

ПОЛТАВСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ АГРАРНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
Факультет інженерно-технологічний
Кафедра механічної та електричної інженерії

Пояснювальна записка

до кваліфікаційної роботи на здобуття ступеня вищої освіти

бакалавр

на тему: «Проект електричної частини підстанції 110/10 кВ»

КРБ.141ЕЕбд_31[1].01.00.00.000 ПЗ

Виконав: здобувач вищої освіти
за освітньо-професійною програмою
«Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»
спеціальності 141 Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
ступеня вищої освіти *бакалавр*
групи 141ЕЕбд_31[1]
ГОРБАНЬ Максим

Керівник: канд. техн. наук, доцент
БИЧКОВ Ярослав

Полтава – 2026 року

Полтавський державний аграрний університет

Полтавський державний аграрний університет

Полтавський державний аграрний університет

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка: 4 розділи, 11 рисунків, 14 таблиць, 23 джерела посилання, 63 сторінки

Актуальність теми проєктування електричної частини підстанції 110/10 кВ обумовлена необхідністю підвищення ефективності функціонування розподільчих мереж, зменшення технологічних втрат електроенергії, забезпечення належного рівня електробезпеки та впровадження сучасних засобів релейного захисту й автоматики.

Об'єкт роботи – електрична підстанція напругою 110/10 кВ як елемент системи електропостачання, призначений для приймання, перетворення та розподілу електричної енергії.

Предмет роботи – технічні рішення та методи проєктування електричної частини підстанції 110/10 кВ, зокрема вибір силового обладнання, схем електричних з'єднань, струмопровідних частин, пристроїв релейного захисту, автоматики та засобів забезпечення надійності роботи підстанції.

Постановка актуальної технічної задачі – розроблення проєкту електричної частини підстанції 110/10 кВ, що передбачає вибір оптимальної схеми електричних з'єднань, розрахунок електричних навантажень і струмів короткого замикання, вибір силових трансформаторів, комутаційної апаратури, струмопровідних частин, а також засобів релейного захисту та автоматики.

Мета кваліфікаційної роботи бакалавра – розроблення проєкту електричної частини підстанції 110/10 кВ із обґрунтуванням вибору основного електрообладнання та схемних рішень, що забезпечують надійне, безпечне та ефективне електропостачання споживачів відповідно до чинних нормативних вимог.

Практичне значення кваліфікаційної роботи – Практичне значення роботи полягає в розробленні комплексу технічних рішень щодо проєктування електричної частини підстанції 110/10 кВ, які можуть бути використані під час створення нових або реконструкції існуючих об'єктів електроенергетики.

У **першому розділі** визначено максимальну пропускну здатність спроектованої підстанції. Складено графік повної потужності підстанції 110/10, необхідний для відбору та тестування трансформаторів живлення та обладнання підстанцій. Графік навантаження дозволяє візуально відобразити динаміку споживання електроенергії протягом певного періоду часу.

У **другому розділі** Було обрано трансформатори потужності підстанції 110/10 кВ типу ТРДН-40000/110/10/10, побудовано еквівалентний двоступеневий графік навантаження підстанції 110/10 кВ. Для живлення допоміжних потреб підстанції

приймаються трансформатори ТМ-630/10/0,4. Обрано схеми комутаційного обладнання підстанції 110/10 кВ.

У **третьому розділі** розраховано струми короткого замикання у контрольних точках, на їх основі вибрано електрообладнання підстанції. У цьому розділі розглядалися різні аспекти, що впливають на вибір електричного обладнання, а також методи і принципи прийняття рішень. Вибрано та перевірено дроти для лінії електропередачі напругою 110 кВ, підібрано електрообладнання РЗА для підстанції 110/10 кВ.

У **четвертому розділі** роботи виконано оцінку доцільності модернізації системи релейного захисту трансформаторної підстанції 110/10 кВ, наведено кошторис основних витрат на реалізацію проєкту. Розроблено заземлення та захист підстанції від удару блискавки.

Практичні результати роботи – Отримані результати, зокрема обґрунтований вибір силового обладнання, схеми електричних з'єднань, струмопровідних частин, комутаційної апаратури та засобів релейного захисту, сприяють підвищенню надійності електропостачання споживачів, зменшенню експлуатаційних витрат і забезпеченню безпечної роботи електроустановок.

Рекомендації щодо використання результатів роботи – результати можуть бути рекомендовані для впровадження на підприємствах системи електропостачання при модернізації електропідстанцій. Матеріали роботи також можуть бути використані в освітньому процесі під час підготовки фахівців електроенергетичного профілю.

