

Міністерство освіти і науки України
Сумський державний університет
Факультет електроніки та інформаційних технологій
Кафедра електроенергетики

Робота допущена до захисту
Зав. кафедрою електроенергетики

_____ І.Л. Лебединський
«__» _____ 20 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА БАКАЛАВРА
тема «Модернізація електричного обладнання підстанції 110/10 кВ»

Спеціальність – 141 Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка

Виконав студент гр. ЕТ-71

Пінчук В. О.

Керівник

к.т.н., доцент
Волохін В.В.

Суми – 2021

Сумський державний університет
Факультет електроніки та інформаційних технологій
Кафедра електроенергетики
Спеціальність – 141 Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка

ЗАТВЕРДЖЕНО

Зав. кафедрою електроенергетики

_____ І.Л. Лебединський
«__» _____ 20 р.

Завдання
на кваліфікаційну роботу бакалавра
Пінчука Владислава Олександровича

1. Тема роботи «Модернізація електричного обладнання підстанції 110/10 кВ»

затверджено наказом по університету № _____ від _____

2. Термін здачі студентом завершеної роботи 01.06. 2020 р.

3. Вихідні дані до роботи: добові графіки навантаження, електричне обладнання підстанції, електрична схема підстанції.

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

- перевірка потужності силових трансформаторів;
- розрахунок струмів короткого замикання;
- вибір електричного обладнання для модернізації обладнання підстанції;
- перевірка ошиновки розподільних пристроїв;
- вибір релейного захисту;
- правила експлуатації та обслуговування електрообладнання підстанції.

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

- електрична схема підстанції до модернізації;
- електрична схема підстанції після модернізації

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Найменування етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітки
1	перевірка потужності силових трансформаторів	05.04-19.04.2021	
2	розрахунок струмів короткого замикання	20.04-02.05.2021	
3	вибір електричного обладнання для модернізації обладнання підстанції	03.05-16.05.2021	
4	перевірка ошиновки розподільних пристроїв	17.05-23.05.2021	
5	перевірка релейного захисту	24.05-31.05.2021	

Студент -диplomник _____

Керівник роботи _____

РЕФЕРАТ

с. 62, рис. 6, таб. 22, креслення 2.

Бібліографічний опис: Пінчук В. О. Модернізація електричного обладнання підстанції 110/10 кВ: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра; спец.: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / Пінчук В. О.; наук. керівник В. В. Волохін. – Суми: СумДУ, 2021. – 62 с.

Ключові слова: підстанція, силовий трансформатор, схема електричних з'єднань, релейний захист, вимикачі, роз'єднувач, ошинковка, трансформатор напруги, трансформатор струму;

подстанция, силовой трансформатор, схема электрических соединений, релейная защита, выключатели, разъединители, ошинковка, трансформатор напряжения, трансформатор тока;

substation, power transformer, wiring diagram, relay protection, switches and disconnectors, busbar, voltage transformer, current transformer;

Короткий огляд – В роботі проведено перевірку потужностей силових трансформаторів підстанції 110/10 кВ, ошинковки розподільних пристроїв та релейного захисту трансформаторів. Також проведено вибір вимикачів, роз'єднувачів, трансформаторів напруги, струму та власних потреб для підстанції. Проведено розрахунок та вибір релейного захисту трансформаторів. Велика відповідальність основного електрообладнання і значна ймовірність роботи в аномальних режимах ставлять підвищені вимоги до його експлуатації, класифікації експлуатаційного персоналу, розуміння причин та можливих наслідків порушення нормальних режимів, вміння

правильно їх вести та чітко орієнтуватись і грамотно діяти в аварійних ситуаціях.

Список скорочень

КЛ – кабельна лінія

ПЛ – повітряна лінія

КЗ – коротке замикання

ЕРС – електрорушійна сила

ОЗЗ – однофазне замикання на земля

ЕРС – електрорушійна сила

ОПН – обмежувач перенапруги

РПН – регулювання під напругою

ЗМІСТ

Вступ	6
1. Загальна інформація та характеристика підстанції.....	8
1.1. Перевірка потужності силових трансформаторів.....	11
2. Розрахунок струмів короткого замикання.....	14
3. Вибір електричного обладнання для модернізації обладнання підстанції.....	18
3.1. Вибір високовольтних електричних апаратів.....	19
3.2. Вибір трансформаторів струму.....	23
3.3. Вибір трансформаторів напруги.....	29
3.4. Вибір трансформаторів власних потреб.....	32
3.5. Вибір обмежувачів перенапруги.....	35
4. Перевірка ошиновки розподільних пристроїв.....	41
5. Вибір релейного захисту.....	46
5.1. Розрахунок струмів короткого замикання.....	47
5.2. Розрахунок поздовжнього диференціального струмового захисту.....	48
5.2.1. Попередній розрахунок диференційного захисту і вибір типу реле.....	48
5.2.2. Вибір уставок реле ДЗТ-11.....	50
5.3. Розрахунок максимального струмового захисту з комбінованим пуском по напрузі.....	53
6. Правила експлуатації та обслуговування електрообладнання підстанції.....	55
Висновки	60

					БР 3.6.141.438			
Змін.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Пінчук			Модернізація електричного обладнання підстанції 110/10 кВ	Лист	Лист	Листів
Перевір		Волохін					5	60
Реценз						СумДУ гр. ЕТ-71		
Н. Контр.								
Затвердив		Лебединський						

					БР 3.6.141.438			
Змін.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.	Пінчук				Модернізація електричного обладнання підстанції 110/10 кВ	Лист	Лист	Листів
Перевір	Волохін						5	60
Реценз						СумДУ гр. ЕТ-71		
Н. Контр.								
Затвердив	Лебединський							

Вступ

Безперервний розвиток економіки обумовлює високі темпи росту об'ємів електромонтажних робіт по спорудженню нових, розширенню, технічному переозброєнню і реконструкції діючих електроустановок та експлуатації існуючого електрообладнання, що передбачає надійність його безвідмовної, довговічної ремонтпридатної роботи і збереженістю протягом всього періоду використання.

Науково-технічний прогрес супроводжується кількісними і якісними змінами в області електротехніки і електроенергетики, ростом потужності промислових і сільськогосподарських підприємств, що будуються, вдосконаленням існуючих і появою нових технологічних процесів, підвищенням енергоозброєності підприємств і усе більш широким впровадженням комп'ютеризації і автоматизації із застосуванням мікропроцесорної і мікроелектронної техніки.

Ріст кількості і потужності електроустановок супроводжується вдосконаленням їх конструкцій. Розширюється номенклатура устаткування, що випускається електротехнічною промисловістю, апаратів, приладів, електромонтажних конструкцій і матеріалів. Так широко впроваджуються в електроустановках вакуумні і елегазові вимикачі, антирезонансі трансформатори напруги, обмежувачі перенапружень, пристрої релейного захисту на базі мікропроцесорної техніки, світлодіоди і багато що інше. Застосовуються нові методи індустріального будівництва і виробництва електромонтажних робіт.

В процесі експлуатації під впливом довкілля і експлуатаційних режимів роботи відбувається поступовий знос устаткування. Підтримка працездатності устаткування здійснюється за рахунок його технічного обслуговування, при якому виконуються періодичні огляди, профілактичні виміри, випробування, діагностування стану устаткування, усуваються виявлені дефекти і несправності.

					БР 3.6.141.438 ПЗ	Лист
						6
Змін.	Лист	№ докум.	Підпис	дата		

Інженер повинен знати методи профілактичних випробувань і діагностики стану електроустаткування.

Найбільш дієвим засобом підтримки устаткування в необхідному технічному стані, відновлення працездатності і продовження терміну експлуатації являється своєчасний і якісний ремонт. Технічне обслуговування і ремонт устаткування вимагають для свого здійснення матеріальних витрат. Фахівець повинен знати системи обслуговування і ремонту устаткування, уміти організувати ефективну систему експлуатації устаткування з найменшими матеріальними витратами.

Усе це пред'являє високі вимоги до підготовки електротехнічних кадрів усіх рівнів кваліфікації.

Головне завдання експлуатації електрогосподарства промислових підприємств полягає в організації обслуговування електричних мереж і електроустаткування, що виключає виробничі простої через несправність електроустановок, підтримується належна якість електроенергії, що зберігає паспортні параметри електроустаткування впродовж максимального часу при мінімальній витраті електричної енергії і матеріалів.

Енергетична служба зобов'язана забезпечувати надійне, безперебійне і безпечне постачання виробництва усіма видами енергії і енергоносіїв, а також виконання виробничої програми підприємства.

Метою даної кваліфікаційної роботи є модернізація електричного обладнання підстанції 110/10 кВ у зв'язку із закінченням терміну експлуатації обладнання. Для цього необхідно провести аналіз даних добового графіка навантаження для перевірки силового трансформатора на відповідне навантаження підстанції. Розрахувати дані для заміни застарілого обладнання підстанції в тому числі високовольтні і низьковольтні вимикачі, роз'єднувачі, трансформатори напруги, струму і власних потреб, перевірки оцинкування розподільчих пристроїв. Вибір обмежувачів перенапруг і перевірка релейного захисту.

					БР 3.6.141.438 ПЗ	Лист
						7
Змін.	Лист	№ докум.	Підпис	дата		

1. Загальна інформація та характеристика підстанції

Трансформаторні підстанції мають дуже важливе значення в електроенергетиці.

Струм, що передається з електростанцій має дуже велику напругу та силу струму. Струм передається по високовольтним ЛЕП і щоб зменшити втрати потужності струму, за допомогою підвищуючих трансформаторів, (які є складовою трансформаторних підстанцій), збільшують напругу та відповідно зменшують силу струму, тому потужність струму залишається незмінною, а втрата потужності зменшується. Потім понижуючими трансформаторами зменшують напругу і силу струму відповідно, яка необхідна споживачу.

Силові трансформатори – це електричні апарати для переходу від одної напруги до іншої, тобто для зміни напруги. В різних пунктах приймання та відсилення електроенергії встановлено понижувальні трансформатори, які знижують напругу з 220...750 кВ до 35...110 кВ, а далі – до 6...10 кВ та 0,4 кВ.

Трансформаторна підстанція – це електроенергетичний об'єкт, який служить для зменшення чи підвищення напруги змінного струму і для розподілу електроенергії і складається з понижувальних трансформаторів разом з комутаційними, захисними та вимірювальними апаратами.

Трансформаторна підстанція складається:

- з понижувальних трансформаторів чи автотрансформаторів;
- вимірювальних трансформаторів струму і напруг;
- розподільних установок;
- апаратури керування;
- апаратури захисту.

Знижувальні трансформаторні підстанції електроенергетичних систем за призначенням поділяються на:

- районні;
- місцеві.

					БР 3.6.141.438 ПЗ	Лист
						8
Змін.	Лист	№ докум.	Підпис	дата		

Місцеві підстанції живляться від ліній 35...110 кВ, тобто від ліній вторинної напруги районних ПС і призначені для постачання електроенергії споживачам, які розташовані неподалік. Вторинна напруга місцевих ПС становить 6...10 кВ.

Залежно від розміщення устаткування розрізняють місцеві підстанції:

- відкритого типу – устаткування розташоване на відкритому повітрі;
- закритого типу – устаткування у спеціальній споруді.

В закритих трансформаторних підстанціях кожен масляний трансформатор встановлено в окремій закритій камері. Подальше зниження напруги від 6...10 кВ до 0,4 кВ (220/380 В) виконується в трансформаторних кіосках, трансформаторних пунктах, цехових підстанціях. Всі ці підстанції належать до ПС закритого типу. В містах поширені окремо встановлені трансформаторні кіоски та вбудовані в громадські будинки трансформаторні пункти. Це, переважно, ПС з одним...двома трансформаторами при первинній напрузі 6...10 кВ і вторинній 220/380 В.

Таблиця 1.1 – Обладнання встановлене на підстанції 110/10 кВ

Обладнання встановлене на підстанції 110/10 кВ.		
Силові трансформатори		
Оперативне найменування	1Т	1Т
Тип	ТДН-16000/110/10	ТДН-16000/110/10
Рік виготовлення	1982	1982
Рік введення в експлуатацію	1983	1983
Потужність, МВА	16	16
РПН, положення та ін	115,00±9×1,78/11 кВ.	115,00±9×1,78/11 кВ.
Трансформатор дефектний (так/ні)	Ні	Ні
ВД/КЗ 110 кВ		

Продовження таблиці 1.1.

