вибору лінійних вимикачів наведені в таблиці 3.4.

Таблиця 3.3 - Навантаження по фідерам підстанції, що відходять

Фідер	Навантаження, А	Фідер	Навантаження, А
2772	23,09	2884	29,97
2771	21,99	2889	12,46
2770	17,32	2888	36,73
2774	28,94	2887	29,10
2773	18,66	2885	25,11
2886	13,55	2883	23,08

Таблиця 3.4 - Результати вибору вимикачів на стороні 10 кВ

Умовне позначення вимикача	Тип вимикача	Розрахункові параметри	Каталожні дані вимикача	Умова вибору
Q3, Q4	ВВ/TEL-10	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
		$I_{макс} = 323,16 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{макс} \leq I_{ном}$
		$I_{по} = 2,04 \text{ кА}$	$I_{дин} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{дин}$
		$i_y = 3,95 \text{ кА}$	$I_{м\ дин} = 32 \text{ кА}$	$i_y \leq I_{м\ дин}$
		$B_k = 0,56 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 12,5^2 \cdot 3 = 468,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$
		$I_{по} = 2,04 \text{ кА}$	$I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{откл}$
		$\beta = 8,2\%$	$\beta_{ном} = 40\%$	$\beta \leq \beta_{ном}$
Q6 – Q19	ВВ/TEL-10	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
		$I_{макс} = 36,73 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{макс} \leq I_{ном}$
		$I_{по} = 2,04 \text{ кА}$	$I_{дин} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{дин}$
		$i_y = 3,95 \text{ кА}$	$I_{м\ дин} = 32 \text{ кА}$	$i_y \leq I_{м\ дин}$
		$B_k = 0,56 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 12,5^2 \cdot 3 = 468,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$
		$I_{по} = 2,04 \text{ кА}$	$I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{откл}$
		$\beta = 8,2\%$	$\beta_{ном} = 40\%$	$\beta \leq \beta_{ном}$
Q5	ВВ/TEL-10	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
		$I_{макс} = 161,66 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{макс} \leq I_{ном}$
		$I_{по} = 2,04 \text{ кА}$	$I_{дин} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{дин}$
		$i_y = 3,95 \text{ кА}$	$I_{м\ дин} = 32 \text{ кА}$	$i_y \leq I_{м\ дин}$
		$B_k = 0,56 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 12,5^2 \cdot 3 = 468,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$
		$I_{по} = 2,04 \text{ кА}$	$I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{откл}$
		$\beta = 8,2\%$	$\beta_{ном} = 40\%$	$\beta \leq \beta_{ном}$

### 3.4.2 Вибір контрольно-вимірювальних приладів

Контроль над режимом роботи основного і допоміжного обладнання на підстанціях здійснюється за допомогою контрольно-вимірювальних приладів.

Відповідно до ПУЕ [1] реєструвальні електровимірювальні прилади повинні мати клас точності не нижче 2,5, лічильники активної енергії, призначені для грошових розрахунків (розрахункові лічильники) - не нижче 2,0. Клас точності лічильників реактивної енергії вибирають на один щабель нижче класу точності відповідних лічильників активної енергії. Для фіксуючих

приладів допускається клас точності 3,0. Амперметри підстанцій та розподільчих пристроїв можуть мати клас точності 4,0.

Підстанція є тупиковою, тому контрольно-вимірювальні прилади встановимо тільки на низькій стороні. Встановимо поєднаний лічильник активної і реактивної електроенергії концерну «Енергомiра» ЦЕ6850 (клас точності 1,0). Установка амперметрів необов'язкова, тому що в сучасних мікропроцесорних пристроях релейного захисту є функція, що дозволяє реєструвати параметри (в тому числі і навантаження) елемента, який вони захищають.

### 3.4.3 Вибір трансформаторів струму і напруги

Вибір трансформаторів струму (ТА) проводиться за наступними умовами:

- за напругою установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (3.20)$$

де номінальна напруга трансформатора струму, кВ;

- за струмом установки:

$$I_{макс} \leq I_{ном}, \quad (3.21)$$

де  $I_{ном}$  – номінальний первинний струм трансформатора струму, А;

- за конструкцією і класом точності;

Перевіряють трансформатор струму на динамічну стійкість за умовою:

$$i_{уд} \leq i_{дин}, \quad (3.22)$$

де  $i_{дин}$  – струм електродинамічної стійкості, кА.

Перевірка на термічну стійкість проводиться за умовою:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \quad (3.23)$$

де  $t_{тер}$  – допустимий час протікання струму термічної стійкості, с;

$B_k$  – розрахунковий імпульс квадратичного струму КЗ,  $кА^2 \cdot с$ ;

$I_{тер}$  – струм термічної стійкості, кА.

За вторинним навантаженням:

					<i>БР 5.6.141.640 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						34
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Документа</i>		<i>Дата</i>		

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (3.24)$$

де  $Z_{2ном}$  – номінальна допустиме навантаження в обраному класі точності, Ом;

$Z_2$  – вторинне навантаження трансформатора струму, Ом.

Індуктивний опір вторинних кіл невеликий, тому вторинне навантаження визначається за формулою:

$$Z_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_{к}, \quad (3.25)$$

де  $r_{приб}$  – опір приладів, Ом;

$r_{пр}$  – опір вимірювальних проводів, Ом;

$r_{к}$  – перехідний опір контактів, Ом.

Опір приладів визначають за формулою:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{2ном}^2}, \quad (3.26)$$

де  $I_{2ном}$  – номінальний вторинний струм трансформатора струму, А;

$S_{приб}$  – потужність, споживана приладами, В·А.

Опір контактів приймається рівним 0,05 Ом при малій кількості приладів і 0,1 Ом - при великій кількості приладів.

Опір проводів залежить від їх довжини і перетину.

Для прикладу зробимо вибір трансформаторів струму на вводах.

Вибираємо трансформатор струму типу ТПК-10 з номінальним струмом вторинної обмотки 400 А.

Умова (3.20)  $10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ}$  виконується.

Умова (3.21)  $323,16 \text{ А} \leq 400 \text{ А}$  виконується.

За умовою (3.22) перевіримо трансформатор струму на електродинамічну стійкість.  $3,95 \text{ кА} \leq 45,7 \text{ кА}$ , тобто умова виконується.

Перевіримо трансформатор струму на термічну стійкість за умовою (3.23).  $0,56 \leq 18^2 \cdot 3 = 972 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$  - умова (3.23) виконується.

					<i>БР 5.6.141.640 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						35
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Документа</i>		<i>Дата</i>		

Для перевірки трансформатора струму за вторинним навантаженням, користуючись схемами включення і каталожними даними приладів, визначимо навантаження за фазами. Результати представлені в таблиці 3.5.

Таблиця 3.5 – Прилади на ввідному вимикачі

Найменування і тип приладу	Кількість	Навантаження фази, В·А		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
Лічильник активної енергії	1	2,5	-	2,5
Лічильник реактивної енергії	1	2,5	-	2,5
Разом		5,0	-	5,0

Перевірку за допустимим навантаженням виконуємо для найбільш завантаженої фази. Загальний опір приладів складе за формулою (4.20):

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2} = \frac{5,0}{5^2} = 0,2 \text{ Ом.}$$

Номінальне вторинне навантаження трансформатора струму типу ТПК-10 в класі точності 0,5 складає 0,4 Ом.

Вибираємо трансформатор струму типу ТПК-10.

Опір контактів приймаємо  $r_k = 0,05$  (тому що підключається тільки два прилади).