Сфера застосування результатів роботи – енергетичний комплекс.

Ілюстраційна частина проєкту становить 11 аркушів.

Текст пояснювальної записки кваліфікаційної роботи пройшов перевірку на плагіат за допомогою спеціалізованого сервісу "StrikePlagiarism" і є оригінальним. Унікальність тексту становить 94,61 %.

АНОТАЦІЯ

У роботі виконано проєкт електричної частини підстанції 110/10 кВ. Визначено максимальну пропускну здатність підстанції та побудовано графік повного навантаження, який використано для вибору силових трансформаторів і основного електрообладнання. Для підстанції обрано два силові трансформатори типу ТРДН-40000/110/10/10 та трансформатори власних потреб типу ТМ-630/10/0,4. Побудовано еквівалентний двоступеневий графік навантаження та виконано перевірку режимів роботи трансформаторів. У роботі проведено вибір

головної схеми електричних з'єднань підстанції, комутаційного обладнання, струмопровідних частин і проводів повітряної лінії електропередачі напругою 110 кВ. Виконано перевірку проводів за умовами виникнення коронного розряду та розраховано струми короткого замикання в аварійних режимах роботи. На підставі отриманих результатів здійснено вибір електрообладнання та пристроїв релейного захисту й автоматики. Також виконано розрахунок системи заземлення та блискавкозахисту підстанції відповідно до чинних нормативних вимог.

РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ, КОРОТКЕ ЗАМИКАННЯ, СТРУМОВИЙ ЗАХИСТ,
ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ ПІДСТАНЦІЇ

ANNOTATION

The project of the electrical part of the 110/10 kV substation has been completed. The maximum throughput of the substation was determined and a full load schedule was built, which was used to select power transformers and main electrical equipment. Two power transformers of the TRDN-40000/110/10/10 type and auxiliary transformers of the TM-630/10/0.4 type were selected for the substation. An equivalent two-stage load schedule was built and the operating modes of transformers were checked. In the work, the main scheme of electrical connections of the substation, switching equipment, conductive parts and wires of the overhead power line with a voltage of 110 kV was selected. The wires were checked for the conditions of corona discharge and the short-circuit currents in emergency operating modes were calculated. Based on the results obtained, the selection of electrical equipment and devices for relay protection and automation was made. The calculation of the grounding and lightning protection system of the substation was also carried out in accordance with the current regulatory requirements.

RELAY PROTECTION, SHORT CIRCUIT, CURRENT PROTECTION,
SUBSTATION ELECTRICAL EQUIPMENT

ЗМІСТ

ВСТУП	7
1. РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОГО НАВАНТАЖЕННЯ	9
2. ВИБІР КІЛЬКОСТІ ТА ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ	12
2.1. Вибір силових трансформаторів	12
2.2. Вибір допоміжного трансформатора	14
2.3. Вибір схеми комутаційного обладнання для підстанції 110/10 кВ	15
3. ВИБІР ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ ПІДСТАНЦІЇ	18
3.1. Розрахунок струмів короткого замикання	18
3.2. Вибір електрообладнання для підстанції 110/10 кВ	26
3.2.1. Вибір і перевірка шини РП ВН	26
3.2.2. Вибір і перевірка шин РП НН	28
3.2.3. Вибір і перевірка електрообладнання на 110 кВ	30
3.3. Релейний захист і автоматизація підстанції	39
4. ЕКОНОМІЧНА СКЛАДОВА ПРОЄКТУ ТА ПИТАННЯ БЕЗПЕКИ	52
4.1. Орієнтовна вартість основних елементів автоматизації проєкту	52
4.2. Захист підстанції від дії блискавки	53
4.3. Заземлення підстанції та охорона праці	56
ВИСНОВОК	62
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ	64

					КРБ.141ЕЕ60_31[1].01.00.00.000 ПЗ			
ЗМ.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата	Зміст	Літ.	Аркуш	Аркушів
Розроб.		Горбань М.А.				1	6	63
Перевір.		Бичков Я.М.						
Н.контр.		Бичков Я.М.						
Затв.		Попов С.В.						

ВСТУП

У сучасному світі енергія відіграє провідну роль у розвитку економіки та забезпеченні комфорту людей. Проектування та експлуатація електричних підстанцій є важливими аспектами енергетичної інфраструктури. У цьому дослідженні розглядається проектування електричної частини підстанції 110/10 кВ.