Назва	ВД	
Диспетчерське найменування	ВД1Т-110, ВД2Т-110	
Рік виготовлення	2003	
Рік введення в експлуатацію	2003	
Номінальний струм, А	600	
Струм відключення КЗ, А	-	
Кількість шт	2	
Вимикачі 110 кВ.		
Назва	МКП-110	
Тип	Оливковий	
Диспетчерське найменування	В5-110, ОВ-110, В3-110, В2-110	
Рік виготовлення	1986	
Рік введення в експлуатацію	1986	
Номінальний струм, А	630	
Струм відключення КЗ, А	12,5	
Кількість шт	4	
Вимикачі 10 кВ.		
Назва	ВМП	
Тип	Оливний	
Диспетчерське найменування	В1-10, В2-10, В3-10, В4-10, В5-10, В6-10, В7-10, В8-10, В9-10, В9а-10, В10-10, В11-10, В12- 10, В13-10, В14-10, В14а-10, В26-10, В24- 10, В23-10, СВ-10, В19-10, В18-10, В2Т10, В1Т-10	
Рік виготовлення	1985	
Рік введення в експлуатацію	1985	
Номінальний струм, А	630	
Струм відключення КЗ, А	20	
Кількість шт	22	
Трансформатори власних потреб		
Найменування	ТВП-1	ТВП-2

Продовження таблиці 1.1.

Назва	ТМ-160/10-66	
Потужність, МВА	0,16	
Кількість ТН та ТС		
	ТС	ТН
На напрузі 110 кВ:	2 шт	2 шт
На напрузі 10 кВ:	2 шт	2 шт

Таблиця 1.2 – Паспортні дані трансформатора

Тип	Номинальна потужність, МВА	Каталожні дані					Розрахункові дані			
		Uном, кВ		Uк, %	Втрати, кВт		Струм XX %	Rт, Ом	Xт, Ом	ΔQх, кВАр
		ВН	НН		КЗ	ХХ				
ТДН-16000/110	16	115	11	10,5	525	167	0,6	4,38	86,7	112

Межі регулювання $\pm 9 \cdot 1,78\%$

1.1 Перевірка потужності силових трансформаторів.

Таблиця 1.3 – Добовий графік навантаження

Години	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
Навантаження в % від номінального значення	45	45	60	90	90	90	80	95	95	120	150	110

Для перевірки правильності вибору трансформатора реальний графік навантаження перетворимо в двоступінчастий.

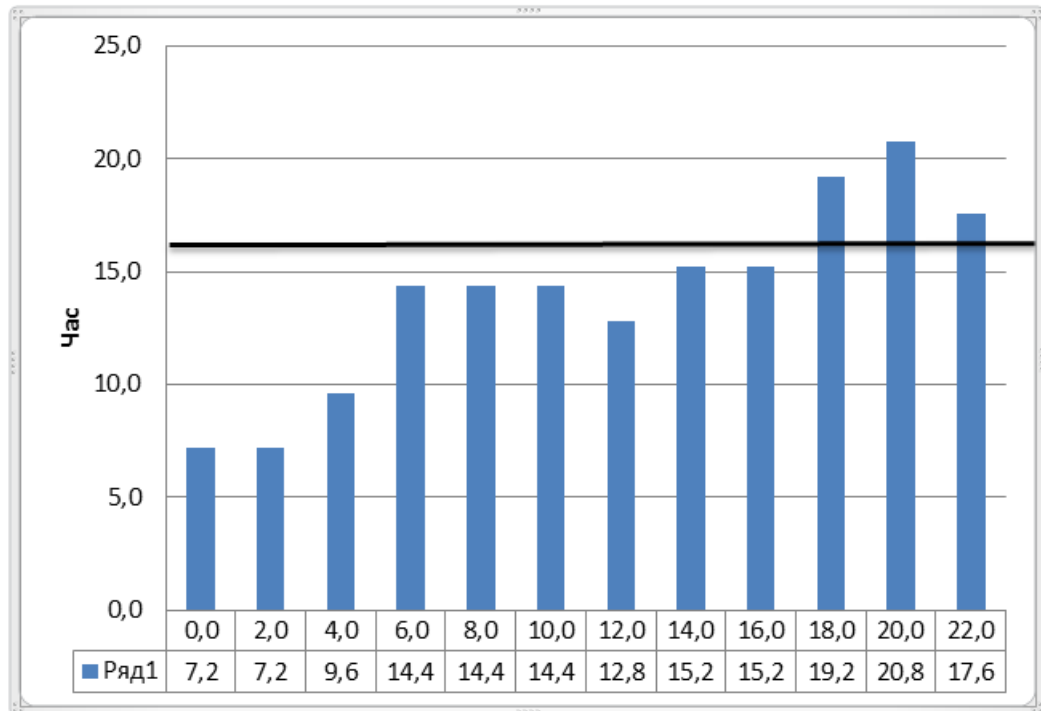


Рисунок 1.1 – Графік навантаження підстанції.

Початкове навантаження еквівалентного графіка визначається за формулою:

$$K_1 = \frac{1}{S_{\text{НОМ.НАВ}}} \cdot \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot t_1 + S_2^2 \cdot t_2 + \dots + S_n^2 \cdot t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}} =$$

$$= \frac{1}{16} \cdot \sqrt{\frac{7,2^2 \cdot 4 + 9,6^2 \cdot 2 + 14,4^2 \cdot 6 + 12,8^2 \cdot 2 + 15,2^2 \cdot 4}{2 \cdot 9}} =$$

$$= 0,792$$

де S_1, S_2, \dots, S_n - власне навантаження першого; другого; n-го ступеня графіка навантаження, розміщеного нижче лінії номінальної потужності трансформатора (або на ній);

t_1, t_2, \dots, t_n - тривалість ступеня, година.

Аналогічно визначається другий ступінь еквівалентного графіка, але при цьому беруться ступені, розміщені вище лінії номінальної потужності трансформатора,

$$K_2 = \frac{1}{S_{\text{НОМ.НАВ}}} \cdot \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot t_1 + S_2^2 \cdot t_2 + \dots + S_n^2 \cdot t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}} = \frac{1}{16} \cdot \sqrt{\frac{19,2^2 \cdot 2 + 20,8^2 \cdot 2 + 17,6^2 \cdot 2}{2 \cdot 3}}$$

$$= 1,203$$

де S_1, S_2, \dots, S_n - навантаження вище лінії номінальної потужності трансформатора.

Максимальне перевантаження трансформатора складає

$$K_{\text{max}} = \frac{S_{\text{МАК.НАВ}}}{S_{\text{НОМ.НАВ}}} = \frac{20,8}{16} = 1,3$$

де $S_{\text{МАК}}$ - максимальне навантаження трансформатора за графіком навантаження.

$$K'_2 = 0,9 * K_{\text{max}} = 0,9 * 1,3 = 1,17$$

Порівнюємо значення K'_2 та K_2 .

Отже $K'_2 < K_2 = 1,17 < 1,203$, то беремо найбільше 1,203. Згідно з ГОСТом 14209-85 з урахуванням еквівалентної температури зимового періоду (-10°C) і часу перевантаження 6 годин, знаходимо припустиме значення перевантаження за лінійною інтерполяцією:

	0,7	0,792	0,8
4	1,56	1,541	1,54
6	1,45	1,441	1,44
8	1,39	1,381	1,38

$$K_2 = 1,441.$$

Так як $K_{2\text{ГОСТ}} > K'_2$ то потужність даного трансформатор відповідає навантаженню.

Отже за результатом даного дослідження можна зробити висновок, що дані трансформатори відповідають добовому графіку навантаженню на підстанції.

Оскільки в даних трансформаторах закінчився експлуатаційний ресурс, рекомендовано їх замінити на аналогічні нові.

2. Розрахунок струмів короткого замикання

Коротким замиканням називається будь-яке, не передбачене нормальними умовами роботи, замикання між фазами, а в мережах із заземленою нейтраллю також замикання однієї або декількох фаз на землю (або на нульовий провід).

Найпростішим видом короткого замикання (КЗ), із точки зору сприйняття процесу, є симетричне трифазне коротке замикання. При такому КЗ опір усіх трьох фаз до точки КЗ буде однаковим.

До несиметричних КЗ можна віднести двофазне, двофазне через землю і однофазне КЗ. Останній вид КЗ може спостерігатися лише в мережах із заземленою нейтраллю.

Розрахунок струмів КЗ виконують для вибору струмоведучих частин та електричних апаратів, для перевірки їх на термічну та електродинамічну стійкість, для проектування, налаштування та перевірки на чутливість релейного захисту, для вибору засобів обмеження струмів.

Для визначення максимальних струмів КЗ в заданих точках мережі приймають ряд припущень:

- всі джерела живлення включені і працюють із номінальним навантаженням;
- всі синхронні генератори електростанцій оснащені пристроями автоматичного регулювання збудження (АРЗ) і мають форсування збудження;
- розрахункова напруга кожного ступеня мережі на 5% більша від номінальної;
- насичення магнітних систем відсутнє;
- для всіх елементів мережі враховується лише реактивний опір. Активний опір враховується лише тоді, коли його значення перевищує 0,33 індуктивного;
- струмами намагнічування трансформаторів нехтують;
- опір в місці КЗ приймається рівним нулю; – при КЗ поблизу електростанцій частота обертання генераторів залишається незмінною.

					БР 3.6.141.438 ПЗ	Лист
Змін.	Лист	№ докум.	Підпис	дата		14

Для розрахунку струмів КЗ необхідно скласти розрахункову схему електричної мережі (рисунок 1.1). Струми КЗ в мережі 10 кВ необхідно розраховувати в наступних точках:

– точка К1 (шини 10 кВ РТП 35(110)/10 кВ) – для вибору та перевірки на термічну та електродинамічну стійкість високовольтного вимикача (масляного, вакуумного та ін.), роз'єднувачів, шин, трансформаторів струму, а також для розрахунку параметрів релейного захисту обладнання підстанції та лінії;

– точка К2 (шини 10 кВ найближчої до районної підстанції споживчої ТП 10/0,4 кВ) – для розрахунку релейного захисту (струмової відсічки лінії).

Значення струмів короткого замикання необхідні для правильного вибору устаткування на стороні 110 кВ і 10 кВ. Підстанція живиться із трьох тупикових ліній: схеми заміщення для розрахунку струмів короткого замикання наведена на рис. 2.1.

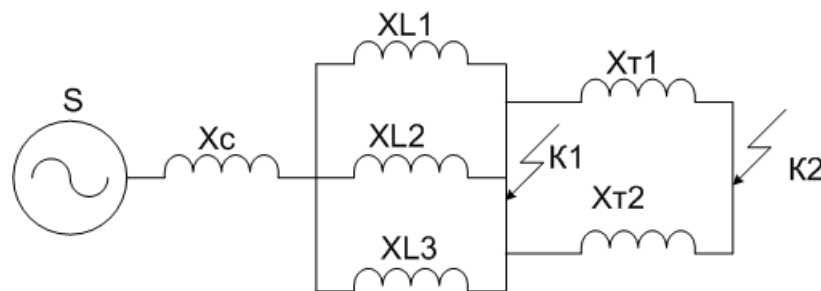


Рисунок 2.1 – Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання

Вихідні дані: $S_C = 3400$ МВА, $X_{L1} = 32$ Ом, $X_{L2} = 38$ Ом, $X_{L3} = 41$ Ом, $X_{T1} = 23$ Ом.

Розрахунок струмів короткого замикання виконаємо в іменованій системі одиниць.

$$\text{Опір ліній: } X_L = \frac{X_{L1} \cdot X_{L2} \cdot X_{L3}}{X_{L1} \cdot X_{L2} + X_{L2} \cdot X_{L3} + X_{L1} \cdot X_{L3}} = \frac{32 \cdot 38 \cdot 41}{32 \cdot 38 + 38 \cdot 41 + 32 \cdot 41} = 12,2 \text{ Ом};$$

$$\text{опір системи: } X_C = \frac{U_L^2}{S_C} = \frac{(110 \cdot 10^3)^2}{3400 \cdot 10^6} = 17,37 \text{ Ом};$$

$$\text{опір трансформатора: } X_T = \frac{X_{T1}}{2} = \frac{23}{2} = 11,5 \text{ Ом}.$$

					БР 3.6.141.438 ПЗ	Лист
						15
Змін.	Лист	№ докум.	Підпис	дата		

Періодична складова струму КЗ в точках:

$$K1: I_{K1} = \frac{U_L}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_L)} = \frac{110 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (17,37 + 12,2)} = 4,03 \text{ кА}$$

$$K2: I_{K2} = \frac{U_{ВН}}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_T + X_L)} \cdot \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = \frac{110 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (17,37 + 12,2 + 11,5)} \cdot \frac{110 \cdot 10^3}{10 \cdot 10^3} = 25,627 \text{ кА.}$$

Ударний струм:

$$\text{в точці К1: } i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 4,029 \cdot 10^3 = 9,18 \text{ кА,}$$

$$\begin{aligned} \text{в точці К2: } i_{уд2} &= \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K2} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 25,627 \cdot 10^3 = \\ &= 58,349 \text{ кА.} \end{aligned}$$

Вважаємо, що амплітуда ЕРС та періодична складова струму КЗ незмінні в часі, тому через час, рівний часу відключення

$$I_{nt1} = I_{K1} = 4,03 \text{ кА для точки К1;}$$

$$I_{nt2} = I_{K2} = 25,627 \text{ кА для точки К2.}$$

Аперіодична складова струму КЗ в момент розходження контактів вимикача:

де T_a - постійна часу загасання аперіодичної складової для К1 $T_{a1} = 0,025$ с, для К2 $T_{a2} = 0,05$ с, $t_1 = 0,06$ с, $t_2 = 0,1$ с;

$$i_{a1} = \sqrt{2} \cdot I_{nt1} \cdot e^{-\frac{t_1}{T_{a1}}} = \sqrt{2} \cdot 4,03 \cdot 10^3 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,025}} = 0,517 \text{ кА,}$$

$$i_{a2} = \sqrt{2} \cdot I_{nt2} \cdot e^{-\frac{t_2}{T_{a2}}} = \sqrt{2} \cdot 25,627 \cdot 10^3 \cdot e^{-\frac{0,1}{0,05}} = 4,905 \text{ кА.}$$

Інтеграл Джоуля (термічна стійкість):

$$\text{для К1: } B_{R1} = I_{K1}^2 \cdot (t_1 + T_{a1}) = 4,03^2 \cdot (0,06 + 0,025) = 1,38 \text{ кА}^2\text{с,}$$

$$\begin{aligned} \text{для К2: } B_{R2} &= I_{K2}^2 \cdot (t_2 + T_{a2}) = 25,627^2 \cdot (0,1 + 0,05) = \\ &= 98,51 \text{ кА}^2\text{с.} \end{aligned}$$

					БР 3.6.141.438 ПЗ	Лист
Змін.	Лист	№ докум.	Підпис	дата		16

Результати звести в таблицю 2.1.