Визначаємо допустимий опір проводів:

$$r_{\text{пр}} = z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_k = 0,4 - 0,2 - 0,05 = 0,15 \text{ Ом.}$$

Перетин проводів визначаємо за формулою:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 5}{0,15} = 1,63 \text{ мм}^2.$$

За умовою механічної міцності мінімальний переріз дорівнює 4 мм<sup>2</sup>, тому приймаємо перетин дроту  $S = 4 \text{ мм}^2$ . Контрольний кабель типу АКВРТ з трьома жилами перетином 4 мм<sup>2</sup>. Результати вибору трансформатора струму представимо в таблиці 4.6.

Таблиця 3.6 - Вибір трансформаторів струму на вводах

Тип	Розрахункові дані	Каталожні дані	Умова вибору
ТПК-10	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
	$I_{max} = 323,16 \text{ А}$	$I_H = 400 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
	$i_y = 3,95 \text{ кА}$	$i_{дин} = 45,7 \text{ кА}$	$i_y \leq i_{дин}$
	$B_K = 0,56 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 \cdot K_T = 972 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I_T^2 \cdot K_T$

Решта трансформаторів струму вибираються аналогічно.

Результати вибору трансформаторів струму на лініях, що відходять зводимо в таблицю 3.7.

Таблиця 3.7 - Вибір трансформаторів струму на лініях, що відходять

Тип	Розрахункові дані	Каталожні дані	Умова вибору
ТПК-10	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
	$I_{max} = 36,73 \text{ А}$	$I_H = 50 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
	$i_y = 3,95 \text{ кА}$	$i_{дин} = 5,1 \text{ кА}$	$i_y \leq i_{дин}$
	$B_K = 0,56 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 \cdot K_T = 12 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I_T^2 \cdot K_T$

Трансформатори напруги вибираються за наступними умовами:

- за номінальною напругою:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (3.27)$$

де  $U_{ном}$  - номінальна первинна напруга;

- за вторинним навантаженням:

$$S_2 \leq S_{2ном}, \quad (3.28)$$

де  $S_2$  - потужність зовнішнього вторинного кола (вторинне навантаження);

$S_{2ном}$  - номінальне вторинне навантаження;

- за класом точності;

- за конструкцією.

Вибір трансформаторів напруги зводимо в таблицю 3.8. Вибір виконуємо за найбільш завантаженої секції.

Таблиця 3.8 – Вибір трансформаторів напруги

Назва і тип приладу	Потужність однієї котушки	число котушок	cos φ	sin φ	число приладів	Потужність	
						Активна, Вт	Реактивна, Вар
Вольтметр	2	1	1	0	1	2	-
Лічильник активний	2,5	2	0,38	0,925	8	15,2	37
Лічильник реактивний	2,5	2	0,38	0,925	7	13,3	32,38
Разом						30,5	69,38

Тоді навантаження вторинних кіл трансформатора напруги дорівнює:

$$S_2 = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{30,5^2 + 69,38^2} = 75,79 \text{ В}\cdot\text{А}.$$

Обираємо трансформатор напруги типу НАМИТ-10-У3 з номінальним вторинним навантаженням 200 В·А при класі точності 0,5.

#### 3.4.4 Вибір трансформаторів власних потреб

Трансформатори власних потреб на підстанції виробили амортизаційний термін служби, тому зробимо їх заміну. Також при реконструкції підстанції змінився склад споживачів власних потреб. У таблиці 3.9 наведено новий склад споживачів власних потреб.

Таблиця 3.9 – Склад споживачів власних потреб

Власні потреби підстанції	Встановлена потужність, кВт			Cosφ	Навантаження	
	Од.	Р <sub>уд</sub> , кВт/од	Всього		Р <sub>уст</sub>	Q <sub>уст</sub>
Підігрів вимикачів і приводів на стороні 110 кВ	2	1,8	3,6	1	3,6	-
Підігрів приводів роз'єднувачів на 110 кВ	8	0,6	4,8	1	4,8	-
Підігрів шаф КРУ2-10	15	1	15	1	15	-
Підігрів релейної шафи	10	1	10	1	10	-
Опалення, освітлення, вентиляція ЗРУ	1	5,5	5,5	1	5,5	-
освітлення ОРУ	1	5	5	1	5	-
Маслогосподарство	1	120	120	1	120	-
Разом					163,9	-

Встановлена потужність власних потреб підстанції визначається за формулою:

$$S_{уст} = \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} \quad (3.29)$$

Розрахункова потужність споживачів власних потреб:

$$S_{расч} = k_c \cdot S_{уст}, \quad (3.30)$$

де  $k_c$  – коефіцієнт попиту, що дорівнює 0,8.

Розрахункова потужність трансформатора власних потреб з урахуванням аварійного перевантаження визначається за виразом:

$$S_{р.т} = \frac{S_{расч}}{k_{ав} \cdot (n - 1)}, \quad (3.31)$$

де  $k_{ав}$  – коефіцієнт аварійної перевантаження трансформатора, приймається рівним 1,4;

$n$  – кількість трансформаторів власних потреб на підстанції

Тоді за формулою (3.29) отримаємо:

$$S_{уст} = \sqrt{163,9^2 + 0^2} = 163,9 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

За формулою (3.30) визначимо розрахункову потужність:

$$S_{расч} = 0,8 \cdot 163,9 = 131,12 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Тоді потужність трансформатора власних потреб дорівнює:

$$S_{т} = \frac{131,12}{1,4 \cdot (2 - 1)} = 94 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Вибираємо два трансформатора власних потреб типу ТМ-100/10. Для захисту трансформаторів власних потреб виберемо запобіжники типу ПКТ101-10-10-31,5 УЗ. Схема власних потреб підстанції представлена на рисунку 3.6.

### 3.4.5 Вибір обмежувачів перенапруги

ОПН встановимо на місця, де раніше були встановлені вентильні розрядники. ОПН вибирають по номінальній напрузі мережі. Оскільки потрібно ОПН зовнішньої установки, то виберемо ОПН-Р/TEL-10/11,5-УХЛ1.

					<i>БР 5.6.141.640 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						39
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Документа</i>		<i>Дата</i>		



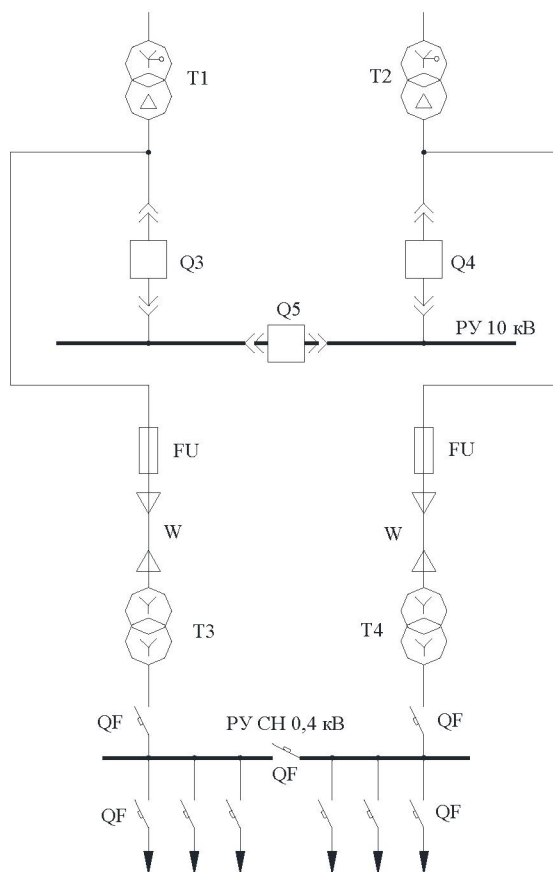


Рисунок 3.6 – Схема живлення власних потреб підстанції

### 3.4.6 Вибір заземлюючих дугогасильних реакторів

Тривала робота мереж з ізольованою нейтраллю допускається при ємнісних струмах замикання на землю, що не перевищують 20А. Але проведені дослідження, а також досвід експлуатації показали, що дугогасильні котушки доцільно застосовувати і при струмах замикання на землю в 15 А. На підстанції встановлена дугогасильна котушка типу РЗДПОМ - 480 кВ•А. Дана котушка виробила амортизаційний термін служби, тому необхідна її заміна.