Актуальність теми проектування електричної частини підстанції 110/10 кВ обумовлена необхідністю підвищення ефективності функціонування розподільчих мереж, зменшення технологічних втрат електроенергії, забезпечення належного рівня електробезпеки та впровадження сучасних засобів релейного захисту й автоматики.

Об'єкт роботи – електрична підстанція напругою 110/10 кВ як елемент системи електропостачання, призначений для приймання, перетворення та розподілу електричної енергії.

Предмет роботи – технічні рішення та методи проектування електричної частини підстанції 110/10 кВ, зокрема вибір силового обладнання, схем електричних з'єднань, струмопровідних частин, пристроїв релейного захисту, автоматики та засобів забезпечення надійності роботи підстанції.

Мета кваліфікаційної роботи бакалавра – розроблення проекту електричної частини підстанції 110/10 кВ із обґрунтуванням вибору основного електрообладнання та схемних рішень, що забезпечують надійне, безпечне та ефективне електропостачання споживачів відповідно до чинних нормативних вимог.

Виходячи з мети, необхідно розробити наступне:

- розрахувати навантаження на підстанцію у вигляді добового графіку;
- вибрати силові трансформатори підстанції 110/10 кВ ;
- вибрати електрообладнання підстанції 110/10 кВ ;
- розробити релейний захист для електротрансформатора підстанції 110/10 кВ ;
- розрахувати захист від блискавки та заземлення.

					КРБ.141EE6d_31[1].01.00.00.00 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		7

У ході дослідження будуть використані методи математичного моделювання, розрахунків і аналізу, а також сучасні програмні інструменти для проектування електричних систем.

Основна увага буде приділятися аналізу та розробці технічних рішень, які сприяють надійній роботі підстанції з мінімальними експлуатаційними витратами. Крім того, будуть враховані поточні тенденції в електроенергетичній галузі, такі як впровадження інтелектуальних систем керування та моніторингу.

					КРБ.141EE6d_31[1].01.00.00.00 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		8

1 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОГО НАВАНТАЖЕННЯ

Цей розділ присвячений розрахунку електричних навантажень підстанції з напругою 110/10 кВ, що є основним етапом у проектуванні та експлуатації електроенергетичних систем. Розрахунок навантаження необхідний для визначення необхідних параметрів обладнання, електричних мереж і необхідної потужності для забезпечення ефективного та надійного електропостачання. У цьому розділі ми розглянемо методи розрахунку активних і реактивних навантажень, а також фактори, що на них впливають, такі як сезонні зміни, пікові навантаження та характеристики підключених споживачів. Детальний аналіз електричних навантажень оптимізує процес проектування та забезпечує ефективну роботу підстанції.

Графік повної потужності підстанції є важливим інструментом для аналізу та планування роботи електроенергетичних систем. Він відображає зміни загальної споживаної або поданої підстанцією електроенергії залежно від часу доби, дня тижня, сезону та інших факторів. Цей графік дозволяє визначити пікові та мінімальні навантаження, визначити періоди найвищого та найнижчого енергоспоживання, що, у свою чергу, допомагає ефективно керувати роботою підстанції, планувати технічне обслуговування та оптимізувати використання ресурсів. Повний розклад живлення підстанції часто використовують інженери та оператори електромережі для забезпечення надійної та ефективної роботи енергосистеми.

Цей графік для підстанції 110/10 потрібен для перевірки перевантаження електротрансформаторів на підстанції 110/10 та для вибору силових трансформаторів.

Відповідно до завдання, повна потужність підстанції 110/10 влітку наведена в Таблиці 1.

					КРБ.141EE6d_31[1].01.00.00.00 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		9

Таблиця 1 – Загальна потужність підстанції 110/10 в літній період

Час	0-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12
$tg\varphi$	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,71	0,71	0,71	0,71	0,72
$P_{\Sigma psi}$	24,13	23,67	22,47	22,62	20,15	20,15	19,82	26,97	33,12	32,64	28,08	28,55
$S(i)$	29,69	29,12	27,27	27,83	24,88	24,88	24,46	33,07	40,61	40,01	34,51	35,10
Час	12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24
$tg\varphi$	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,72	0,72	0,71	0,71	0,71	0,71
$P_{\Sigma psi}$	32,88	32,88	31,98	31,98	30,48	28,66	23,67	24,59	27,32	27,32	23,9	23,9
$S(i)$	40,32	40,32	39,21	39,21	38,41	35,15	29,14	30,29	33,51	33,51	29,37	29,37

Взимку повна потужність підстанції 110/10 кВ зазвичай має свої особливості, відмінні від літніх періодів. Наприклад, у зимові місяці споживання електроенергії може зростати через опалення житлових та промислових будинків, що може призвести до збільшення навантаження на підстанцію. Графік повної потужності підстанції взимку може показати піки споживання електроенергії вранці та ввечері, коли системи опалення в будинках та офісах активно використовуються. Додаткові піки споживання також можливі завдяки електричному опаленню та використанню електричних обігрівачів.