Таблиця 2.1 – Значення струмів короткого замикання

Точка КЗ	Період. склад. струму КЗ момент часу, кА	Ударний СКЗ, кА	Період. склад. струму КЗ момент спрацюв. вимикача, кА	Аперіод. складова СКЗ, кА.	Інтеграл Джоуля, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$
Шини 110 кВ (К1)	4,030	9,175	4,030	0,517	1,380
Шини 10 кВ (К2)	25,627	58,349	25,627	4,905	98,508

В результаті вище проведених розрахунків, були знайдені значення для подальшого вибору вимикачів і роз'єднувачів.

					БР 3.6.141.438 ПЗ	Лист
Змін.	Лист	№ докум.	Підпис	дата		17

3. Вибір електричного обладнання для модернізації обладнання підстанції.

Роз'єднувачі вибираються за наступними умовами:

- по номінальній напрузі:

$$U_C \leq U_H \text{ кВ}$$

де U_C – номінальна напруга електроустановки де передбачається установка комутаційного апарату;

U_H -номінальна напруга комутаційного апарату,

- по робочому струму:

$$I_{\text{розр}} \leq I_{\text{ном}} \text{ А}$$

де $I_{\text{розр}}$ - максимальний струм, який може протікати через комутаційний апарат в нормальному режимі роботи;

$I_{\text{ном}}$ – номінальний струм комутаційного апарату;

- по конструктивному виконанню;
- по електродинамічній стійкості:

$$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{СКВ}} \text{ кА}$$

де $I_{\text{уд}}$ - розрахунковий ударний струм при трифазному КЗ;

$I_{\text{СКВ}}$ – струм динамічної стійкості комутаційного апарату (граничний наскрізний струм КЗ згідно паспортних даних на комутаційний апарат);

- по термічній стійкості:

$$W_K \leq I_T^2 t_r \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Вибір вимикачів.

Вимикачі вибирають за наступними умовами:

- по номінальній напрузі:

$$U_C \leq U_H \text{ кВ}$$

- по робочому струму:

$$I_{\text{розр}} \leq I_{\text{ном}} \text{ А}$$

- по конструктивному виконанню;

					БР 3.6.141.438 ПЗ	Лист
						18
Змін.	Лист	№ докум.	Підпис	дата		

– по електродинамічній стійкості:

$$I_{уд} \leq I_{СКВ} \text{ кА}$$

– по комутаційній здатності на симетричний струм КЗ:

$$I_{нт} \leq I_{відк.ном} \text{ кА}$$

– по комутаційній здатності на асиметричний струм КЗ:

$$I_{ПО} \leq I_{прСКВ} \text{ кА}$$

– по аперіодичній:

$$I_{ат} \leq I_{а.ном} \text{ кА}$$

де $I_{ат}$ - аперіодична складова струму КЗ в момент розходження контактів;

$I_{а.ном}$ – робоче значення вимикача;

– по термічній стійкості:

$$W_K \leq I_T^2 t_r \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

3.1 Вибір високовольтних електричних апаратів

Високовольтні електричні апарати вибираються за умовою тривалого режиму роботи і перевіряються за умовами коротких замикань. При цьому для апаратів виконується:

- 1) вибір за напругою;
- 2) вибір за нагріванням при тривалих струмах;
- 3) перевірка на електродинамічну стійкість;
- 4) перевірка на термічну стійкість.

В схемі двотрансформаторної підстанції необхідно вибрати:

- вимикачі на високій напрузі;
- ввідні вимикачі на низькій напрузі;
- секційні вимикачі на низькій напрузі;
- вимикачі ліній, що відходять від підстанції;
- роз'єднувачі високої напруги.

					БР 3.6.141.438 ПЗ	Лист
Змін.	Лист	№ докум.	Підпис	дата		19

Для вибору апаратів необхідно визначити максимальні струми нормального і післяаварійного режимів.

Максимальний струм на високій напрузі:

$$I_{max}^{BH} = \frac{1,4 \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{BH}} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 117,57 \text{ А}$$

Струм у колі ввідних вимикачів на низькій напрузі:

$$I_{max}^{HH} = \frac{1,4 \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1293,26 \text{ А}$$

Струм у колі секційного вимикача:

$$I_{max}^{CB} = \frac{0,7 \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 646,63 \text{ А}$$

Струм у колі лінії, що відходить від підстанції:

$$I_{max}^{LB} = \frac{1,4 \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH} \cdot 10} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 22} = 58,78 \text{ А}$$

Вибір вимикачів рекомендується виконувати в табличній формі.

Заповнюємо таблиці 3.1, 3.2, 3.3, 3.4 та 3.5 необхідними даними із таблиці 2.1 і результатами розрахунків.

В таблицю 3.1 вставляємо значення знайдені вище значення, значення із таблиці 2.1 і порівнюємо із каталожними значеннями довідника:

Таблиця 3.1 – Вибір вимикачів на напрузі 110 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$ кВ	110	110
$I_{розр} \leq I_{ном}$ А	117,57	1250
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$ кА	4,03	50
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$ кА	9,17	125

Продовження таблиці 3.1

$I_{нт} \leq I_{відк.ном} \text{ кА}$	4,03	40
$I_{ат} \leq I_{а.ном} \text{ кА}$	0,517	14,4
$В_K \leq I_T^2 t_r \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	1,380	7500

Вибираємо вимикач ЯЭ-110Л-23(13)У4.

В таблицю 3.2 вставляємо значення знайдені вище значення, значення із таблиці 2.1 і порівнюємо із каталожними значеннями довідника:

Таблиця 3.2 – Вибір вимикачів у колі трансформатора на напрузі 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H \text{ кВ}$	10	11
$I_{розр} \leq I_{ном} \text{ А}$	1293,26	2000
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ} \text{ кА}$	25,63	31,5
$I_{уд} \leq I_{СКВ} \text{ кА}$	58,35	80
$I_{нт} \leq I_{відк.ном} \text{ кА}$	25,63	31,5
$I_{ат} \leq I_{а.ном} \text{ кА}$	4,91	12,6
$В_K \leq I_T^2 t_r \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	98,51	2977

Вибираємо вимикач ВВЭ-10-31,5/2000У3.

В таблицю 3.3 вставляємо значення знайдені вище значення, значення із таблиці 2.1 і порівнюємо із каталожними значеннями довідника:

					БР 3.6.141.438 ПЗ	Лист
						21
Змін.	Лист	№ докум.	Підпис	дата		

Таблиця 3.3 – Вибір секційного вимикача на напрузі 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$ кВ	10	11
$I_{розр} \leq I_{ном}$ А	646,632	2000
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$ кА	25,627	31,5
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$ кА	58,349	80
$I_{нт} \leq I_{відк.ном}$ кА	25,627	31,5
$I_{ат} \leq I_{а.ном}$ кА	4,905	12,6
$B_K \leq I_T^2 t_r$ кА ² · с	98,51	2977

Вибираємо вимикач ВВЭ-10-31,5/2000У3.

В таблицю 3.4 вставляємо значення знайдені вище значення, значення із таблиці 2.1 і порівнюємо із каталожними значеннями довідника:

Таблиця 3.4 – Вибір лінійних вимикачів на напрузі 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$ кВ	10	11
$I_{розр} \leq I_{ном}$ А	58,78	630
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$ кА	25,63	31,5
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$ кА	58,35	80
$I_{нт} \leq I_{відк.ном}$ кА	25,63	31,5
$I_{ат} \leq I_{а.ном}$ кА	4,91	10
$B_K \leq I_T^2 t_r$ кА ² · с	98,51	1200

Вибираємо вимикач ВВЭ-10-31,5/630У3.

В таблицю 3.5 вставляємо значення знайдені вище значення, значення із таблиці 2.1 і порівнюємо із каталожними значеннями довідника:

Таблиця 3.5 – Вибір роз'єднувачів 110 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$ кВ	110	110
$I_{розр} \leq I_{ном}$ А	117,57	1000
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$ Ка	9,17	80
$W_K \leq I_T^2 t_r$ кА ² · с	1,38	2977

Вибираємо роз'єднувач РНД3.1-110/1000 УХЛ1.

В результаті проведеної роботи були вибрані елегазові вимикачі на сторону 110 кВ ЯЭ-110Л-23(13)У4, вакуумні вимикачі у колі трансформатора і секційного вимикача на напрузі 10 кВ ВВЭ-10-31,5/2000У3 і лінійних вимикачів ВВЭ-10-31,5/630У3, а також роз'єднувач на стороні 110 кВ РНД3.1-110/1000 УХЛ1.

3.2. Вибір трансформаторів струму

Трансформатор струму являє собою допоміжний апарат, в якому вторинний струм практично пропорційний первинному струму і призначений для включення вимірювальних приладів і реле в електричні кола змінного струму. Трансформатори струму служать для перетворення струму будь-якого значення і напруги в струм, зручний для вимірювання стандартними приладами (5 А),

					БР 3.6.141.438 ПЗ	Лист
Змін.	Лист	№ докум.	Підпис	дата		23

харчування струмових обмоток реле, які відключають пристрої, а також для ізолювання приладів і обслуговуючого їх персоналу від високої напруги.

Трансформатори струму класифікуються за різними ознаками:

1. За призначенням трансформатори струму можна розділити на вимірювальні, захисні, проміжні (для включення вимірювальних приладів в струмі ланцюга релейного захисту, для вирівнювання струмів в схемах диференціальних захистів і т. д.) та лабораторні (високої точності, і також з двома коефіцієнтами трансформації).

2. За родом установки розрізняють трансформатори струму:

а) для зовнішньої установки (у відкритих розподільних пристроях);

б) для внутрішньої установки;

в) вбудовані в електричні апарати та машини: вимикачі, трансформатори, генератори і т. д.;

г) накладні - одягаються зверху на прохідний ізолятор (наприклад, на високовольтний введення силового трансформатора);

д) переносні (для контрольних вимірів і лабораторних випробувань).

3. По конструкції первинної обмотки трансформатори струму діляться на:

а) багатовиткові (котушкові, з петльовою обмоткою і з восьмивитковою обмоткою);

б) одновитковим (стрижневі);

в) шинні.

4. За способом установки трансформатори струму для внутрішньої і зовнішньої установки розділяються на:

а) прохідні;

б) опорні.

5. По виконанню ізоляції трансформатори струму можна розбити на групи:

а) з сухою ізоляцією (порцеляна, бакеліт, лита епоксидна ізоляція і т. д.);

					БР 3.6.141.438 ПЗ	Лист
						24
Змін.	Лист	№ докум.	Підпис	дата		

б) з паперово-масляною ізоляцією і з конденсаторної паперово-масляною ізоляцією;

в) з заливкою компаундом.

6. За кількістю ступенів трансформації є трансформатори струму:

а) одноступінчаті;

б) двоступінчасті (каскадні).

7. За робочій напрузі розрізняють трансформатори:

а) на номінальну напругу понад 1000 В;

б) на номінальну напругу до 1000 В.

Поєднання різних класифікаційних ознак вводиться в позначення типу трансформаторів струму, що складається з буквенної і цифрової частин.

Для ввімкнення електровимірювальних приладів і пристроїв релейного захисту необхідна установка трансформаторів струму і напруги. В таблиці 3.6 показано вторинне навантаження трансформаторів струму.