Застосуємо реактори керовані заземлюючі дугогасильні 1-фазні з масляним охолодженням типу РУОМ. Вони використовуються в якості заземлюючого пристрою з автоматичною компенсацією ємнісних струмів замикання на землю, запобігання переходів 1-фазних замикань на землю в електричній мережі.

					<b>БР 5.6.141.640 ПЗ</b>	<i>Лист</i>
						40
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Документа</i>		<i>Дата</i>		

Застосування РУОМ забезпечує 3-кратне зниження кількості замикань на землю і повну їх локалізацію в разі пробоїв ізоляції підвищеною напругою. Забезпечується збереження обладнання в разі виникнення аварійної ситуації і збільшення терміну служби. Термін окупності 2-3 роки.

Реактори підключаються між точкою заземлення та вищою нейтраллю трансформатора або за допомогою фільтра нульової послідовності. Регулювання режимів здійснюється автоматично за допомогою спеціалізованої системи управління САНК, що входить в комплект РУОМ. САНК розпізнає нормальний режим роботи і режим замикання на землю, вимірює ємність мережі в нормальному режимі, забезпечує безаварійний вихід на режим компенсації ємнісного струму при виникненні замикання на землю. Схема підключення реактора типу РУОМ представлена на рисунку 3.7.

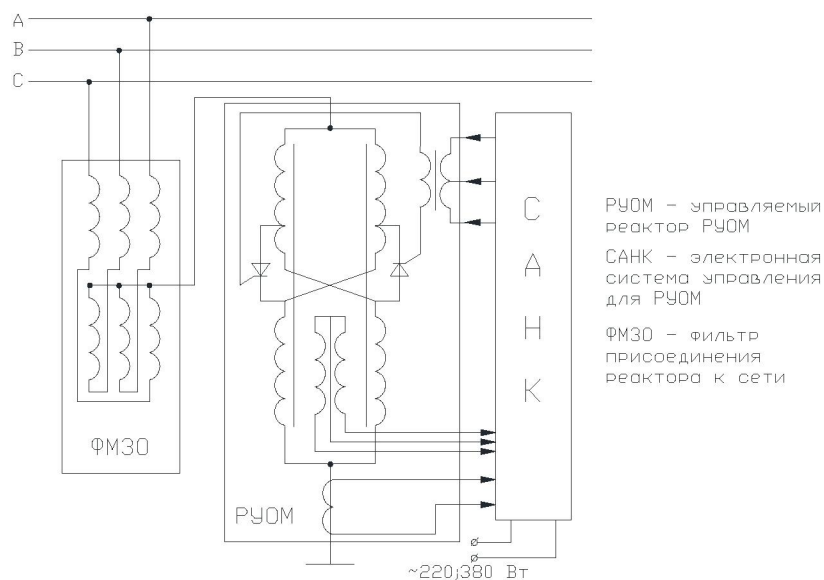


Рисунок 3.7 – Схема приєднання реактора типу РУОМ до трифазної мережі

Реактор вибирається виходячи з ємнісного струму:

$$S_{\text{ДР}} = K_3 \cdot U_{\Phi} \cdot I_{\text{СЗ}}, \quad (3.32)$$

					<b>БР 5.6.141.640 ПЗ</b>	<i>Лист</i>
						41
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Документа</i>		<i>Дата</i>		

де  $K_3$  – коефіцієнт запасу,  $K_3 = 1,1..1,25$ ;

$U_\phi$  – фазна напруга, кВ;

$I_{с.з}$  – сумарний ємнісний струм приєднань:

Ємнісний струм ліній, приєднаних до першої секції шин становить 46,92 А, до другої секції шин - 69,62 А.

Розрахуємо потужність ректора для першої секції шин за формулою (3.32):

$$S_{др} = 1,1 \cdot \frac{10,5}{\sqrt{3}} \cdot 46,92 = 312,88 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Для другої секції шин:

$$S_{др} = 1,1 \cdot \frac{10,5}{\sqrt{3}} \cdot 69,62 = 464,25 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Приймаємо потужність реактора для першої секції шин  $S_{др} = 480 \text{ кВ} \cdot \text{А}$  і потужність ФЗМО  $S_{фзмо} = 500 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ . Остаточо вибираємо заземлюючий дугогасильний реактор типу РУОМ – 480 /11 / $\sqrt{3}$  У. Для другої секції шин - потужність реактора також  $S_{др} = 480 \text{ кВ} \cdot \text{А}$  і потужність ФЗМО  $S_{фзмо} = 500 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ . Остаточо вибираємо заземлюючий дугогасящий реактор типу РУОМ – 480/11/ $\sqrt{3}$  У.

При реконструкції підстанції застосована схема містка з вимикачами у трансформаторів. Для живлення власних потреб на підстанції було встановлено два трансформатора типу ТМ-100/10/0,4. На стороні 110 кВ встановили вимикачі типу ЛТВ -145 D1 з пружинним приводом і роз'єднувачі типу D - 123. Також вибрали ОПН типу ОПН-У/ТЕЛ-110/84-УХЛ1. На стороні 10 кВ встановили вимикачі типу ВВ/ТЕЛ-10, трансформатори струму ТПК-10, трансформатори напруги НАМИТ-10-У3 і обмежувачі перенапруги типу ОПН-Р/ТЕЛ-10/11,5-УХЛ1. Також обрали заземлюючі дугогасні реактори типу РУОМ–480/11/ $\sqrt{3}$  У.

					<i>БР 5.6.141.640 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						42
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Документа</i>		<i>Дата</i>		

## 4 Релейний захист та автоматика елементів підстанції

### 4.1 Загальні положення

На підстанції для захисту ліній напругою 10 кВ використовуються максимальний струмовий захист, виконаний на основі реле РТВ, і струмова відсічка на основі реле РТМ. Диференціальний захист виконаний на диференціальних реле типу ДЗТ-11. Газовий захист виконаний на основі газового реле ВГ - 80. Захист діє на сигнал при слабкому газоутворенні і зниженні рівня масла і на відключення при інтенсивному газоутворенні і подальшому зниженні рівня масла. На трансформаторах в якості захисту від струмів, обумовлених зовнішніми багатофазними короткими замиканнями, передбачений максимальний струмовий захист, діє на відключення (МСЗ-110, МСЗ-10) на базі реле струму РТ-40. Захист від перевантаження виконаний на основі реле струму РТ-40. Блокування віддільника з короткозамикачем виконано на реле струму РТ-40. На кожному трансформаторі встановлений пристрій резервування відмови вимикача - ПРВВ.

Пристрої релейного захисту на підстанції виконані на застарілій електромеханічній апаратурі. Встановимо блоки мікропроцесорного захисту фірми «ALSTOM».

### 4.2 Захист ліній, що відходять на 10 кВ

Для захисту кабельних ліній 10 кВ вибираємо мікропроцесорний пристрій МІСОМ Р-122.

Захист і керування:

- триступеневий захист від міжфазних КЗ і КЗ на землю;
- захист від перевантаження;
- захист мінімального струму;
- захист по струму зворотної послідовності;
- дві групи уставок;
- виявлення обриву проводу;

					<i>БР 5.6.141.640 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						43
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Документа</i>		<i>Дата</i>		

- виявлення несправності вимикача;
- дистанційне відключення кола;
- контроль і управління вимикачем;
- датчик початкового навантаження;
- селективна логіка;
- блокування вихідних реле;
- чотириразове АПВ;

Вимірювання:

- діючі значення фазного струму і струму замикання на землю;
- максимальні і поточні значення;
- стан перевантаження;
- 75 подій записуються з дискретністю 1 мс;
- реєстрація ушкоджень, останні 5;
- реєстрація перехідних процесів, 5 звітів;
- постійне самотестування.