Для точного визначення повної потужності підстанції взимку необхідно враховувати низку факторів, таких як кліматичні умови, структура споживання електроенергії в регіоні, наявність промислових об'єктів та інші фактори. Загальна потужність підстанції 110/10 у зимовий період показана у Таблиці 2.

Таблиця 2 – Загальна потужність підстанції 110/10 у зимовий період

Час	0-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12
$tg\varphi$	0,71	0,71	0,71	0,71	0,72	0,72	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71
$P_{\Sigma psi}$	29,38	29,29	28,59	28,69	26,49	27,49	35,09	35,09	37,24	37,03	35,61	35,81
$S(i)$	36,12	36,00	35,14	35,27	33,89	33,89	43,02	43,02	45,66	45,42	43,74	43,94
Час	12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24
$tg\varphi$	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,72	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71
$P_{\Sigma psi}$	37,24	37,24	36,4	36,4	36,04	35,85	30,54	32,61	31,55	31,55	29,03	29,03
$S(i)$	45,66	45,66	44,65	44,65	44,21	43,97	37,57	40,01	38,71	38,71	35,68	35,68

На основі приведених потужностей $S(i)$ з Таблиці 1 та Таблиці 2 побудовано графік повної потужності підстанції 110/10, показаний на рисунку 1.

Рисунок 1 – Графік повної потужності підстанції 110/10

З графіка навантаження видно, що максимальне навантаження спроектованої підстанції становить 45660 кВА.

Висновки до розділу 1

Перший розділ визначає максимальну пропускну здатність спроектованої підстанції. Накладено графік повної потужності підстанції 110/10, необхідний для вибору та перевірки трансформаторів живлення та обладнання підстанції. Аналіз електричного навантаження є важливим етапом у проектуванні та експлуатації електроенергетичних систем, максимальне навантаження спроектованої підстанції становить 45660 кВА. Графік навантаження дозволяє візуально відобразити динаміку споживання електроенергії протягом певного періоду часу. Побудова графіка електричного навантаження підстанції включає врахування різних факторів, що впливають на споживання електроенергії, таких як сезонні зміни, кліматичні умови, особливості протікання робочих процесів тощо.

					КРБ.141EE6d_31[1].01.00.00.00 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		11

2 ВИБІР КІЛЬКОСТІ ТА ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ

2.1 Вибір силових трансформаторів

Силові трансформатори є основними компонентами електричної частини підстанції, які відіграють основну роль у передачі та перетворенні електроенергії з однієї напруги в іншу. Вибір правильних силових трансформаторів для підстанції 110/10 кВ є надзвичайно важливим для забезпечення її надійної та ефективної роботи.

У цьому розділі розглядається процес вибору силових трансформаторів з урахуванням технічних характеристик підстанції, вимог до передачі та розподілу електроенергії, а також факторів, що впливають на продуктивність і вартість обладнання.

Потужність трансформаторів на підстанції 110/10 має бути такою, щоб у разі відмови одного з них другий міг прийняти основне навантаження підстанції 110/10 [1]:

$$S_{н.тр.} \geq S_{max} / k_p, \quad (1)$$

де S_{max} – максимальна проектна потужність підстанції 110/10 відповідно до наведених вище графіків навантаження;

k_p – коефіцієнт перевантаження трансформатора, $k_p = 1,4$;

$$S_{н.тр.} \geq 45,66 / 1,4 = 32,6 \text{ МВА.}$$

Ми приймаємо для встановлення два силових трансформатора ТРДН–40000/110/10/10 [2]. Технічні характеристики наведені в таблиці 3.

Таблиця 3 – Параметри трансформаторів ТРДН–40000/110/10/10–У1

Параметри	Значення
Потужність трансформатора	40000 кВА
Номінальна напруга ВН	115 кВ
Номінальна напруга НН	11 кВ
Втрати ХХ	22,0 кВт
Втрати від короткого замикання	170,0 кВт
Напруга короткого замикання	10,5 %

Продовження табл. 3

Струм, XX	0,28 %
Розміри	6500 мм x 4000 мм x 6000 мм
Вага	63200 кг

Ми будемо скласти графік на літній період, оскільки в цей період навантаження трансформаторів більше.