Таблиця 3.6 – Вторинне навантаження трансформаторів струму

Прилад	Клас	Навантаження по фазах		
		А	В	С
Амперметр	1	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	1,5	0,5	-	0,5
Варметр	1,5	0,5	-	0,5
Лічильник активної енергії	1	2,5	-	2,5
Лічильник реактивної енергії	1,5	2,5	-	2,5
Сумарне навантаження струму в колі силового тр-ра з боку НН		6,5	0,5	6,5
Сумарне навантаження струму в колі секц. вимикача на НН		0,5	0,5	0,5
Сумарне навантаження струму в колі силового тр-ра на боці ВН		0,5	0,5	0,5
Сумарне навантаження струму в колі відхідної лінії		0,5	0,5	0,5

Вибір трансформатора струму в колі силового трансформатора на боці вищої напруги.

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

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

Тоді опір сполучних проводів може бути:

$$Z_{\text{пр1}} = Z_{\text{ном}} - Z_{\text{прил}} - Z_{\text{К}}$$

де: $Z_{\text{ном}}$ - номінальний опір навантаження, Ом;

$Z_{\text{прил}}$ - опір приладів, Ом;

$Z_{\text{К}}$ - опір контактів, Ом.

$$Z_{\text{пр1}} = 4 - 0,02 - 0,1 = 3,88 \text{ Ом}$$

Перетин сполучних проводів за умовами механічної міцності повинний бути не менше ніж 4 мм^2 для алюмінієвих жил.

Перетин жил при довжині кабелю $l = 160 \text{ м}$.

$$Z_{\text{пр2}} = \frac{\rho * l}{F}$$

де: ρ - питомий опір алюмінію, $0,0283 \frac{\text{Ом*мм}}{\text{м}}$

F - перетин жил, мм^2

$$Z_{\text{пр2}} = \frac{0,0283 * 160}{4} = 1,132 \text{ Ом}$$

Загальний опір струмового кола:

$$Z_{\text{Н}} = Z_{\text{прил}} + Z_{\text{К}} + Z_{\text{пр2}} = 0,02 + 0,1 + 1,132 = 1,252 \text{ Ом},$$

що менше ніж 4 Ом, припустимих при роботі трансформатора в класі точності 1.

В таблицю 3.7 вставляємо значення знайдено вище, даними із таблиці 2.1 і порівнюємо із каталожними значеннями довідника:

					БР 3.6.141.438 ПЗ	Лист
Змін.	Лист	№ докум.	Підпис	дата		26

Таблиця 3.7 – Вибір трансформатора струму в колі силового трансформатора на боці вищої напруги.

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$ кВ.	110	110
$I_{розр} \leq I_{ном}$ А	117,57	600
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$ Ка	9,17	126
$B_K \leq I_T^2 t_r$ кА ² * с	1,38	2028
$Z_H \leq Z_{Hном}$ Ом	1,252	4

Отже вибираємо ТФЗМ—110Б—У1.

Вибір трансформатора струму в колі силового трансформатора на боці низької напруги 10 кВ.

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

$$Z_{прил} = \frac{S_{прил}}{I^2} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26 \text{ Ом}$$

Тоді опір сполучних проводів може бути:

$$Z_{пр1} = Z_{ном} - Z_{прил} - Z_K$$

де: $Z_{ном}$ - номінальний опір навантаження, Ом;

$Z_{прил}$ - опір приладів, Ом;

Z_K - опір контактів, Ом.

$$Z_{пр1} = 4 - 0,26 - 0,1 = 3,64 \text{ Ом}$$

Перетин сполучних проводів за умовами механічної міцності повинний бути не менше ніж 4 мм² для алюмінієвих жил.

Перетин жил при довжині кабелю $l = 160$ м

					БР 3.6.141.438 ПЗ	Лист
						27
Змін.	Лист	№ докум.	Підпис	дата		

$$Z_{\text{пр2}} = \frac{\rho * l}{F}$$

де: ρ - питомий опір алюмінію, $0,0283 \frac{\text{Ом*мм}}{\text{м}}$

F - перетин жил, мм^2

$$Z_{\text{пр2}} = \frac{0,0283 * 160}{4} = 1,132 \text{ Ом}$$

Загальний опір струмового кола

$$Z_{\text{Н}} = Z_{\text{прил}} + Z_{\text{К}} + Z_{\text{пр2}} = 0,26 + 0,1 + 1,132 = 1,492 \text{ Ом}$$

що менше ніж 4 Ом, припустимих при роботі трансформатора в класі точності 1.

В таблицю 3.8 вставляємо значення знайдено вище, даними із таблиці 2.1 і порівнюємо із каталожними значеннями довідника:

Таблиця 3.8 – Вибір трансформатора струму в колі силового трансформатора на боці низької напруги 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$ кВ.	10	10
$I_{\text{розр}} \leq I_{\text{ном}}$ А	1293,26	2000
$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$ кА.	58,35	-
$B_K \leq I_T^2 t_r$ кА ² * с	98,51	3675
$Z_H \leq Z_{\text{Нном}}$ Ом	1,492	2,4

Отже вибираємо ТЛШ—10—У3.

В результаті розрахунків і співставлення із даними довідника були вибрані трансформатори струму для високої і низької сторін типів ТФЗМ—110Б—У1 і ТЛШ—10—У3 відповідно.

3.3. Вибираємо трансформатори напруги

Вимірювальні трансформатори напруги - це проміжні трансформатори, через які вмикаються вимірювальні прилади при високих напругах. Завдяки цьому вимірювальні прилади виявляються ізольованими від мережі, що робить можливим застосування стандартних приладів (з переградуюванням їх шкали) і тим самим розширює межі вимірюваних напруг.

Трансформатори напруги використовуються як для вимірювання напруги, потужності, енергії, так і для живлення ланцюгів автоматики, сигналізацій і релейного захисту ліній електропередач від замикання на землю.

У ряді випадків трансформатори напруги можуть бути використані як малопотужні понижуючі силові трансформатори або як підвищуючі випробувальні трансформатори (для випробування ізоляції електричних апаратів).

Класифікація трансформаторів напруги

Трансформатори напруги різняться:

- а) за кількістю фаз – однофазні і трифазні;
- б) за кількістю обмоток - двохобмотувальні й трьохобмотувальні;
- в) по класу точності, тобто по допустимим значенням похибок;
- г) за способом охолодження - трансформатори з масляним охолодженням (масляні), з природним повітряним охолодженням (сухі та з литою ізоляцією);
- д) за родом установки – для внутрішньої установки, для зовнішньої установки і для комплектних розподільчих пристроїв (КРУ).

Вторинні навантаження трансформатора напруги 110 кВ вибираємо за таблицею 3.9:

					БР 3.6.141.438 ПЗ	Лист
Змін.	Лист	№ докум.	Підпис	дата		29

Таблиця 3.9 – Прилади на ввідному вимикачі 110 кВ

Назва і тип приладу	Потужність однієї котушки	Число котушок	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	Число приладів	Потужність	
						Активна Вт	Реактивна ВАр
Вольтметр	2	1	1	0	1	2	-
Ватметр	1,5	2	1	0	1	3	-
Лічильник активний	3	2	0,38	0,925	1	2,28	5,55
Лічильник реактивний	3	2	0,38	0,925	1	2,28	5,55
Разом						10,76	11,1

Тоді навантаження вторинних кіл трансформатора напруги дорівнює:

$$S_H = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{10,76^2 + 11,1^2} = 14,65 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

В таблицю 3.10 вставляємо значення знайдені вище значення і порівнюємо із каталожними значеннями довідника:

Таблиця 3.10 – Вибір трансформатора напруги на стороні 110 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$ кВ.	110	110
$S_H \leq S_{H \text{ ном}}$ ВА.	14,65	1800

Отже, дані розрахунки підходять, тоді трансформатор напруги вибираємо НКФ–110–58.

Вторинні навантаження трансформатора напруги 10 кВ вибираємо за таблицею 3.11:

Таблиця 3.11 – Прилади на ввідному вимикачі 10 кВ

Назва і тип приладу	Потужність однієї котушки	Число котушок	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	Число приладів	Потужність	
						Активна Вт	Реактивна ВАр
Вольтметр	2	1	1	0	1	2	-
Ватметр	1,5	2	1	0	1	3	-
Лічильник активний	2,5	2	0,38	0,925	1	1,9	4,625
Лічильник реактивний	2,5	2	0,38	0,925	1	1,9	4,625
Разом						8,8	9,25

Тоді навантаження вторинних кіл трансформатора напруги дорівнює:

$$S_H = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{10,76^2 + 11,1^2} = 12,77 \text{ В} \cdot \text{А}$$

В таблицю 3.12 вставляємо значення знайдені вище дані і порівнюємо із каталожними значеннями довідника:

Таблиця 3.12 – Вибір трансформатора напруги на стороні 10кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$ кВ.	10	10
$S_H \leq S_{H \text{ ном}}$ ВА.	12,77	800

Отже, дані розрахунки підходять, тоді трансформатор напруги вибираємо НТМИ–10–66.

В результаті розрахунків і співставлення із даними довідника були вибрані трансформатори напруги для високої і низької сторін типів НКФ–110–58 і НТМИ–10–66 відповідно.

3.4. Вибір трансформаторів власних потреб

Приймачами власних потреб (ВП) є оперативні кола, електродвигуни системи охолодження трансформаторів, електродвигуни компресорів, освітлення, електроопалення приміщень, електропідігрівання комутаційної апаратури високої напруги і шаф, установлених на відкритому повітрі, зв'язок, сигналізація і т.д.

Приймачі ВП підстанцій за ступенем відповідальності поділяються на три групи.

Перша – це приймачі, відключення яких приводить до порушення нормального режиму експлуатації, до часткового або повного відключення або до аварій з пошкодженням основного устаткування. Для живлення вказаних електроприймачів необхідні два джерела з автоматичним включенням резерву.

Друга група - це приймачі, відключення яких припустиме на 20-40 хв. для підстанцій з черговим персоналом або до приїзду обслуговуючого персоналу, якщо чергового на підстанції немає. Відновлення живлення цієї групи здійснюється вручну.

До третьої групи відносяться приймачі, відключення яких припустиме на більш тривалий час.

За режимом включення в роботу електроприймачі ВП розділяються на:

- постійно включені в мережу (в тому числі кола керування і релейного захисту);

					БР 3.6.141.438 ПЗ	Лист
						32
Змін.	Лист	№ докум.	Підпис	дата		

- такі, що включаються періодично залежно від температури навколишнього середовища, від зміни режиму, при перервах і т.д.;
- такі, що включаються під час ремонтів.

Потужність споживачів ВП підстанцій невелика, тому вони живляться від мережі 380/220 В, яка одержує живлення від понижувальних трансформаторів. Живлення сторонніх споживачів від мережі ВП ПС 35 кВ і вище не допускається.

Джерелами живлення ВП ПС 35 кВ і вище є трансформатори власних потреб (ТВП), акумуляторні батареї, автоматизовані дизель-електричні станції, системи гарантованого живлення. На таких підстанціях установлюють не менше двох ТВП.

Слід звернути увагу на те, що на ПС із постійним оперативним струмом ТВП повинні приєднуватися до шин РУ 10-35 кВ, а при відсутності РУ 10-35 кВ – до обмотки низької напруги (НН) силових трансформаторів.

Сумарна розрахункова потужність приймача власних потреб визначається з урахуванням коефіцієнтів попиту. Розрахунок потужності приймача власних потреб наведений у таблиці 3.13.

Таблиця 3.13 – Розрахунок потужності приймача власних потреб

Номер по порядку	Найменування Споживача	Кількість одиниць	Потужність одиниць, кВт	Коеф. попиту	cosφ	tgφ	Споживана потужність	
							Активна кВт	Реактивна кВАр
1	Охолодження трансформаторів	2	1,5	0,82	0,86	0,59	3	1,77
2	Підігрів високовольтних вимикачів зовнішньої установки	2	11,3	1	1	0	22,6	0
3	Підігрів приводів роз'єднувачів зовнішньої установки	2	1	1	1	0	2	0

Продовження таблиці 3.13

4	Підігрів КРП	22	1	0,65	0,95	0,33	22	7,26
5	Опалення, освітлення, вентиляція ЗРУ	1	7	1	1	0	7	0
6	Освітлення ВРП	1	2	0,65	0,93	0,4	2	0,8
7	Підігрів релейної шафи	20	1	1	1	0	20	0
8	Маслогос-подарство	1	100	1	1	0	100	0
Сумарне навантаження власних потреб Ква							178,6	9,83

Розрахункова навантаження при $k_c = 0,8$;

$$S_{\text{розр}} = k_c \cdot \sqrt{P^2 + Q^2} = 0,8 \cdot \sqrt{178,6^2 + 9,83^2} = 143,1 \text{ кВА}$$

На підстанції передбачається установка 2 трансформаторів власних потреб.

Номінальна потужність вибирається з умов $S_{\text{ТСН}} \geq S_{\text{СН}}$

де $S_{\text{ТСН}}$ - потужність трансформатора власних потреб, кВА;

$S_{\text{розр}}$ - потужність споживачів власних потреб, кВА.

Ремонтне навантаження на підстанції можна брати таким, що дорівнює $S_{\text{ТСР}}$ 20 – 25 кВА.