Релейний захист ліній 10 кВ виконується ступінчастими струмовими захистами. Перший ступінь – струмова відсічка без витримки часу, другий ступінь – струмова відсічка з невеликим уповільненням і третій, найбільш чутливий – максимальний струмовий захист (МСЗ) з витримкою часу. На коротких лініях виконати триступеневий захист часто буває неможливо (за умовою недостатньої чутливості першого або другого ступенів). Тоді застосовують або два ступені – відсічка без витримки часу і МСЗ, або один ступінь – тільки МСЗ. Таким чином, МСЗ є обов'язковим захистом на всіх лініях напругою до 35 кВ.

Для захисту ліній, що відходять будемо вибирати уставки для струмової відсічки, максимального струмового захисту, захисту від перевантаження і захисту від замикання на землю, також на кожному вимикачі буде передбачено ПРВВ.

Кабельні лінії, як правило, мають малу довжину в порівнянні з повітряними лініями, питомий опір їх нижчий. З цієї причини струм КЗ на початку лінії незначно відрізняється від струму КЗ в кінці. Це робить

					<i>БР 5.6.141.640 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						44
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Документа</i>		<i>Дата</i>		

неефективним застосування захистів з залежною характеристикою, за винятком випадку узгодження захистів лінії з запобіжниками ПК, якщо буде визнано за необхідне, забезпечити це узгодження у всьому діапазоні струмів КЗ. Найчастіше таке узгодження здійснюється тільки при струмах КЗ в місці установки запобіжників, припустивши неселективну роботу при малоймовірних пошкодженнях усередині трансформатора. При такому погодженні можна використовувати захист з незалежною характеристикою з витримкою часу більшою на ступінь, ніж час перегорання запобіжника при струмі в місці його установки.

Струмова відсічка виходить не завжди, так як відсторонивши її від струму КЗ в кінці лінії або в місці установки запобіжників, не вдається забезпечити її чутливість 1,5 в місці установки захисту.

Завданням МСЗ є не тільки захист своєї лінії, на якій встановлено МСЗ, а й забезпечити подальше резервування в разі відмови захисту або вимикача при пошкодженнях на попередніх лініях.

Струм спрацьовування МСЗ вибирається в амперах за трьома умовами:

- 1) неспрацювання захисту при дії надструмів після аварійних перевантажень, тобто після відключення КЗ на попередньому елементі;
- 2) узгодження чутливості захистів подальшого і попереднього елементів;
- 3) забезпечення достатньої чутливості при КЗ в кінці елемента, що захищається (основна зона) і в кінці кожного з попередніх елементів (зона далекого резервування).

За першою з цих умов струм спрацьовування МСЗ вибирається за виразом:

$$I_{C.3} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot K_{CЗП} \cdot I_{РАБ.МАХ} \quad , \quad (4.1)$$

де  $K_H$  - коефіцієнт надійності неспрацювання захисту, що враховує погрішність і необхідний запас,  $K_H = 1,1 \dots 1,2$ ;

$K_B$  - коефіцієнт повернення максимальних реле струму,  $K_B = 0,95 \dots 0,98$ ;

					<i>БР 5.6.141.640 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						45
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Документа</i>		<i>Дата</i>		

$K_{сзп}$  - коефіцієнт самозапуску навантаження, що відображає збільшення робочого струму  $I_{раб.мах}$  за рахунок одночасного пуску електродвигунів, які загальмувалися при зниженні напруги під час короткого замикання. Для побутового навантаження  $K_{сзп} = 1,1 \dots 1,3$ ; для узагальненого навантаження  $K_{сзп} = 1,3 \dots 2,5$ .

Максимальне значення робочого струму елемента, що під захистом визначається з урахуванням його додаткового перевантаження. Для цього необхідно знати максимальний струм навантаження лінії. Якщо відсутні офіційні дані, він визначається наближено:

а) за номінальним струмом найбільш слабкого елемента мережі: наприклад трансформатора струму, за довго допустимим струмом кабеля, проводу лінії;

б) за сумарною потужністю підключених трансформаторів в нормальному, ремонтному та аварійному режимах. Якщо ця потужність надмірно велика, іноді доводиться враховувати завантаження трансформаторів мережі.

За умовою узгодження чутливості захистів подальшого (що під захистом) і попереднього елементів струм спрацювання подальшого захисту вибирається за виразом:

$$I_{сз.посл.} \geq K_{нс} \cdot (I_{сз.пред.} + \sum I'_{раб.мах} ), \quad (4.2)$$

де  $K_{нс}$  – коефіцієнт надійності узгодження,  $K_{нс} = 1,1$ ;

$I_{сз.пред.}$  – найбільше значення струму спрацювання максимальних струмових захистів попередніх елементів, з якими проводиться узгодження;

$\sum I'_{раб.мах}$  – арифметична сума значень робочих струмів навантаження всіх попередніх елементів, за винятком того елемента, з захистом якого проводиться узгодження.

За розрахунковий струм приймається значення максимального струму з умов (5.1), (5.2).

Після цього необхідно визначити струм спрацювання  $I_{с.р}$ :

					<i>БР 5.6.141.640 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						46
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Документа</i>		<i>Дата</i>		

$$I_{c.p} = \frac{I_{c.з} \cdot K_{cx}}{n_T}, \quad (4.3)$$

де  $I_{c.p}$  – струм спрацьовування захисту (первинний);

$n_T$  – коефіцієнт трансформації трансформаторів струму;

$K_{cx}$  – коефіцієнт схеми з'єднання трансформаторів струму і реле, при застосуванні схеми повної або неповної зірки  $K_{cx} = 1$  і при повному або неповному трикутнику  $K_{cx} = \sqrt{3}$ .

Після цього необхідно прийняти остаточну уставку спрацьовування реле і зробити зворотний розрахунок струму спрацьовування на первинній стороні.

Таким чином, уставка по струму МСЗ попереднього елемента повинна завжди бути більше уставки МСЗ наступного елемента, що, певним чином, забезпечує струмову селективність.

Для виконання третьої умови необхідно знати значення струмів КЗ в кінці елемента, що під захистом  $I_{к3min}$  і в кінці зони резервування  $I_{kmin}$ . Визначення коефіцієнтів чутливості захисту проводиться за виразами:

$$K_{чo} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{к3min}^{(3)}}{I_{c.з.у}}; \quad (4.4)$$

$$K_{чp} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{kmin}^{(3)}}{I_{c.з.у}}, \quad (4.5)$$

де  $K_{чo}$ ,  $K_{чp}$  – коефіцієнти чутливості захисту відповідно в основній і резервній зонах.

Згідно ПУЕ, повинні виконуватися умови:

$$K_{чo} \geq 1,5; \quad (4.6)$$

$$K_{чp} \geq 1,2. \quad (4.7)$$

Витримка часу максимальних струмових захистів вводиться для уповільнення дії захисту з метою забезпечення тимчасової селективності дії захистів наступного елемента по відношенню до захисту попередніх елементів. Для цього час спрацьовування захисту подальшої лінії вибирається більшим часу спрацьовування попередньої лінії:

$$t_{c.з.посл} = t_{c.з.пред} + \Delta t, \quad (4.8)$$

					<i>БР 5.6.141.640 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						47
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Документа</i>		<i>Дата</i>		



де  $\Delta t$  – ступінь селективності.  $\Delta t = 0,2$  с;

Величина  $\Delta t$  складається з наступних складових: часу відключення вимикача (0,05...0,1 с), часу повернення захисту (0,05 с), похибки за часом наступного і попереднього захистів (3..5%) і необхідного запасу ( 0,05...0,1 с).