Для перевірки потужності вибраних трансформаторів ми побудуємо двоступеневі графіки їхнього навантаження. Обчислимо еквівалентні значення потужності:

$$S_{\text{екв1}} = \sqrt{\frac{37,57^2 + 40,01^2 + 38,71^2 \cdot 2 + 35,68^2 \cdot 2 + 36,12^2 + 36,00^2 + 35,14^2 + 35,27^2}{10}} = 36,93 \text{ MVA}$$

$$S_{\text{екв2}} = \sqrt{\frac{43,02^2 \cdot 2 + 45,66^2 \cdot 3 + 45,65^2 \cdot 2 + 45,42^2 + 43,74^2 + 43,94^2 + 44,21^2 + 43,97^2}{12}} = 44,65 \text{ MVA.}$$

Еквівалентний двоступеневий графік показано на рисунку 2.

Рисунок 2 – Еквівалентний двоступеневий графік

$$K_1 = \frac{S_{\text{екв1}}}{S_{\text{ном}}}; \quad (2)$$

$$K_1 = \frac{36,93}{40} = 0,92;$$

					КРБ.141EE6d_31[1].01.00.00.00 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		13

$$K_2 = \frac{S_{\text{экв2}}}{S_{\text{ном}}} \quad (3)$$

$$K_2 = \frac{44,65}{40} = 1,12$$

За існуючим максимумом трансформатор завантажений менше номінальної потужності. При десятигодинному навантаженні 92% трансформатор може бути перевантажений у 1,12 рази за 24 години, що відповідає початковому графіку навантаження.

2.2 Вибір допоміжного трансформатора

Вибір допоміжного трансформатора, який розроблений для задоволення власних потреб підстанції в електроенергії, необхідної для власного технологічного процесу та підтримки роботи допоміжного обладнання.

На розробленій підстанції живлення захисту, керування та сигналізації організовано на змінному оперативному струмі.

До електроприймачів системи власних потреб належать: електродвигуни системи охолодження трансформаторів підстанцій; опалювальні пристрої для масляних вимикачів і шаф з електричними установками та пристроями, встановленими в них; електричне опалення та електричне освітлення, систему пожежогасіння.

Встановлена потужність трансформатора власних потреб ТВП:

$$S_{\text{тсн}} = 0,001 \cdot S_{\text{max}} \quad (4)$$

$$S_{\text{тсн}} = 0,001 \cdot 45660 = 456 \text{ кВА.}$$

Приймаються два трансформатори ТМ-630/10/0,4 [3].

Технічні характеристики трансформаторів ТМ-630/10/0,4 наведені в таблиці

4.

					КРБ.141ЕЕ6д_31[1].01.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		14

Таблиця 4 – Параметри трансформаторів ТМ-630/10/0,4

Параметри	Значення
Потужність трансформатора	630 кВА
Номінальна напруга ВН	10,5 кВ
Номінальна напруга НН	0,4 кВ
Втрати ХХ	1050 Вт
Втрати від короткого замикання	7600 кВт
Напруга короткого замикання	5,5 %
Струм ХХ	2,0 %
Розміри	1930 мм × 1180 мм × 1910 мм
Вага	2105 кг

2.3 Вибір схеми комутаційного обладнання для підстанції 110/10 кВ

Враховуючи стандартні схеми, визначені у списку стандартних схем для класів напруг 35–750 кВ та обсяг їх застосування (згідно з СОУ-Н ЕЕ 20.178:2008) для напруг 110 кВ і 10 кВ і враховуючи кількість з'єднань на ВН та НН сторонах підстанції, надаються такі схеми комутаційного обладнання [4].

З чотирма підключеннями зовнішніх комутаторів напругою 110 кВ (2 повітряні лінії по 110 кВ і 2 силові трансформатори) вона виконується за схемою 110 – 4Н. Два блоки з вимикачами та неавтоматичною перемичкою з боку лінії електропередач, показано на рисунку 3 [4].