Під час ввімкнення цього навантаження на один трансформатор допускається його перевантаження на 20%. Потужність трансформатора для забезпечення живлення навантаження:

$$S_{\text{ТСН}} = \frac{S_{\text{ТСР}} + S_{\text{розр}}}{1,2} = \frac{25 + 143,1}{1,2} = 140,1 \text{ кВА.}$$

Отже вибираємо трансформатори власних потреб 2 по ТМ-160 кВА.

В результаті розрахунків були вибрані 2 трансформатори власних потреб для підстанції типу ТМ-160 кВА .

					БР 3.6.141.438 ПЗ	Лист
						34
Змін.	Лист	№ докум.	Підпис	дата		

3.5. Вибір обмежувачів перенапруги

Нелінійні обмежувачі перенапруг (ОПН) серії ОПН / TEL призначені для використання в якості основних засобів захисту електрообладнання станцій і мереж середнього класу напруги змінного струму промислової частоти 48-68 Гц від комутаційних і грозових перенапруг. При їх розробці були використані останні технологічні досягнення і досвід експлуатації ОПН у вітчизняній і зарубіжній практиці. Обмежувачі рекомендується застосовувати замість вентильних розрядників відповідних класів напруги при проектуванні, експлуатації, технічному переозброєнні і реконструкції електроустановок.



Рисунок 3.1 – ОПН-КР/TEL

ОПН-КР / TEL призначені для надійного захисту електрообладнання в мережах класу напруги 6-10 кВ з ізольованою або компенсуванню нейтраллю. Рекомендуються для використання в розподільних мережах для захисту трансформаторів і двигунів. Виготовляються для зовнішньої і внутрішньої установки.

					БР 3.6.141.438 ПЗ	Лист
Змін.	Лист	№ докум.	Підпис	дата		35

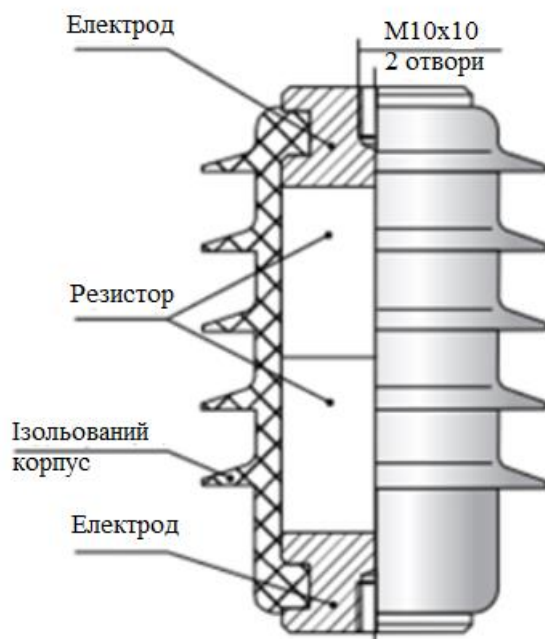


Рисунок 3.2 – Конструкція ОПН-КР

Додаткові дані для розрахунку ОПН.

Клас напруги 10 кВ;

Найбільша робоча напруга мережі в місці установки ОПН $U_{нр} = 11,5$ кВ;

Наявність в даній повітряних ЛЕП в населеній місцевості – є;

Допустимий тривалий час ОЗЗ – обмежень немає, тоді беремо $t=24$ год;

Наявність АШВ – відсутнє;

Кратність внутрішніх перенапруг $K_{max} = 5$;

Струм однофазного замикання на землю – дані відсутні;

Довжина ЛЕП – $L=5$ км;

Установка ОПН – зовнішнє4

Група вентильного розрядника – IV.

1) Вибираємо обмежувач перенапруг серії ОПН-КР/TEL

2) K_0 – коефіцієнт який в залежності від особливостей електромережі і умов

її роботи мають наступні значення:

					БР 3.6.141.438 ПЗ	Лист
						36
Змін.	Лист	№ докум.	Підпис	дата		

$K_0 = 1$ при симетричному навантаженні трифазної мережі;

$K_0 = 1,05$ при використанні незаземлених залізобетонних опор в малонаселеній місцевості, якщо при падінні проводу на опору замикання фази на землю відбувається через перехідний опір, а також при несиметричному навантаженні;

$K_0 = 1,1$ при дії всіх вказаних факторів;

У відповідності до таблиці 3.14 $U_{нр} = 11,5$ кВ, $K_0 = 1,1$, $t=24$ год, тоді у таблиці знаходимо тривало допустиму напругу $U_d = 11,2$ кВ.

Таблиця 3.14 – Рекомендовані мінімальні значення тривалих допустимих робочих напруг U_d (дійсні значення) для ОПН-КР/TEL

Мережа		U_d , кВ.			
$U_{нр}$, кВ	K_0	$t=0,5$ с	$t=2$ години	$t=6$ годин	$t=24$ години
6,9	1,00	4,95	5,82	5,95	6,11
6,9	1,05	5,19	6,12	6,24	6,41
6,9	1,10	5,44	6,41	6,54	6,72
7,2	1,00	5,16	6,08	6,20	6,37
7,2	1,05	5,42	6,68	6,51	6,69
7,2	1,10	5,68	6,69	6,83	7,01
11,5	1,00	8,24	9,71	9,91	10,18
11,5	1,05	8,65	10,19	10,41	10,69
11,5	1,10	9,07	10,68	10,90	11,20
12	1,00	8,60	10,13	10,34	10,62
12	1,05	9,03	10,64	10,86	11,15
12	1,10	9,46	11,14	11,38	11,68

3) У відповідності до таблиці 3.15 обираємо ОПН типу ОПН-КР-/TEL-10/11,5.

					БР 3.6.141.438 ПЗ	Лист
						37
Змін.	Лист	№ докум.	Підпис	дата		

Таблиця 3.15 – Основні технічні параметри ОПН-КР/TEL-6,10 УХЛ1(УХЛ2)

Найменування параметра	ОПН-КР/TEL-X/X-УХЛ1(УХЛ2)					
	6/6,0	6/6,6	6/6,9	10/10,5	10/11,5	10/12
Клас напруги мережі, кВ.	6	6	6	10	10	10
Тривале допустиме робоча напруга, кВ.	6,0	6,6	6,9	10,5	11,5	12
Номінальний розрядний струм (ампл), 8/20 мкс, кА.	10	10	10	10	10	10
Амплітуда імпульсу струму 4/10 мкс, кА.	100	100	100	100	100	100
Залишкова напруга, кВ, ампл, не більше:						
-при комутаційному імпульсі струму:						
125 А, 30/60 мкс	14,3	15,4	16,2	24,8	26,9	29,7
500 А, 30/60 мкс	15,0	16,2	17,0	26,1	28,3	31,3
-при грозовому імпульсі струму:						
1000 А, 8/20 мкс	15,6	16,8	17,6	27,0	29,3	32,4
5000 А, 8/20 мкс	17,7	19,1	20,0	30,7	33,3	36,9
10000 А, 8/20 мкс	19,0	20,5	21,5	33,0	35,8	39,6
20000 А, 8/20 мкс	21,2	22,8	24,0	36,7	39,9	44,1
Клас пропускної спроможності	1	1	1	1	1	1
Струм імпульсу, А, при впливі 18 прямокутних імпульсів 2000 мкс	250	250	250	250	250	250
Енергія яка поглинається, кДж, не менше (за 1 імпульс струму 100 кА, 4/10 мкс)	21,6	23,7	24,8	37,8	41,4	43,2
Класифікація напруги, не менше, кВ (дійсне) при активній складовій струму (ампл.) 1,4 мА при частоті 50 Гц.	6,9	7,4	7,7	12	13,2	13,8
Максимально допустима амплітуда струму провідності, мА.	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Вага, не більше , кг УХЛ1 (УХЛ2)	0,9 (0,7)	0,9 (0,7)	0,9 (0,7)	1,3 (0,9)	1,3 (0,9)	1,3 (0,9)
Приєднувальні розміри	М 10x10 (2 отвори)					

4) Оскільки потрібен ОПН зовнішньої установки то обираємо ОПН типу ОПН-КР-/TEL-10/11,5-УХЛ1

5) За таблицею 3.15 залишкова напруга $I_{Г1} = 10$ кА (8/20 мкс) складає $U_3 = 38,8$ кВ, а за $I_{Г2} = 5$ кА (8/20 мкс) складає $U_3 = 33,3$ кВ.

					БР 3.6.141.438 ПЗ	Лист
						38
Змін.	Лист	№ докум.	Підпис	дата		

б) Відповідний вентиляний розрядник IV групи забезпечує за струму $I_{Г2} = 5 \text{ кА}$ (8/20 мкс), залишкова напруга складає $U_3 = 45 \text{ кВ}$ за таблицею 3.16.

Таблиця 3.16 – Максимальне значення залишкової напруги U_3 вентиляних розрядників

$U_{кн}, \text{кВ}$	$I_{н}, \text{А} *$	Група I $U_3, \text{кВ}$	Група II $U_3, \text{кВ}$	Група III $U_3, \text{кВ}$	Група IV $U_3, \text{кВ}$
6	5000	16	18	–	27
6	10000	18	20	–	–
10	5000	26,5	30	–	45
10	10000	30,5	33	–	–
27	5000	–	–	110	–
27	10000	–	–	120	–
35	5000	87	105	130	–
35	10000	98	116	143	–

* Вказані амплітудні значення струму $I_{н}$ (5 кА і 10 кА) при імпульсі струму 8/20 мкс.

7) Розраховуємо енергію яка виділиться в ОПН за внутрішніх перенапруг, цей розрахунок виконується за повного значення струму ОЗЗ. При відсутності даних по струму ОЗЗ його можна визначити за допомогою питомих величин $\frac{I_0}{L}$ (А/км):

$$\begin{cases} U_{н} = 6 \text{ кВ}, & \text{ПЛ} - 0,015 \frac{\text{А}}{\text{км}}, & \text{КЛ} - 0,9 \frac{\text{А}}{\text{км}} \\ U_{н} = 10 \text{ кВ}, & \text{ПЛ} - 0,025 \frac{\text{А}}{\text{км}}, & \text{КЛ} - 1,1 \frac{\text{А}}{\text{км}} \\ U_{н} = 35 \text{ кВ}, & \text{ПЛ} - 0,110 \frac{\text{А}}{\text{км}}, & \text{КЛ} - 4 \frac{\text{А}}{\text{км}} \end{cases}$$

ПЛ – повітряна лінія, КЛ – кабельна лінія.

Так як у нас ПЛ 10 кВ то беремо значення 0,025 А/км

Отже цей струм нам невідомий то знайдемо його за наступною формулою:

$$I_0 = 0,025 \cdot L = 0,025 \cdot 5 = 0,125 \text{ А.}$$

8) Розраховуємо енергію яка виділиться при в ОПН за внутрішніх перенапруг, знайдемо за наступною формулою:

$$W = \frac{I_0 \cdot K_{max}^2 \cdot U_{нр}^2}{3\sqrt{3} \cdot \omega \cdot U_n}$$

де $\omega = 314 \text{ с}^{-1}$ кутова частота;

$$W = \frac{0,125 \cdot 5^2 \cdot 11,5^2}{3\sqrt{3} \cdot 314 \cdot 10} = 0,025 \text{ кДж,}$$

9) За даними з довідника енергія, яка поглинається обраним обмежувачем дорівнює 41,4 кДж. Отже обмежувач вибрано правильно правильний.

В результаті розрахунків і співставлення із даними довідника був вибраний обмежувач перенапруги типу ОПН типу ОПН-КР-/TEL-10/11,5. А також перевірка чи обраний ОПН вибрано правильно.

					БР 3.6.141.438 ПЗ	Лист
						40
Змін.	Лист	№ докум.	Підпис	дата		

4. Перевірка ошиновки розподільних пристроїв

Розподільна установка – це електроустановка, призначена для прийому й розподілу електричної енергії, що містить електричні апарати, шини й допоміжні пристрої.

Якщо розподільна установка розташована всередині будинку, то вона називається закритою.

Закриті розподільні установки (ЗРУ) споруджуються звичайно при напрузі 3 – 20 кВ. При більших напругах, як правило, споруджуються відкриті РУ. Однак при обмеженій площі під РУ або при підвищеному забрудненні атмосфери можуть застосовуватися ЗРУ на напруги 35 – 220 кВ.

Розподільні установки повинні забезпечувати надійність роботи електроустановки, що може бути виконано тільки при правильному виборі й розміщенні електроустаткування, при правильному підборі типу й конструкції РУ відповідно до ПВЕ.

Сьогодні в Україні жорстку ошиновку широко використовують при будівництві розподільних підстанцій напругою від 35 до 750 кВ. Створені різноманітні конструкції, що враховують вимоги як до електричних, так і до економічних параметрів.