Струмова відсічка (СВ) без витримки часу (перший ступінь струмового захисту) призначена для прискорення відключення близьких коротких замикань. Її уставка (струм спрацьовування) вибирається з умови неспрацьовування від максимального трифазного струму КЗ в кінці лінії або трансформатора. Уставки струмової відсічки вибираються з умови:

$$I_{C.3.TO} = K_{отс} \cdot I_{кmax} , \quad (4.9)$$

де  $K_{отс}$  - коефіцієнт неспрацьовування, приймається для цифрових реле 1,1...1,2;

$I_{кmax}$  – струм трифазного короткого замикання в кінці елемента, кА.

Після цього необхідно визначити струм спрацьовування  $I_{с.р}$ :

$$I_{с.р} = \frac{I_{C.3.TO} \cdot K_{сх}}{n_T} .$$

Далі необхідно прийняти остаточну уставку спрацьовування реле і зробити зворотний розрахунок струму спрацьовування на первинній стороні.

Визначення коефіцієнтів чутливості захисту проводиться по виразах (4.4) і (4.5). Згідно ПУЕ, повинні виконуватися умови (4.6) і (4.7).

Для забезпечення селективності за струмом:

$$I_{C.3.TO.посл} = K_n \cdot I_{C.3.TO.пред} . \quad (4.10)$$

На лінійних вимикачах струмова відсічка виконується без витримки часу.

Захист від перевантаження необхідний для відключення лінії при тривалому перевантаженні, щоб убезпечити обладнання від перегріву. Час спрацьовування даного захисту вибирається в межах 30...50 с.

Вибір струму спрацьовування проводиться з умови:

$$I_{C.3} \geq \frac{K_n}{K_b} \cdot I_{РАБ.МАХ} . \quad (4.11)$$

					<b>БР 5.6.141.640 ПЗ</b>	<i>Лист</i>
						48
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Документа</i>		<i>Дата</i>		

Після цього визначається струм спрацьовування реле.

Відповідно до ПУЕ, для селективного виявлення однофазних замикань на кожному приєднанні повинен бути встановлений захист від замикань на землю (захист нульової послідовності), який в одних випадках діє на сигнал, в інших - на відключення. Зокрема, на тих електродвигунах, у яких ємнісний струм замикання на землю перевищує 5 А (первинних), захист повинен діяти на відключення без уповільнення. Разом з тим, практика показала, що і при менших за 5 А струмах ОЗ бажано двигун відключати, оскільки тривалий вплив струмів ОЗ на ізоляцію двигуна призводить до переходу однофазного замикання в двофазне КЗ.

При виборі уставок захисту від замикань на землю, де відсутня компенсація, необхідно визначити розрахунком сумарний струм замикання на землю і струми замикання на землю конкретного фідера.

$$I_C = l \cdot I_{C30} , \quad (4.12)$$

де  $l$  – довжина кабельної лінії, км;

$I_{C30}$  – питомий ємнісний струм на 1 км довжини кабелю, А·км.

Уставка спрацьовування захисту вибирається для двох випадків: в початковий момент часу і через 4 секунди після замикання. Вона обчислюється за такою формулою:

$$I_{с.з.} = K_{отс} \cdot K_{бр} \cdot I_c , \quad (4.13)$$

де  $K_{отс}$  – коефіцієнт відбудови, що дорівнює 1,2;

$K_{бр}$  – коефіцієнт, що враховує кидок ємнісного струму в момент запалювання дуги, для початкового моменту часу  $K_{бр} = 4$ , після 4 с  $K_{бр} = 1,5$ ;

$I_c$  – власний ємнісний струм приєднання, що під захистом.

Для прикладу зробимо розрахунок згідно вищевикладеної методикою уставок СВ, МТЗ, захисту від перевантажень і ЗНЗ для кабельної лінії 2772.

Для даного приєднання максимальний струм  $I_{раб.мах} = 23,09$  А

Із таблиць 2.2 і 2.3:  $I_{к3 \max} = 2037$  А,  $I_{к \max} = 1185$  А,  $I_{к3 \min} = 2024$  А,  $I_{к \min} = 1181$  А.

					<i>БР 5.6.141.640 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						49
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Документа</i>		<i>Дата</i>		

Виберемо уставки для струмової відсічки:

Згідно (4.9) струм спрацьовування:

$$I_{\text{с.з.то}} = 1,1 \cdot 1185 = 1303,5 \text{ А.}$$

Обчислимо згідно (4.3) струм спрацьовування реле:

$$I_{\text{с.р}} = \frac{1303,5 \cdot 1}{6} = 217,25 \text{ А.}$$

Приймаємо до уставки на терміналі захистів  $I_{\text{с.р.у}} = 217,3 \text{ А}$ , з дією на відключення.

Тоді струм спрацювання на первинній стороні буде:

$$I_{\text{с.з.у}} = 6 \cdot 217,3 = 1303,8 \text{ А.}$$

Коефіцієнт чутливості по (4.4):

$$K_{\text{ч.о}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{2024}{1303,8} = 1,35 \leq 1,5.$$

За чутливості струмову відсічку на даному приєднанні виставляти не будемо, так як вона не проходить за коефіцієнтом чутливості.

Виберемо уставки для максимального струмового захисту:

Згідно (4.1) струм спрацьовування:

$$I_{\text{с.з}} \geq \frac{1,1}{0,96} \cdot 1,8 \cdot 23,09 = 47,62 \text{ А.}$$

Обчислимо згідно (4.3) струм спрацьовування реле:

$$I_{\text{с.р}} = \frac{47,62 \cdot 1}{6} = 7,94 \text{ А.}$$

Приймаємо до уставки на терміналі захистів  $I_{\text{с.р.у}} = 8 \text{ А}$ , з дією на відключення.

Тоді струм спрацювання на первинній стороні буде:

$$I_{\text{с.з.у}} = K_{\text{т}} \cdot I_{\text{с.р.у}} = 6 \cdot 8 = 48 \text{ А.}$$

Коефіцієнт чутливості в основній зоні захисту по (4.4):

$$K_{\text{ч.о}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{2024}{48} = 36,69 \geq 1,5, \text{ умова виконується.}$$

Коефіцієнт чутливості в резервній зоні захисту по (4.5):

					<i>БР 5.6.141.640 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						50
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Документа</i>		<i>Дата</i>		

$$K_{ч.р} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{1181}{48} = 21,41 \geq 1,2, \text{ умова виконується.}$$

Час спрацювання МТЗ приймаємо  $t_{сз} = 0,4$  с.

Виберемо уставки для захисту від перевантаження:

Згідно (5.11) струм спрацювання:

$$I_{сз} \geq \frac{1,1}{0,96} \cdot 23,09 = 26,46 \text{ А.}$$

Обчислимо згідно (4.3) струм спрацювання реле:

$$I_{с.р} = \frac{26,46}{6} = 4,41 \text{ А.}$$

Приймаємо до уставки на терміналі захистів  $I_{с.р.у} = 4,5$  А, з дією на відключення.

Тоді струм спрацювання на первинній стороні буде:

$$I_{сз.у} = 4,5 \cdot 6 = 27 \text{ А.}$$

Час спрацювання захисту приймаємо  $t_{сз} = 30$  с.

Виберемо уставки для захисту від замикання на землю:

Довжина кабельної лінії  $l = 10,23$  км.