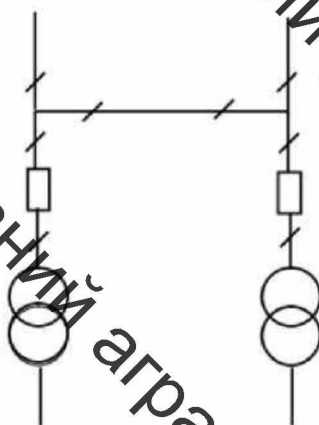


Рисунок 3 – Схема 110 – 4Н

При 24 під'єднаннях 10 кВ (20 вихідних ліній передачі 10 кВ і 4 вводи від силових трансформаторів) це здійснюється за схемою № 10-2. Дві одношинні

					КРБ.141ЕЕ6д_31[1].01.00.00.00 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		15

системи, розділені автоматичним вимикачем, показано на рисунку 4 [4].

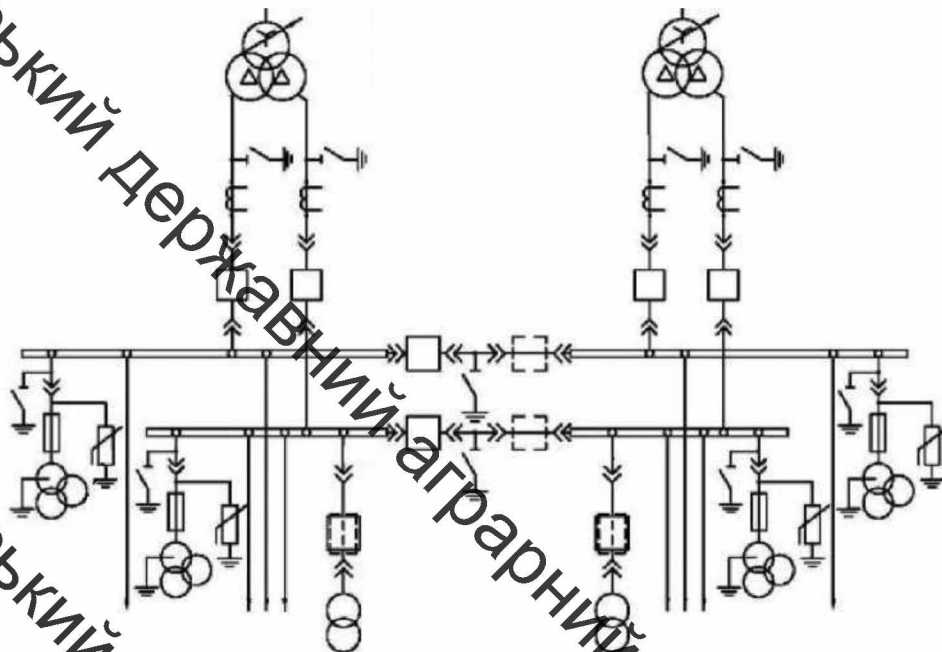


Рисунок 4 – Схема № 10–2

Приймаємо роздільну роботу трансформаторів для зменшення СКЗ (струмів короткого замикання). На секційному перемикачі необхідно передбачити встановлення пристрої АВР (автоматичне ввімкнення резерву).

Розподільчий пристрій НН виконується з використанням комплектної розподільчої установки (КРУ) на візках, що дозволяє не використовувати роз'єднувачів.

Їхні функції виконують контакти штекерів самого візка.

Використання комплектів КРУ дозволяє підвищити надійність схеми РП (розподільного пристрою), покращити умови роботи та знизити вартість будівництва РУ–10 кВ.

У разі короткого замикання в 110 кВ СШ (секції шин) вхідний перемикач цієї СШ вимикається, і СШ знеструмлюється на весь період ремонтних робіт. У цьому випадку знеструмлюються електричні приймачі категорії III, а електричні приймачі категорій I і II підключені через резервні лінії живлення.

РП 10 кВ підстанції 110/10 приймається як комплектне обладнання з шаф для внутрішньої монтажної системи.

КРБ.141ЕЕ6д_31[1].01.00.00.00 ПЗ					Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	16

Висновки до розділу 2

Було обрано трансформатори потужності підстанції 110/10 кВ типу ТРДН-40000/110/10/10, побудовано еквівалентний двоступеневий графік навантаження підстанції 110/10 кВ. Для живлення допоміжних потреб підстанції приймаються трансформатори ТМ-630/10/0.

					КРБ.141ЕЕ6д_31[1].01.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		17

3 ВИБІР ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ ПІДСТАНЦІЇ

3.1 Розрахунок струмів короткого замикання

Струми короткого замикання можуть виникати в електричних мережах у разі надзвичайних ситуацій, і їх точне визначення є основою для проєктування захисних пристроїв, а також для забезпечення безпеки обладнання та персоналу.

Вибір проводів високовольтної електромережі.