Доцільність використання такого обладнання пояснюється перевагами жорсткої ошиновки у порівнянні з гнучкою ошиновкою:

1. Зменшення вартості спорудження електричних підстанцій.
2. Застосування жорсткої ошиновки забезпечує економію матеріалів (металу, залізобетону, проводів тощо);
3. Зменшення обсягів будівельно-монтажних робіт.
4. Скорочення площі електричних підстанцій. Жорстка ошиновка дає змогу скоротити землевідведення для будівництва підстанцій, відмовитися від шинних порталів і скоротити відстані між осередками.
5. Скорочення термінів будівництва електричних підстанцій.

					БР 3.6.141.438 ПЗ	Лист
						41
Змін.	Лист	№ докум.	Підпис	дата		

6. Економія часу досягається за рахунок скорочення числа фундаментів і застосування ошиновки з високим ступенем заводської готовності.

7. Зручність обслуговування.

8. Жорстка ошиновка не вимагає обслуговування протягом усього терміну експлуатації, за винятком візуального огляду.

Застосування жорсткої ошиновки ВРУ підстанцій дає змогу в середньому на 20% зменшити площу для будівництва ВРУ і знизити масу металоконструкцій, а також зменшити вартість і скоротити терміни будівельно-монтажних робіт на 25%.

В Україні проектування жорсткої ошиновки виконується відповідно до СОУ 40.132385941-39:2011 «Проектування жорсткої ошиновки у відкритих розподільчих установках напругою від 110 до 750 кВ. Методичні вказівки».

Враховуючи широкий вибір можливостей при проектуванні жорсткої ошиновки щодо вибору шин-труб, які можуть бути виготовлені з різних сплавів та довжиною до 20 м, а також можливості різної конфігурації вузлів приєднання та з'єднання жорсткої ошиновки ТОВ «Сікам Україна» забезпечує підтримку проектів на всіх етапах їх реалізації.

Зокрема, ТОВ «Сікам Україна» виконує необхідні попередні та остаточні розрахунки:

- з вибору шин-труб жорсткої ошиновки для конкретних характеристик підстанції та умов експлуатації;
- термічної і електродинамічної стійкості, механічний розрахунок струмоведучих частин та ізоляторів до струмів КЗ згідно з СОУ 40.1-32385941-39;
- експлуатаційних навантажень, прикладених до жорсткої ошиновки;
- аналіз коливань труб жорсткої ошиновки з розробкою пропозицій щодо їх захисту від вітрових коливань.

Ошиновку в РП 110 кВ виконують, як правило, сталевалюмінієвими проводами марки АС, при цьому перетин шин повинен бути не менше 70 мм² (за

					БР 3.6.141.438 ПЗ	Лист
						42
Змін.	Лист	№ докум.	Підпис	дата		

умовами коронування). Вибір перетину здійснюється за довгостроково припустимому струмові і визначається за формулою:

$$F_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}$$

де $C = 91 * 10^{-3} \frac{\text{кАс}}{\text{мм}^2}$

$$F_{min} = \frac{\sqrt{1,38}}{91 * 10^{-3}} = 12,91 \text{ мм}^2$$

Обрали провід АС-120/19 з припустимим струмом 380 А та діаметром 15,2 мм.

Проводимо перевірку на корону. Визначимо початкову критичну напруженість електричного поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,76}}\right) = 33,37 \text{ кВ/см,}$$

де $m=0,82$ – коефіцієнт гладкості проводу;

r_0 – радіус проводу.

Визначаємо напруженість електричного поля навколо проводу:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \log\left(\frac{D_{сер}}{r_0}\right)} = \frac{0,354 \cdot 115}{0,76 \cdot \log\left(\frac{1216}{0,76}\right)} = 24,13 \text{ кВ/см,}$$

де U – середня напруга генератора кВ,

$D_{сер}$ – середня відстань між проводами, см;

$$D_{сер} = D \cdot 1,26 = 100 * 1,26 = 126 \text{ м}$$

де D – середня відстань між проводами для напруги 110 кВ.

Перевіряємо умову на відсутність коронування:

$$1,07 \cdot E = 25,82 \leq 0,9 \cdot E_0 = 30,03 \text{ кВ/см}$$

Умова виконується, корона відсутня.

						Лист
						43
Змін.	Лист	№ докум.	Підпис	дата	БР 3.6.141.438 ПЗ	

Перевірка перерізу шин для РП 10 кВ. Приймаємо температуру навколишнього середовища $\vartheta_{0,\text{факт}} = -10\text{ }^\circ\text{C}$

Це алюмінієві шини коробчастого перерізу, які розташовані горизонтально (2x75x35x5,5 мм та перерізом 2x695 мм²).

Умова за допустимим струмом $I_{\text{max}}^{\text{НН}} = 1293,26 \leq 2670 = I_{\text{додат}}$ умова виконується.

Припустимий струм з урахуванням поправки на температуру навколишнього середовища:

$$I'_{\text{додат}} = I_{\text{додат}} \cdot \sqrt{\frac{\vartheta_{\text{додат}} - \vartheta_{0,\text{факт}}}{\vartheta_{\text{додат}} - \vartheta_{\text{ном}}}} = 2670 \cdot \sqrt{\frac{70 - (-10)}{70 - 25}} = 3560 \text{ А,}$$

$\vartheta_{\text{додат}}$ – допустима температура алюмінієвої шини;

$\vartheta_{\text{ном}}$ – номінальна температура навколишнього середовища.

Мінімальна термічна стійкість перерізу:

$$q_{\text{min.доп}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{98,51}}{91 \cdot 10^{-3}} = 109,1 \text{ мм}^2$$

Оскільки $q_{\text{min.доп}} = 109,1 < 2 \cdot 695 \text{ мм}^2$ то термічна стійкість шин забезпечується.

Частота власних коливань шинної конструкції:

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{j_{y_0-y_0}}{2 \cdot q_{\text{шини}}}} = \frac{173,2}{1,5^2} \cdot \sqrt{\frac{113}{2 \cdot 6,95}} = 219,48 \text{ Гц,}$$

Оскільки $f_0 \Rightarrow \text{Гц}$ то механічний резонанс виключається.

Момент опору для двох зрощених шин:

$$\sigma_{\text{ф.макс}} = 1,76 \cdot \frac{i_{\text{удНН}}^2 \cdot l^2}{a \cdot W_{y_0-y_0}} \cdot 10^{-8} = 1,76 \cdot \frac{58,35^2 \cdot 1,5^2}{0,6 \cdot 23,7} \cdot 10^{-2} = 9,48 \text{ МПа,}$$

де a – відстань між фазами, м;

$W_{y_0-y_0}$ – момент опору двох зрощених шин, см².

$\sigma_{\text{ф.макс}} = 9,48 \leq \sigma_{\text{додат}} = 82,3 \text{ МПа}$ умова механічної міцності виконується.

					БР 3.6.141.438 ПЗ	Лист
Змін.	Лист	№ докум.	Підпис	дата		44

В результаті вище проведених розрахунків було перевірено що оцинковка розподільчих пристроїв 110 і 10 кВ виконана правильно, коронування на 110 кВ відсутнє і механічна міцність на 10 кВ виконується.

					БР 3.6.141.438 ПЗ	Лист
Змін.	Лист	№ докум.	Підпис	дата		45

5. Вибір релейного захисту

Диференційний захист є основним захистом трансформаторів і автотрансформаторів (нижче розглянуто диференційний захист трансформаторів, для автотрансформаторів його виконують аналогічно). Це захист з абсолютною селективністю – захищає трансформатор від міжфазних КЗ у середині бака та на виводах обмоток. Згідно з ПУЕ застосування диференційних захистів є обов’язковим для трансформаторів потужністю 6,3 МВА та більше.

Для забезпечення швидкого та селективного вимкнення пошкодження за паралельної роботи трансформаторів можливе застосування диференційних захистів для трансформаторів потужністю 4 МВ.А.

Також диференційний захист можна застосовувати для трансформаторів меншої потужності (але не менше, ніж 1 МВ.А) в таких випадках:

- струмова відсічка не чутлива;
- МСЗ має велику витримку часу (більшу ніж 0,5 с);
- трансформатори експлуатують у сейсмічній зоні.

Виконати розрахунок поздовжнього диференціального струмового захисту від усіх видів замикань на виводах і в обмотках сторін з заземленою нейтраллю, а також від багатofазних замикань на виводах і в обмотках сторін з ізольованою нейтраллю.

Опір системи $x_{\text{смакс}} = 10 \text{ Ом}$, $x_{\text{смін}} = 22 \text{ Ом}$

Таблиця 5.1 – Паспортні дані трансформатора

Тип	Номинальна потужність, МВА	Каталожні дані						Розрахункові дані		
		Уном, кВ		Ук, %	Втрати, кВт		Струм XX %	Rт, Ом	Xт, Ом	ΔQх, кВАр
		ВН	НН		КЗ	ХХ				
ТДН-16000/110/10	16	115	11	10,5	525	167	0,6	4,38	86,7	112

					БР 3.6.141.438 ПЗ	Лист
						46
Змін.	Лист	№ докум.	Підпис	дата		

Межі регулювання $\pm 9 \cdot 1,78\%$

5.1 Розрахунок струмів короткого замикання

Розраховуємо струми КЗ в максимальному і мінімальному режимах системи. Струми КЗ приведені до напруги 110 кВ.

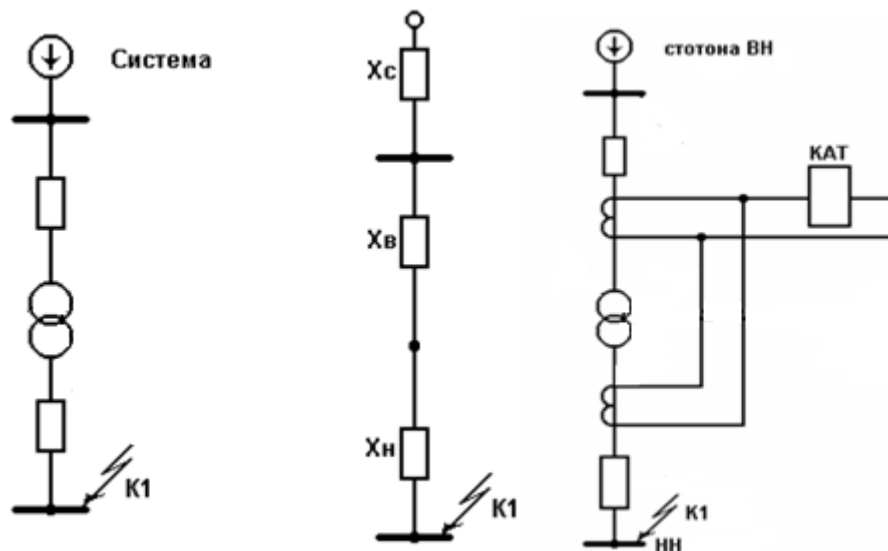


Рисунок 5.1 – Пояснювальна схема захисту трансформатора

Розраховуємо струми КЗ в максимальному і мінімальному режимах системи. Струми КЗ приведені до напруги 110 кВ.

Розраховуємо опори трансформатора на ВН та НН:

$$X_T = 86,7 \text{ Ом}$$

$$X_{ТВ} = 0,125 \cdot X_T = 0,125 \cdot 86,7 = 10,84 \text{ Ом}$$

$$X_{ТН} = 1,75 \cdot X_T = 1,75 \cdot 86,7 = 151,73 \text{ Ом}$$

При розрахунках струмів КЗ для захистів трансформаторів з РПН слід врахувати зміну опору за рахунок регулювання напруги. Для трансформаторів 110 кВ наближено можна прийняти:

					БР 3.6.141.438 ПЗ	Лист
Змін.	Лист	№ докум.	Підпис	дата		47

$$x_{m\text{мін}} = x_{m\text{ном}} \cdot (1 - \Delta U)^2 \quad x_{m\text{мак}} = x_{m\text{ном}} \cdot (1 + \Delta U)^2$$

$$\text{звідси } x_{B\text{мін}} = X_{TB} \cdot (1 - \Delta U)^2 = 10,84 \cdot (1 - 0,105)^2 = 8,68 \text{ Ом}$$

$$x_{B\text{мак}} = X_{TB} \cdot (1 + \Delta U)^2 = 10,84 \cdot (1 + 0,105)^2 = 13,23 \text{ Ом}$$

$$x_{H\text{мін}} = X_{TH} \cdot (1 - \Delta U)^2 = 151,73 \cdot (1 - 0,105)^2 = 121,54 \text{ Ом}$$

$$x_{H\text{мак}} = X_{TH} \cdot (1 + \Delta U)^2 = 151,73 \cdot (1 + 0,105)^2 = 185,26 \text{ Ом}$$

Струм КЗ на шинах НН (точка К1, рис. 5.1)

$$I_{K\text{мак}}^3 = \frac{U_{\text{срном}}}{\sqrt{3} \cdot (x_{\text{смак}} + x_{B\text{мін}} + x_{H\text{мін}})} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot (10 + 8,68 + 121,54)} = 0,474 \text{ кА}$$

$$I_{K\text{мін}}^2 = \frac{U_{\text{срном}}}{2 \cdot (x_{\text{смін}} + x_{B\text{мак}} + x_{H\text{мак}})} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot (22 + 13,23 + 185,26)} = 0,261 \text{ кА}$$

5.2 Розрахунок поздовжнього диференціального струмового захисту

5.2.1 Попередній розрахунок диференційного захисту і вибір типу реле

1. Визначаємо середні значення первинних і вторинних номінальних струмів для всіх плечей диференційного захисту (по номінальній потужності найбільш потужною обмотки трансформатора). Розрахунки зводяться в табл. 5.2.