Ємнісний струм лінії по (4.12):

$$I_c = 1,04 \cdot 10,23 = 10,64 \text{ А.}$$

Струм спрацювання по (5.13) в початковий момент часу  $t = 0$  с:

$$I_{сз} = 1,2 \cdot 4 \cdot 10,64 = 51,07 \text{ А.}$$

Обчислимо згідно (4.3) струм спрацювання реле:

$$I_{с.р} = \frac{51,07 \cdot 1}{6} = 8,51 \text{ А}$$

Струм спрацювання в момент часу  $t = 4$  с по (4.13):

$$I_{сз} = 1,2 \cdot 1,5 \cdot 10,64 = 19,15 \text{ А.}$$

Обчислимо згідно (4.3) струм спрацювання реле:

$$I_{с.р} = \frac{19,15 \cdot 1}{6} = 3,19 \text{ А}$$

					<i>БР 5.6.141.640 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						51
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Документа</i>		<i>Дата</i>		

Розрахунок уставок інших ліній, що відходять аналогічний, тому розрахунок зводимо в таблицю 4.1 і 4.2.

Таблиця 4.1 - Розрахунок уставок ліній, що відходять для першої секції

Вид захисту	Найменування величини	Од. виміру	Елемент, що під захистом				
			КЛ 2772	КЛ 2771	КЛ 2770	КЛ 2774	КЛ 2773
Початкові дані	Іраб.мах	А	23,09	21,99	17,32	28,94	18,66
	Кт	в.о.	6	6	4	6	4
	Ік3мах	А	2037	2037	2037	2037	2037
	Ікмах	А	1185	1111	1715	1248	1776
	Ік3мін	А	2024	2024	2024	2024	2024
	Ікмін	А	1181	1107	1706	1243	1766
Струмова відсічка	Ксх	в.о.	1	1	1	1	1
	Котс	в.о.	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
	Іс.з.то	А	1303,5	1222,1	1886,5	1372,8	1953,6
	Іс.р	А	217,25	203,68	471,63	228,80	488,40
	Іс.р.у	А	217,3	203,7	471,7	228,8	488,4
	Іс.з.у	А	1303,8	1222,2	1886,8	1372,8	1953,6
	Кч	в.о.	1,35	0,90	0,64	0,74	0,61
	тср	с	0	0	0	0	0
МТЗ	Котс	в.о.	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
	Кв	в.о.	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96
	Ксзап	в.о.	1,8	1,8	1,5	1,8	1,5
	Іс.з	А	47,62	45,35	29,77	59,69	32,07
	Іс.р	А	7,94	7,56	7,44	9,95	8,02
	Іс.р.у	А	8	7,6	7,5	10	8,1
	Іс.з.у	А	48	45,6	30	60	32,4
	Кч.о	в.о.	36,69	38,62	58,70	29,35	54,35
	Кч.р	в.о.	21,41	21,12	49,47	18,02	47,42
	тср	с	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4

Продовження таблиці 4.1

Вид захисту	Найменування величини	Од. виміру	Елемент, що під захистом				
			КЛ 2772	КЛ 2771	КЛ 2770	КЛ 2774	КЛ 2773
Захист від перевантаження	Котс	в.о.	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
	Кв	в.о.	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96
	Іс.з	А	26,46	25,20	19,85	33,16	21,38
	Іс.р	А	4,41	4,20	4,96	5,53	5,35
	Іс.р.у	А	4,5	4,2	5	5,6	5,4
	Іс.з.у	А	27	25,2	20	33,6	21,6
	тср	с	30	30	30	30	30
Захист від замикань на землю	Котс	в.о.	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
	Кбр >>	в.о.	4	4	4	4	4
	Кбр >	в.о.	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
	Лкл	км	10,23	11,48	5,83	9,25	3,7
	Ісо	А	1,04	1,04	1,7	1,04	1,3
	Іс	А	10,64	11,94	9,91	9,62	4,81
	Іс.з>>	А	51,07	57,31	47,57	46,18	23,09
	Іс.з>	А	19,15	21,49	17,84	17,32	8,66

Для секційних і ввідних вимикачів струмову відсічку не вибирають, тому що не забезпечує необхідну чутливість. Основним захистом на цих вимикачах є максимальний струмовий захист і захист від перевантаження. Для МТЗ секційних і ввідних вимикачів основною зоною захисту є шини 10 кВ підстанції, а резервною зоною - приєднання. Виходячи з цього при виборі струму спрацювання МТЗ справедливі вирази (4.1), (4.2) і (4.3).

Значення струму спрацювання МТЗ ввідного вимикача повинно бути більше, ніж уставка МТЗ секційного, а секційного більше ніж найбільшого лінійного з умови (4.2).

Таблиця 4.2 - Розрахунок уставок ліній, що відходять для другої секції

Вид захисту	Найменування величини	Од. виміру	Елемент, що під захистом						
			КЛ 2886	КЛ 2884	КЛ 2889	КЛ 2888	КЛ 2887	КЛ 2885	КЛ 2883
Початкові дані	Іраб.мах	А	13,55	29,97	12,46	36,73	29,10	25,11	23,08
	Кт	в.о.	4	6	4	10	6	6	6
	Ік7мах	А	2033	2033	2033	2033	2033	2033	2033
	Ік7мах	А	1229	1345	1948	1111	1181	1280	1379
	Ік7min	А	2022	2022	2022	2022	2022	2022	2022
	Ікmin	А	1225	1340	1937	1108	1178	1276	1374
Струмова відсічка	Ксх	в.о.	1	1	1	1	1	1	1
	Котс	в.о.	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
	Іс.з.то	А	1351,9	1479,5	2142,8	1222,1	1299,1	1408	1516,9
	Іс.р	А	337,98	246,58	535,70	122,21	216,52	234,67	252,82
	Іс.р.у	А	338	246,6	535,7	122,3	216,6	234,7	252,9
	Іс.з.у	А	1352	1479,6	2142,8	1223	1299,6	1408,2	1517,4
	Кч	в.о.	1,30	1,19	0,82	1,44	1,35	1,25	1,16
	тср	с	0	0	0	0	0	0	0
МТЗ	Котс	в.о.	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
	Кв	в.о.	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96
	Ксзап	в.о.	1,5	1,8	1,5	1,8	1,8	1,5	1,5
	Іс.з	А	23,29	61,81	21,42	75,76	60,02	43,16	39,67
	Іс.р	А	5,82	10,30	5,35	7,58	10,00	7,19	6,61
	Іс.р.у	А	5,9	10,3	5,4	7,6	10	7,2	6,7
	Іс.з.у	А	23,6	61,8	21,6	76	60	43,2	40,2
	Кч.о	в.о.	74,54	28,47	81,44	23,15	29,32	40,72	43,76
	Кч.р	в.о.	45,16	18,86	78,02	12,68	17,08	25,70	29,74
	тср	с	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4

Продовження таблиці 4.2

Вид захисту	Найменування величини	Од. виміру	Елемент, що під захистом						
			КЛ 2886	КЛ 2884	КЛ 2889	КЛ 2888	КЛ 2887	КЛ 2885	КЛ 2883
Захист від перевантаження	Котс	в.о.	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
	Кв	в.о.	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96
	Іс.з	А	15,53	34,34	14,28	42,09	33,34	28,77	26,45
	Іс.р	А	3,88	5,72	3,57	4,21	5,56	4,80	4,41
	Іс.р.у	А	3,9	5,8	3,6	4,3	5,6	4,8	4,5
	Іс.з.у	А	15,6	34,8	14,4	43	33,6	28,8	27
	тср	с	30	30	30	30	30	30	30
Захист від замикаень на землю	Котс	в.о.	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
	Кбр >>	в.о.	4	4	4	4	4	4	4
	Кбр >	в.о.	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
	Лкл	км	12,73	7,86	1,15	11,46	10,25	9,86	8,23
	Ісо	А	1,3	1,04	1,16	1,04	1,04	1,16	1,16
	Іс	А	16,55	8,17	1,33	11,92	10,66	11,44	9,55
	Іс.з>>	А	79,44	39,24	6,40	57,21	51,17	54,90	45,82
	Іс.з>	А	29,79	14,71	2,40	21,45	19,19	20,59	17,18

Вибір часу спрацьовування МТЗ для секційного і ввідного вимикача проводиться по (4.8).