У лініях передачі 10-110 кВ переважно використовується провід марки АС.

Переріз проводів ліній електропередач у нормальному режимі розраховується відповідно до густини струму.

$$F = \frac{I_{\max}}{j}, \quad (5)$$

де $I_{\max}$ — це максимальний струм у звичайному режимі роботи;

j — густина струму, для проводів АС-120/19 при $T_{\max} > 5000$ год, $j = 1,0 \text{ A/mm}^2$

Максимальний струм нормального робочого режиму

$$I_{\max} = \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot n} \quad (6)$$

де $S_{\max}$ — максимальна проєктна потужність підстанції 110/10, МВА;

$U_{\text{НОМ}}$ — це напруга на контактній лінії живлення;

n — кількість ліній передачі електроенергії (ЛЕП).

$$I_{\max} = \frac{45,66 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^2} = 120,0 \text{ A};$$

$$F = \frac{120,0}{1,0} = 120 \text{ мм}^2$$

Згідно зі значенням розрахованого перерізу, найближчий стандартний переріз дроту дорівнює $F = 120 \text{ мм}^2$. Дроти АС-120/19 використовуються з довгостроковим дозволеним струмом $I_{\text{доп}} = 390 \text{ A}$.

					КРБ.141ЕЕ6д_31[1].01.00.00.000_73	Арк.
						18
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Обраний переріз повинен відповідати умовам нагрівання:

$$I_{\max} \leq I_{\text{доп}}, \quad (7)$$

$$I_{\max} = 240 \text{ A} \leq I_{\text{доп}} = 390 \text{ A}.$$

Перевірка на можливість утворення «корони» на підстанції потрібна для проводів з напругою 110 кВ.

Правильний вибір поперечного перерізу дроту забезпечує зменшення впливу корони до прийнятного значення. Згідно з нормами проектування (зокрема ПУЕ), коронний розряд на проводах ПЛ (повітряних ліній) не виникатиме, якщо виконується умова:

$$1,07 \cdot E_{\max} \leq 0,9 \cdot E_0 \text{ кВ/см} \quad (8)$$

де: $E_{\max}$ — максимальна напруженість електричного поля на поверхні проводу за умови робочої напруги.

E_0 — початкова напруженість виникнення корони (визначається за формулою Піка залежно від радіуса проводу та стану атмосфери).

0,9 — це коефіцієнт запасу надійності.

Коефіцієнт запасу надійності враховує:

1. Неідеальність поверхні: подряпини, пил або краплі води знижують поріг появи корони.
2. Погодні умови: зміна тиску та температури повітря.
3. Економічність: корона призводить до втрат енергії та створює радіоперешкоди, тому її намагаються повністю виключити при нормальній сухій погоді.

На практиці для ліній 110 ця умова зазвичай виконується автоматично при виборі перерізу за нагрівом, а для ліній 330 кВ і вище доводиться збільшувати діаметр проводів або використовувати розщеплення фаз саме для того, щоб виконати цей ліміт.

					КРБ.141EE6d_31[1].01.00.00.00 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		19

Максимальна напруженість поля на поверхні нерозщепленого дроту

$$E_{\max} = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (9)$$

де U – лінійна напруга, кВ,

r_0 – радіус дротів, $r_0 = 7,6 \text{ мм} = 0,76 \text{ см}$,

D_c — геометрична середня відстань між фазовими проводами, см.

$$D_c = \sqrt[3]{D_{1-2} \cdot D_{1-3} \cdot D_{2-3}}, \quad (10)$$

де $D_{1-2} \cdot D_{1-3} \cdot D_{2-3}$ – відстані між суміжними фазами.

$$D_c = \sqrt[3]{4,0 \cdot 4,0 \cdot 8,0} = 5,04 \text{ м} = 504 \text{ см}$$

$$E_{\max} = \frac{0,354 \cdot 110}{0,76 \cdot \lg \frac{504}{0,76}} = 18,2 \text{ кВ / см.}$$

Початкове значення критичної напруженості електричного поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (11)$$

де m – коефіцієнт, $m = 0,82$,

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,76}} \right) = 33,4 \text{ кВ / см,}$$

$$0,9 \cdot E_0 = 0,9 \cdot 33,4 = 30,1 \text{ кВ/см} \geq 1,07 \cdot E_{\max} = 1,07 \cdot 18,2 = 19,5 \text{ кВ/см.}$$

Результати розрахунку показують, що раніше обраний дріт проходить перевірку на відсутність появи корони.