Таблиця 5.2 – Початкові розрахунки

Найменування Величини	Розрахунковий вираз	Чисельне значення для боку	
		115 кВ	11 кВ
Первинний номінальний струм трансформатора, А	$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}$	$\frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 80,3$	$\frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 839,8$
Схема з'єднання обмоток трансформаторів струму		Y	Δ

Продовження таблиці 5.2

Коефіцієнт трансформації трансформаторів струму	k_{TA}	150/5	1500/5
Коефіцієнт схеми	k_{CX}^3	1	$\sqrt{3}$
Вторинний струм в плечі захисту, А	$I_{2НОМ} = \frac{I_{НОМ} \cdot k_{CX}^{(3)}}{k_{TA}}$	$\frac{80,3 \cdot 1}{150/5} = 2,68$	$\frac{839,8 \cdot \sqrt{3}}{1500/5} = 4,85$

Струм спрацьовування захисту визначається за більшим з двох розрахункових умов:

а) відбудова від кидка струму намагнічування:

$$\text{де } k_{\text{від}} = 1,3$$

$$I_{\text{сз}} = k_{\text{від}} \cdot I_{\text{НОМ}} = 1,3 \cdot 80,3 = 104,43 \text{ А}$$

б) відбудова від струму небалансу, виконується з урахуванням виразів:

$$\text{де } k_{\text{одн}} = 1$$

$$I_{\text{сз1}} = k_{\text{від}} \cdot (k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U) \cdot I_{k.\text{макс}}^3 = 1,3 \cdot (1 \cdot 0,1 + 0,105) \cdot 474 = 126,2 \text{ А}$$

2. Попередня перевірка чутливості проводиться за первинними струмів при двофазному КЗ на стороні НН (точка К4, малюнок 2.1):

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{k.\text{мін}}^2}{I_{\text{сз1}}} = \frac{261}{126,2} = 2,07$$

3. Оскільки захист з реле типу РНТ не забезпечує чутливості, а розрахункової є відбудова від струму небалансу, то слід застосувати реле типу ДЗТ-11, для якого струм спрацьовування захисту вибирається за умовами:

а) відбудова від кидка намагнічує струму $k_{\text{від2}} = 1,5$:

$$I_{\text{сз2}} = k_{\text{від2}} \cdot I_{2\text{ВНОМ}} = 1,5 \cdot 80,3 = 120,5 \text{ А}$$

б) відбудова від струму небалансу при КЗ на НН $k_{\text{одн}} = 1$:

$$I_{\text{сзз}} = k_{\text{від2}} \cdot (k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U) \cdot I_{\text{кмак}}^3 = 1,5 \cdot (1 \cdot 0,1 + 0,105) \cdot 474 = 145,61 \text{ А}$$

Приймаємо значення: $I_{\text{сзз}} = 145,61 \text{ А}$

4. Визначається чутливість захисту при КЗ на стороні НН при мінімальному регулюванні:

$$k_{\text{чн}} = \frac{I_{\text{кмін}}^2}{I_{\text{сзз}}} = \frac{261}{145,61} = 1,79 < 2$$

Це значення $k_{\text{чн}}$ дещо менше нормованого, однак, уже при номінальному коефіцієнті трансформації трансформатора струм КЗ складе:

$$I_{\text{кмін}}^2 = \frac{U_{\text{срном}}}{2 \cdot (x_{\text{смін}} + X_{\text{ТВ}} + X_{\text{ТН}})} = \frac{115 \cdot 10^3}{2 \cdot (22 + 10,84 + 151,73)} = 311,55 \text{ А}$$

і необхідний коефіцієнт чутливості забезпечується

$$k_{\text{ч1}} = \frac{I_{\text{кмін}}^2}{I_{\text{сзз}}} = \frac{311,55}{145,061} = 2,14$$

Тому захист з реле ДЗТ-11 може бути застосована.

5.2.2 Вибір уставок реле ДЗТ-11

Первинний і вторинний струми сторін трансформатора наведені в таблиці 5.2.

З таблиці 5.2 випливає, що в якості основної слід взяти сторону НН (11 кВ), що має більший вторинний номінальний струм.

Струм спрацьовування реле для основної сторони визначається за виразом:

					БР 3.6.141.438 ПЗ	Лист
						50
Змін.	Лист	№ докум.	Підпис	дата		

$$I_{\text{ср.осн}} = \frac{I_{\text{сзз}} \cdot k_{\text{н.сх}} \cdot \frac{U_{\text{срном}}}{U_{\text{нн}}}}{k_{\text{ТАн}}} = \frac{145,61 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{115}{11}}{\frac{1500}{5}} = 8,79 \text{ А.}$$

Розрахункове число витків робочої обмотки для основної сторони визначається $F_{\text{ср}} = 100$:

$$w_{\text{осн.розр}} = \frac{F_{\text{ср}}}{I_{\text{ср.осн}}} = \frac{100}{8,79} = 11,38 \text{ витків.}$$

Приймається $w_{\text{роб.осн}} = 12$ витків, що відповідає фактичному току спрацьовування реле:

$$I_{\text{ср1.осн}} = \frac{F_{\text{ср}}}{w_{\text{роб.осн}}} = \frac{100}{12} = 8,33 \text{ А.}$$

Розрахункові числа витків для інших сторін трансформатора визначаються:

для сторони 110 кВ $w_{\text{розр1}} = w_{\text{роб.осн}} \cdot \frac{I_{\text{нном}}}{I_{\text{вном}}} = 12 \cdot \frac{4,85}{2,68} = 21,73$ приймається як $w_1 = 22$.

Уточнений струм спрацьовування захисту з урахуванням похибки вирівнювання знаходиться за виразами:

$$\Delta w_1 = \frac{w_{\text{розр1}} - w_1}{w_{\text{розр1}}} = \frac{21,73 - 22}{21,73} = -0,012$$

$$\begin{aligned} I_{\text{сз4}} &= k_{\text{від2}} \cdot (k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U + \Delta w_1) \cdot I_{\text{кмак}}^3 = \\ &= 1,5 \cdot (1 \cdot 0,1 + 0,105 + (-0,012)) \cdot 474 = 136,76 \text{ А.} \end{aligned}$$

Уточнений розрахунковий струм спрацьовування реле визначається:

$$I_{\text{ср2.осн}} = \frac{I_{\text{сз4}} \cdot k_{\text{сх}} \cdot \left(\frac{U_{\text{срном}}}{U_{\text{нн}}}\right)}{k_{\text{ТАн}}} = \frac{136,76 \cdot \sqrt{3} \cdot \left(\frac{115}{11}\right)}{\frac{1500}{5}} = 8,25 < 8,33 \text{ А}$$

					БР 3.6.141.438 ПЗ	Лист
						51
Змін.	Лист	№ докум.	Підпис	дата		

Число витків гальмівної обмотки знаходиться за виразом:

$$w_{\text{гальм}} = \frac{k_{\text{від2}} \cdot I_{\text{сз4}} \cdot w_{\text{роб.осн}}}{I_{k_{\text{мак}}}^3 \cdot \tan \alpha} = \frac{1,5 \cdot 136,76 \cdot 12}{474 \cdot 0,75} = 6,93 \text{ витка.}$$

Таким чином, до установки на реле приймаються наступні витки:

$$w_{\text{В}} = 22, w_{\text{Н}} = 12, w_{\text{торм}} = 7.$$

Чутливість захисту визначається наближено по первинним струмів при розрахунковому КЗ на стороні НН для випадків мінімального і нормального регулювання трансформатора

$$k_{\text{ч2}} = \frac{261}{I_{\text{сз3}}} = \frac{I_{k_{\text{мін}}}^2}{145,61} = 1,79 \text{ і } k_{\text{ч3}} = \frac{I_{k_{\text{мін}}}^2}{I_{\text{сз3}}} = \frac{311,55}{145,61} = 2,14.$$

Оскільки коефіцієнт чутливості захисту при нормальному регулюванні напруги практично відповідає нормованому, а при мінімальному регулюванні досить високий, то захист з реле ДЗТ-11 рекомендується до установки.

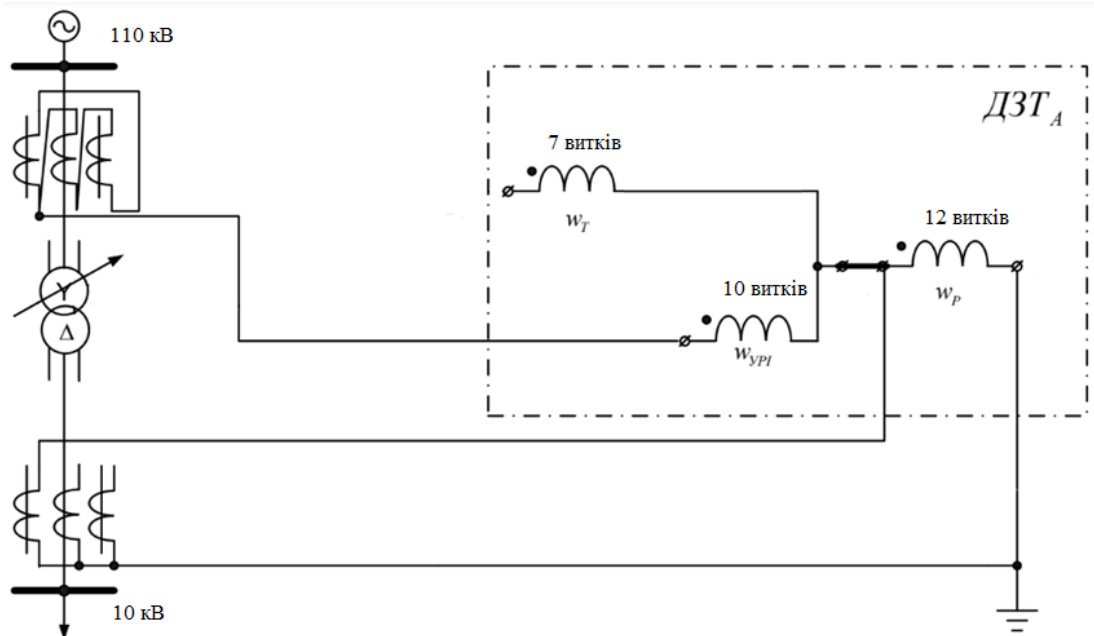


Рисунок 5.2 – Схема включення обмоток реле

					БР 3.6.141.438 ПЗ	Лист
Змін.	Лист	№ докум.	Підпис	дата		52

5.3 Розрахунок максимального струмового захисту з комбінованим пуском по напрузі

Спочатку визначається струм спрацьовування МТЗ без пуску по напрузі:

де $k_3 = 1,2$, $k_B = 0,8$, $k_C = 2,5$

$$I_{сз5} = \frac{k_3}{k_B} \cdot k_C \cdot I_{ВНОМ} = \frac{1,2}{0,8} \cdot 2,5 \cdot 80,3 = 301,24 \text{ А}$$

Чутливість захисту перевіримо при КЗ на шинах НН в мінімальних розрахункових режимах :

$$k_{ч4} = \frac{I_{кМІН}^2}{I_{сз5}^2} = \frac{261}{301,24} = 0,87$$

Оскільки чутливість МТЗ без пуску по напрузі виявляється недостатньою, застосуємо блокування по напрузі зі сторони НН трансформатора. У цьому випадку струм спрацьовування захисту, визначений за рівняння дорівнює

$$I_{сз6} = \frac{k_3}{k_B} \cdot I_{ВНОМ} = \frac{1,2}{0,8} \cdot 80,3 = 120,49 \text{ А,}$$

а чутливість захисту в тих же розрахункових точках складе:

$$k_{ч5} = \frac{I_{кМІН}^2}{I_{сз6}^2} = \frac{261}{120,49} = 2,16$$

Напруга спрацьовування органу блокування при симетричних КЗ визначимо наближено за виразом:

$$U_{с.з} \leq \frac{0,7 \cdot U_B}{k_3} = \frac{0,7 \cdot 115}{1,2} = 67,08 \text{ кВ}$$

Напруга спрацьовування органу блокування при несиметричних КЗ визначається по:

$$U_{2с.з} = 0,06 \cdot U_{НОМ} = 0,06 \cdot 115 = 6,9 \text{ кВ}$$

					БР 3.6.141.438 ПЗ	Лист
						53
Змін.	Лист	№ докум.	Підпис	дата		

Чутливість блокуючих органів перевіряється при КЗ на прийомних сторонах трансформатора, куди і підключені блокують реле, тобто

$$U_{\text{к.зах}}^{(3)} = 0, \text{ а } U_{2\text{к.зах}} = \frac{U_{\phi}}{2} = \frac{115}{2 \cdot \sqrt{3}} = 33,2 \text{ кВ}$$

Тоді:

$$k_{\text{ч}U} = \frac{U_{\text{сз}}}{U_{\text{кзах}}} = \frac{67,08}{0} > 1,5$$

$$k_{2\text{ч}U} = \frac{U_{2\text{кзах}}}{U_{2\text{сз}}} = \frac{33,2}{6,9} = 4,81 > 1,5$$

Оскільки при КЗ на прийомних сторонах трансформатора $k_{\text{ч}} > 1,5$, то диференціальні захисту шин на цих сторонах можна не встановлювати.