Виберемо уставки для секційного вимикача:

Найбільший струм для секційного вимикача:

$$I_{p.max} = 0,7 \cdot \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 0,7 \cdot \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 161,66 \text{ А.}$$

За формулою (4.2):

$$I_{C3.ПОСЛ.} \geq K_{нс} \cdot (I_{C3.ПРЕД.} + \sum I'_{РАБ.МАХ}) = 1,1 \cdot (75 + 161,66) = 260,33 \text{ А.}$$

Обчислимо згідно (4.3) струм спрацьовування реле:



$$I_{c.p} = \frac{I_{c.з} \cdot K_{сх}}{n_T} = \frac{260,33}{40} = 6,51 \text{ А.}$$

Приймаємо до уставки на терміналі захистів  $I_{c.p.y} = 6,6 \text{ А}$ , з дією на відключення.

Тоді струм спрацювання на первинній стороні буде:

$$I_{c.з.y} = K_T \cdot I_{c.p.y} = 40 \cdot 6,6 = 264 \text{ А.}$$

Коефіцієнт чутливості в основній зоні захисту:

$$K_{ч.о} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{2022}{264} = 6,6 \geq 1,5, \text{ умова виконується.}$$

Коефіцієнт чутливості в резервній зоні захисту:

$$K_{ч.р} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{1108}{264} = 3,6 \geq 1,2, \text{ умова виконується.}$$

Час спрацювання МТЗ приймаємо  $t_{сз} = 0,6 \text{ с}$ . Виберемо уставки для ввідних вимикачів.

Найбільший струм для ввідного вимикача:

$$I_{p.max} = 1,4 \cdot \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 1,4 \cdot \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 323,32 \text{ А.}$$

За формулою (4.2):

$$I_{c.з.посл.} \geq 1,1 \cdot (261,43 + 323,32) = 643,23 \text{ А}$$

Вычислим согласно (4.3) ток срабатывания реле:

$$I_{c.p} = \frac{643,23}{80} = 8,04 \text{ А}$$

Приймаємо до уставки на терміналі захистів  $I_{c.p.y} = 8,1 \text{ А}$ , з дією на відключення. Тоді струм спрацювання на первинній стороні буде:

$$I_{c.з.y} = K_T \cdot I_{c.p.y} = 8,1 \cdot 80 = 648 \text{ А}$$

Коефіцієнт чутливості в основній зоні захисту:

$$K_{ч.о} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{2022}{648} = 3,7 \geq 1,5, \text{ умова виконується}$$

Коефіцієнт чутливості в резервній зоні захисту:

$$K_{ч.р} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{1108}{648} = 1,48 \geq 1,2, \text{ умова виконується}$$

					<b>БР 5.6.141.640 ПЗ</b>	<i>Лист</i>
						56
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Документа</i>		<i>Дата</i>		

Час спрацювання МТЗ приймаємо  $t_{сз} = 0,8$  с.

#### 4.3 Релейний захист трансформатора

Згідно ПУЕ потрібні такі захисти для трансформаторів:

- струмова відсічка або диференційний захист;
- максимальний струмовий захист;
- газовий захист;
- захист від перевантаження з дією на сигнал.

На виробництві випускається спеціальне реле захисту, яке виконує одночасно всі функції захисту для трансформаторів. Але застосування тільки одного реле захисту не можна вважати доцільним. Для резервування необхідно встановити хоча б ще один комплект захисту з боку живлення. На цьому захисті доцільно виконати струмову відсічку і максимальний захист. На дискретний вхід цього ж реле доцільно підключити реле газового захисту трансформатора і РПН. Застосуємо для диференціального захисту реле МІСОМ Р632, а решту захисту виконаємо на пристроях захисту вводів. На високій стороні застосуємо реле МІСОМ Р124, а на низькій МІСОМ Р122. Захист від перевантаження є в реле МІСОМ Р632 і МІСОМ Р122. Газовий захист підключається на дискретний вхід пристрою МІСОМ Р124.

Зробимо розрахунок диференційного захисту.

Первинний номінальний струм трансформатора:

$$I_{в.н.} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 20,99 \text{ А}, \quad (4.14)$$

$$I_{н.н.} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 230,94 \text{ А}. \quad (4.15)$$

При зовнішньому КЗ за межами зони дії диференціального захисту, трансформатори струму на стороні НН «обтікають» струмом і струм спрацювання реле збільшується в міру зростання струму наскрізного замикання (гальмівного струму). Уставкою за ступенем гальмування в цифрових

					<i>БР 5.6.141.640 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						57
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Документа</i>		<i>Дата</i>		

реле прийнято вважати відношення диференціального струму ( $I_d$ ) до гальмівного струму ( $I_t$ ) у відсотках, і розраховується за виразом:

$$\frac{I_d}{I_t} = K_n(K_a \cdot \varepsilon + \Delta U), \quad (4.16)$$

де  $K_n$  – коефіцієнт надійності дорівнює 1,2;

$\varepsilon$  – похибка трансформаторів струму, приймається рівною 10 %;

$K_a$  – коефіцієнт, що враховує зростання похибки при великих струмах за рахунок аперіодичної складової, приймається рівним 1,5;

$\Delta U$  – діапазон регулювання коефіцієнта трансформації трансформатора, що під захистом, в залежності від типу трансформатора і регулятора РПН значення  $\Delta U$  приймається рівним 16%.

$$\frac{I_d}{I_t} \geq 1,2(1,5 \cdot 10 + 16) = 37,2\%.$$

Приймається 40%-ва гальмівна характеристика. Вказане значення виставляється в реле в якості уставки диференційного захисту.

Чутливість диференціального захисту оцінюється при мінімальному струмі двофазного КЗ на виводах НН трансформатора по формулі:

$$K_{\text{ч}} = I_{k3.min}^{(2)} / (0,3 I_{ном.тр}) \geq 2, \quad (4.17)$$

де  $I_{k3.min}^{(2)}$  -приведений до сторони ВН двофазний струм КЗ, А.

$$K_{\text{ч}} = 184,6 / (0,3 \cdot 20,99) = 29,32 \geq 2.$$

Ступінь гальмування оцінюється при трифазному максимальному струмі КЗ на шинах НН підстанції за виразом:

$$I_d = \left( \frac{I_d}{I_t} \right)_{\text{уст}} \frac{I_{k3.max}^{(3)}}{I_{ном.тр}}. \quad (4.18)$$

У нашому прикладі:

$$I_d = 40 \cdot 2024 / 230,94 = 350\%, \text{ тобто уставка виросла в } 11,7 \text{ разів.}$$

При струмах КЗ понад  $6I_{ном.тр}$  спрацьовує диференціальна струмова відсічка. При цьому струмі фактор гальмування вже не діє.

Розрахуємо струмову відсічку для трансформатора.

					<i>БР 5.6.141.640 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						58
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Документа</i>		<i>Дата</i>		

Згідно (4.9) струм спрацьовування:

$$I_{\text{с.з.то}} = 1,2 \cdot 221,41 = 265,69 \text{ А.}$$

Обчислимо згідно (4.3) струм спрацьовування реле:

$$I_{\text{с.р}} = \frac{265,69 \cdot 1}{20} = 13,28 \text{ А.}$$

Приймаємо до уставки на терміналі захистів  $I_{\text{с.р.у}} = 13,3 \text{ А}$ , з дією на відключення.