Струм спрацьовування захисту від симетричного перевантаження, що діє на сигнал, визначається по умові налагодження від номінального струму трансформатора на стороні, де встановлений захист, за висловом

$$k_{32} = 1,05$$

$$I_{\text{сз7}} = \frac{k_{32}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{Вном}} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 80,3 = 105,43 \text{ А}$$

Витяги часу МТЗ узгоджуються з витримками часу захистів ліній на НН.

В результаті виконаних вище розрахунків було вибрано реле захисту ДЗТ-11 для трансформатора ТДН-16000/110/10.

					БР 3.6.141.438 ПЗ	Лист
						54
Змін.	Лист	№ докум.	Підпис	дата		

6. Правила експлуатації та обслуговування електрообладнання підстанції

З розвитком електричних мереж з поступовим удосконаленням експлуатації та використанням новітніх технологій надійність систем електропостачання має першорядну важливість .

Особливо серйозно проблема надійності проявляється, коли обладнання з показниками надійності, які розрізняються між собою , встановлюється на одних і тих же об'єктах, наприклад в ході модернізації, і експлуатується не у відповідності зі своїми технічними вимогами, без врахування взаємної залежності .

Особливістю проблеми надійності є її зв'язок з усіма етапами розвитку роботи системи від зародження ідеї створення до її практичної реалізації за умов збільшення автоматизації : при розрахунку і проектуванні виробу його надійність закладається в проект , при виготовленні надійність забезпечується, при експлуатації – реалізується. Безперервний розвиток економіки обумовлює високі темпи росту об'ємів електромонтажних робіт по спорудженню нових, розширенню, технічному переозброєнню і реконструкції діючих електроустановок та експлуатації існуючого електрообладнання, що передбачає надійність його безвідмовної, довговічної ремонтпридатної роботи і збереженістю протягом всього періоду використання.

Науково-технічний прогрес супроводжується кількісними і якісними змінами в області електротехніки і електроенергетики, ростом потужності промислових і сільськогосподарських підприємств, що будуються, вдосконаленням існуючих і появою нових технологічних процесів, підвищенням енергоозброєності підприємств і усе більш широким впровадженням комп'ютеризації і автоматизації із застосуванням мікропроцесорної і мікроелектронної техніки.

Ріст кількості і потужності електроустановок супроводжується вдосконаленням їх конструкцій. Розширюється номенклатура устаткування, що

					БР 3.6.141.438 ПЗ	Лист
Змін.	Лист	№ докум.	Підпис	дата		55

випускається електротехнічною промисловістю, апаратів, приладів, електромонтажних конструкцій і матеріалів. Так широко впроваджуються в

електроустановках вакуумні і елегазові вимикачі, антирезонансі трансформатори напруги, обмежувачі перенапружень, пристрої релейного захисту на базі мікропроцесорної техніки, світлодіоди і багато що інше. Застосовуються нові методи індустриального будівництва і виробництва електромонтажних робіт. Періодично переглядаються і вносяться корективи в діючі державні і галузеві стандарти, будівельні і електротехнічні норми і правила.

Стан електроустановки, що виконує функцію електропостачання, багато в чому визначає ефективність основного виробництва. Вихід з ладу (відмова) устаткування системи електропостачання може спричинити небезпеку для життя людей, розлад складного технологічного процесу, масовий недовідпуск продукції і інший матеріальний збиток. Тому основною метою експлуатації електроустановки є забезпечення необхідного рівня його надійності впродовж терміну служби.

В процесі експлуатації під впливом довкілля і експлуатаційних режимів роботи відбувається поступовий знос устаткування. Підтримка працездатності устаткування здійснюється за рахунок його технічного обслуговування, при якому виконуються періодичні огляди, профілактичні виміри, випробування, діагностування стану устаткування, усуваються виявлені дефекти і несправності. Інженер повинен знати методи профілактичних випробувань і діагностики стану електроустановки.

Найбільш дієвим засобом підтримки устаткування в необхідному технічному стані, відновлення працездатності і продовження терміну експлуатації являється своєчасний і якісний ремонт. Технічне обслуговування і ремонт устаткування вимагають для свого здійснення матеріальних витрат. Фахівець повинен знати системи обслуговування і ремонту устаткування, уміти організувати ефективну систему експлуатації устаткування з найменшими матеріальними витратами.

					БР 3.6.141.438 ПЗ	Лист
Змін.	Лист	№ докум.	Підпис	дата		56

Усе це пред'являє високі вимоги до підготовки електротехнічних кадрів усіх рівнів кваліфікації.

Важливим моментом в організації електромонтажних робіт є підготовка і забезпечення безпечних умов праці. Усі підготовчі заходи в цьому плані мають

бути закінчені до початку виробництва робіт і прийняті по акту про виконання вимог по охороні праці.

Обов'язки по забезпеченню безпечних умов праці покладаються на підрядника, який розробляє організаційно-технологічну документацію по виконанню робіт (ПВЕР), що містить конкретні проектні рішення, що визначають технічні засоби і методи робіт, що забезпечують виконання нормативних вимог охорони праці.

Початковими даними для розробки таких рішень є: вимоги нормативних документів і стандартів по охороні праці; типові рішення по забезпеченню вимог охорони праці, довідкові посібники і каталоги засобів захисту працюючих; інструкції заводів-виготівників машин, механізмів, устаткування, матеріалів і конструкцій по забезпеченню охорони праці в процесі їх застосування.

Головне завдання експлуатації електрогосподарства промислових підприємств полягає в організації обслуговування електричних мереж і електроустаткування, що виключає виробничі простої через несправність електроустановок, підтримується належна якість електроенергії, що зберігає паспортні параметри електроустаткування впродовж максимального часу при мінімальній витраті електричної енергії і матеріалів.

Енергетична служба зобов'язана забезпечувати надійне, безперебійне і безпечне постачання виробництва усіма видами енергії і енергоносіїв, а також виконання виробничої програми підприємства.

Персонал, що здійснює технічну експлуатацію електроустаткування, підрозділяється: на адміністративно-технічний, організуючий технічне обслуговування устаткування, оперативне управління устаткуванням і ремонтні роботи;

					БР 3.6.141.438 ПЗ	Лист
						57
Змін.	Лист	№ докум.	Підпис	дата		

- *оперативний*, здійснюючий технічне обслуговування і оперативне управління (проведення оглядів, оперативних перемикань, підготовку робочого місця, допуск до роботи, нагляд за працюючими);
- *ремонтний*, виконуючий усі види робіт по ремонту устаткування електроустановок.

Експлуатаційний персонал повинен мати відповідну виконуваний роботі кваліфікаційну підготовку і групу по електробезпеці.

Важливим чинником організації ефективної експлуатації устаткування є якість і повнота експлуатаційної документації, яка істотно впливає на витрати праці, засобів і часу. Основою такої документації є галузеві нормативні документи: Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів; Правила улаштування електроустановок; Норми випробувань електроустаткування; Міжгалузеві правила по охороні праці при експлуатації електроустановок; ДСТУ, ГОСТ, РД, заводські інструкції по експлуатації і інші документи.

Ці загальні нормативні документи не можуть врахувати усіх специфічних особливостей конкретних об'єктів. Тому на кожному підприємстві окрім галузевих нормативних документів має бути своя технічна документація, що відбиває структуру і специфіку цього підприємства і сприяюча ефективній експлуатації електроустаткування.

Необхідний об'єм технічної документації встановлюється ПТЕ і залежно від структури і потужності підприємства, кількості і складу електроустаткування ділиться на три групи: технічна документація по об'єкту; структурному підрозділу (відділу, цеху, ділянці); робочому місцю.

До виконання робіт з технічного обслуговування і поточного ремонту електродвигунів допускаються електромонтери та електрослюсарі, які пройшли у встановлені строки медичний огляд і знають правила та інструкції з техніки безпеки, пройшли навчання безпечних методів роботи і перевірку знань з

					БР 3.6.141.438 ПЗ	Лист
						58
Змін.	Лист	№ докум.	Підпис	дата		

присвоєнням певної кваліфікаційної групи, навчені прийомів звільнення потерпілого від електричного струму і правил надання першої допомоги потерпілим.

Велика відповідальність основного електрообладнання і значна ймовірність роботи в аномальних режимах ставлять підвищені вимоги до його експлуатації, класифікації експлуатаційного персоналу, розуміння причин та можливих наслідків порушення нормальних режимів, вміння правильно їх вести та чітко орієнтуватись і грамотно діяти в аварійних ситуаціях.

					БР 3.6.141.438 ПЗ	Лист
Змін.	Лист	№ докум.	Підпис	дата		59

Висновок

В процесі виконання кваліфікаційної роботи були виконані розрахунки для модернізації підстанції 110/10 кВ.

При проведенні розрахунків було перевірено, що добовий графік навантаження підстанції не змінився, але у трансформаторів закінчився термін експлуатації і їх треба замінити на аналогічні нові.

Також були проведені розрахунки для заміни застарілого обладнання, а саме:

- вимикачів на стороні 110 кВ;
- вимикачів на стороні 10 кВ;
- роз'єднувачів на стороні 110 кВ;
- трансформатори струму для високої і низької сторін;
- трансформатори напруги для високої і низької сторін;
- 2 трансформатори власних потреб;
- обмежувачі перенапруг на стороні 10 кВ.

Була зроблена перевірка оцинковки розподільчих пристроїв 110 і 10 кВ.

Також були зроблені розрахунки для вибору реле захисту для трансформаторів.

Даний проект є доцільним та задовольняє поставлені показники ефективності від його реалізації.

В кінці дипломного проекту додається креслення електричної схеми підстанції 110/10 кВ до модернізації та після модернізації.

					БР 3.6.141.438 ПЗ	Лист
Змін.	Лист	№ докум.	Підпис	дата		60

Список використаної літератури

- 1 Правила улаштування електроустановок, Міненерговугіллпром України, 2017.
- 2 Рожкова Л. Д. Козулин В. С. Электрооборудование станций и подстанций 3-е изд. Москва Энергоатомиздат 1987. 648 с.
- 3 Идельчик В. И. Электрические системы и сети. Энергоатомиздат 1989, 592 с.
- 4 Електричні системи та мережі, конспект лекцій: укладачі Лебединський І. Л., Романовський В. І., Загородня Т. М. Суми. Сумський Державний Університет 2018. 214 с.
- 5 Методические указания по выбору ограничителей перенапряжений нелинейных производства предприятия «Таврида Электрик Украина» для электрических сетей 6-35 кВ. Исполнители: В. А. Бржезицкий, В. К. Беляев, О. С. Ильенко. Киевский политехнический институт.
- 6 СПРАВОЧНЫЕ МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ КУРСОВОГО И ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ Часть I Электроэнергетические системы и сети С. С. Ананичева, А. Л. Мызин, С. Н. Шелюг «Уральский государственный технический университет – УПИ». Екатеринбург 2005.
- 7 Электрическая часть станций и подстанций Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков, Москва Энергоатомиздат. 1989 605 с.
- 8 Методичні вказівки до виконання економічної частини дипломної роботи для студентів напрямку 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / Укладачі: Л.В. Тимошенко, І.В Шереметьєва – Дніпропетровськ: НГУ,2017. – 15с.
- 9 Розрахунки електричних мереж систем електропостачання: Навч. посібник / Г.Г. Півняк, Г.А. Кігель, Н.С. Волотковська; За ред. акад. Г.Г. Півняка. – 3-тє вид., перероб. і доп.- Д.: Національний гірничий університет, 2006. – 216 с.
- 10 Маліновський А.А., Хохулін Б.К. Основи електроенергетики та електропостачання: Підручник. Вид.2е, перероб. і доп.– Львів: Видавництво Національного університету "Львівська політехніка", 2009. – 436 с.

					БР 3.6.141.438 ПЗ	Лист
Змін.	Лист	№ докум.	Підпис	дата		61

11 Верба В.А., Загородніх О.А. Проектний аналіз: Підручник. – К.: КНЕУ, 2000. – 322 с.

12 -<http://www.tsatu.edu.ua/ea/wp-content/uploads/sites/27/pz-1-2.pdf>

13 -<http://inmad.vntu.edu.ua/portal/static/0E7ACF4E-468F-4F90-BE38-8A3421550063.pdf>

					БР 3.6.141.438 ПЗ	Лист
Змін.	Лист	№ докум.	Підпис	дата		62