Тоді струм спрацювання на первинній стороні буде:

$$I_{\text{с.з.у}} = 20 \cdot 13,3 = 266 \text{ А.}$$

Коефіцієнт чутливості по (4.4):

$$K_{\text{ч.о}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{5919}{266} = 19,2 \geq 2, \text{ тобто умова виконується.}$$

Виберемо уставки для захисту від перевантаження:

Згідно (4.11) струм спрацьовування:

$$I_{\text{с.з}} \geq \frac{1,1}{0,96} \cdot 20,99 = 24,05 \text{ А.}$$

Обчислимо згідно (4.3) струм спрацьовування реле:

$$I_{\text{с.р}} = \frac{24,05}{20} = 1,21 \text{ А.}$$

Приймаємо до уставки на терміналі захистів  $I_{\text{с.р.у}} = 1,3 \text{ А}$ , з дією на сигнал.

Тоді струм спрацювання на первинній стороні буде:

$$I_{\text{с.з.у}} = 1,3 \cdot 20 = 26 \text{ А.}$$

Виберемо уставки для максимального струмового захисту:

Згідно (4.1) струм спрацьовування:

$$I_{\text{с.з.вн}} \geq \frac{1,2}{0,96} \cdot 2,2 \cdot 2 \cdot 161,66 = 889,13 \text{ А.}$$

Даний струм на стороні ВН:

$$I_{\text{с.з.вн}} = I_{\text{с.з.вн}} \cdot \frac{U_{\text{вн}}}{U_{\text{вн}} \cdot (1 - \Delta U_{\text{рлн}})} = 889,13 \cdot \frac{10,5}{115 \cdot (1 - 0,16)} = 96,64 \text{ А.}$$

За умовою узгодження з захистом вводу:

					<i>БР 5.6.141.640 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						59
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Документа</i>		<i>Дата</i>		

$$I_{\text{с.ЗВН}} = K_{\text{нс}} \cdot I_{\text{сЗВ}} \cdot \frac{U_{\text{нн}}}{U_{\text{вн}} \cdot (1 - \Delta U_{\text{рлн}})} = 1,2 \cdot 648 \cdot \frac{10,5}{115 \cdot (1 - 0,16)} = 84,52 \text{ А.}$$

Вибираємо більше значення.

Обчислимо згідно (4.3) струм спрацьовування реле:

$$I_{\text{с.Р}} = \frac{96,64 \cdot 1}{20} = 4,83 \text{ А.}$$

Приймаємо до уставки на терміналі захистів  $I_{\text{срy}} = 4,9 \text{ А.}$

Тоді струм спрацювання на первинній стороні буде:

$$I_{\text{с.з.у}} = K_{\text{т}} \cdot I_{\text{с.р.у}} = 20 \cdot 4,9 = 98 \text{ А.}$$

Коефіцієнт чутливості в резервній зоні захисту по (4.5):

$$K_{\text{ч.р}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{184,8}{98} = 1,63 \geq 1,2, \text{ умова виконується.}$$

Таким чином, до установки прийняли захисти МІСОМ Р122 і МІСОМ Р632, тому що дані види захистів задовольняють всім вимогам для захистів фідерів, що відходять, а також для захисту трансформатора.

В результаті розрахунку на лініях, що відходять прийняли уставки максимально струмового захисту, захисту від перевантаження і від замикання на землю. Струмова відсічка встановлюватися не буде, тому що не проходить за чутливістю.

На секційних і ввідних вимикачах розраховали максимальний струмовий захист, який в основній зоні захисту задовольняє чутливості і захисту від перевантаження.

Для захистів від пошкоджень трансформатора виконано розрахунок струмової відсічки, диференціального захисту, захисту від перевантаження і максимального струмового захисту.

					<i>БР 5.6.141.640 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						60
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Документа</i>		<i>Дата</i>		

## Висновки

В результаті виконання даної кваліфікаційної роботи були надані розрахунки і рекомендації по модернізації силової частини підстанції 110/10 кВ.

Силові трансформатори ТДН-10000/110/10 виробили свій амортизаційний термін служби і мають низькі коефіцієнти завантаження, тому їх необхідно замінити на трансформатори типу ТМН-4000/110/10.

При реконструкції підстанції застосована схема містка з вимикачами біля трансформаторів. Для живлення власних потреб встановлено два трансформатора типу ТМ-100/10/0,4.

Також в дипломному проекті виконано заміну масляних вимикачів ВМПП-10 на вакуумні типу ВВ/TEL-10-12,5, на стороні 110 кВ встановлено елегазові вимикачі типу ЛТВ-145D1 і роз'єднувачі типу D-123. На стороні 110 і 10 кВ замість розрядників встановлено ОПН-У/TEL-110/84-УХЛ1, ОПН-Р/TEL-10 / 11,5-УХЛ1. Проведено заміну трансформаторів струму ТПЛ-10 на ТПК-10, трансформаторів напруги НТМИ-10 на НАМИТ-10-УЗ. На стороні 110 кВ також встановлено заземлюючі дугогасні реактори типу РУОМ-480/11/ $\sqrt{3}$  У.

Для захисту ліній, що відходять застосовуємо мікропроцесорні пристрої МІСОМ Р122, для диференціального захисту трансформатора МІСОМ Р632. Решта захисту трансформаторів виконані на пристроях захисту введів. На високій стороні застосували МІСОМ Р124, а на низькій МІСОМ Р122.

					<i>БР 5.6.141.640 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						61
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Документа</i>		<i>Дата</i>		

## Список літератури

1. Правила улаштування електроустановок, Міненерговугілпром України 2017.
2. Електрична частина станцій та підстанцій : навч. посіб. / В. С. Костишин, М. Й. Федорів, Я. В. Бацала. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2017. – 243 с.
3. Рудницький В.Г. Внутрішньоцехове електропостачання. Курсове проектування: Навчальний посібник. - Суми: ВТД "Університетська книга", 2007. – 280 с.
4. ДБН В.2.5-23-2003, Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення, Київ, 2004р.-133с.
5. ДБН В.2.5-27-2006, Захисні заходи енергобезпеки в електроустановках будинків і споруд, Київ, 2006р.-77с
6. Овчаренко А. С., Рабинович М.Л. «Справочник по электроснабжению промышленных предприятий, Киев, «Техніка», 1985г., 279с.
7. Навчальний посібник для студентів, які навчаються за напрямом «Електротехніка », з курсу «Основи релейного захисту електричних систем». Частина III. Розрахунок захистів трансформаторів і автотрансформаторів. Маріуполь: ПДТУ, 2001.
8. Електричні системи та мережі : конспект лекцій / укладачі: І. Л. Лебединський, В. І. Романовський, Т. М. Загородня. – Суми: Сумський державний університет, 2018. – 214 с..
9. Рожкова Л.Д.Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций.- 3-е изд.- Москва. Энергоатомиздат, 1987- 648 с.
10. Идельчик В.И. Электрические системы и сети. Энергоатомиздат, 1989, 592 с.
11. Технический каталог ОАО «УКРЭЛЕКТРОАППАРАТ», 2012г., 158с.
12. Электрические комплектные устройства. Каталог 2003г. – Мн.: НВФ «Иносат».
13. Радкевич В.Н. Проектирование систем электроснабжения: Учеб. Пособие.-Мн.: НПООО «ПИОН», 2001.-292 с.
14. Кудрин Б.И., Прокопчик В.В. Электроснабжение промышленных предприятий. - Мн.: Высшая школа, 1988. – 357 с.: ил.
15. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / В.В. Ершевич, А.Н. Вейлигер, Г.А. Илларионов и др.; под ред. С.С Рокотяна и И.М. Шапира. – 3-е изд.; перераб. и доп. – М: Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.
16. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів. – К. : Основа, 2012. – 150 с.

					<i>БР 5.6.141.640 ПЗ</i>	Лист
						62
Изм.	Лист	№ Документа		Дата		