					КРБ.141ЕЕ6д_31[1].01.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		20

Розрахунок СКЗ.

Основною причиною аварійних режимів у електричних установках є 3-фазні, 2-фазні, 2-фазні на землю та однофазні короткі замикання.

Розрахунки аварійних режимів у проектуванні електричних установок потрібні для вибору обладнання підстанції та перевірки активних частин на їхній тепловий і електродинамічний опір, а також, крім того, для розрахунку релейного захисту та заземлення.

Усі елементи мережі мають бути представлені схемами підстановки. На цих схемах ми показуємо активні та індуктивні опори елементів, через які можуть проходити струми короткого замикання [5, 6, 7].

Схема підстановки для нашого варіанту мережі наведена на рисунку 5.

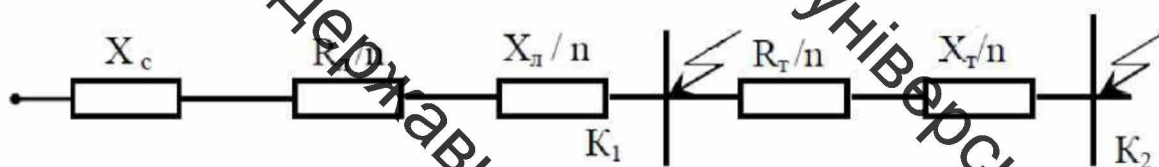


Рисунок 5 – Схема підстановки для розрахунку СКЗ

На рисунку 5 показані наступні позначення:

- $X_c, X_л, X_T$ — індуктивні опори енергетичної системи, лінії електропередач ВН, трансформатори;
- $R_л, R_T$ — активні опори ліній електропередач, ВН, трансформаторів.
- n — кількість контурів ліній ВП, трансформаторів на підстанції 110/10

Розрахунок опору схем живлення системи живлення, ліній живлення ВН, трансформаторів.

При короткому замиканні у точці КЗ

Індуктивний опір силової системи:

$$x_c = \frac{U_{ВН}^2}{S_{КЗ}}; \quad (12)$$

$$x_c = \frac{115^2}{750} = 17,633 \text{ Ом.}$$

Активний опір ліній живлення ВН:

$$R_{\text{л}} = r_0 \cdot L. \quad (13)$$

Опір реактивності ліній живлення ВН:

$$X_{\text{л}} = x_0 \cdot L. \quad (14)$$

де L – довжина лінії електропередачі, $L = 9$ км;

r_0, x_0 – це питомі активні та індуктивні опори дроту, для дроту АС-120/19
 $r_0 = 0,249$ Ом/км; $x_0 = 0,408$ Ом/км.

$$R_{\text{л}} = 0,249 \cdot 9 = 2,241 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{л}} = 0,408 \cdot 9 = 3,672 \text{ Ом}.$$

Сумарний опір до точки короткого замикання К1:

$$Z_{\Sigma K1} = \sqrt{\left(X_C + \frac{X_{\text{л}}}{n}\right)^2 + \left(\frac{R_{\text{л}}}{n}\right)^2}; \quad (15)$$

$$Z_{\Sigma K1} = \sqrt{\left(17,633 + \frac{2,241}{1}\right)^2 + \left(\frac{3,672}{1}\right)^2} = 20,2 \text{ Ом}.$$

У разі короткого замикання на підстанції у точці К2, індуктивний опір енергосистеми дорівнює:

$$x_c = \frac{U_{\text{HH}}^2}{S_{\text{КЗ}}}; \quad (16)$$

$$x_c = \frac{10,5^2}{150} = 0,147 \text{ Ом}.$$

Активний опір ліній живлення ВН:

					КРБ.141ЕЕ6д_31[1].01.00.00.00 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		22

$$R_{\text{л}}^* = R_{\text{л}} \cdot \left(\frac{U_{\text{HH}}}{U_{\text{BH}}} \right)^2; \quad (17)$$

$$R_{\text{л}}^* = 2,241 \cdot \left(\frac{10}{110} \right)^2 = 0,019 \text{ Ом.}$$

Реактивний опір ліній живлення ВН:

$$X_{\text{л}}^* = X_{\text{л}} \cdot \left(\frac{U_{\text{HH}}}{U_{\text{BH}}} \right)^2; \quad (18)$$

$$X_{\text{л}}^* = 3,672 \cdot \left(\frac{10}{110} \right)^2 = 0,030 \text{ Ом.}$$

Розрахункові електричні опори обмоток трансформатора:

$$R_{\text{T}} = \frac{\Delta P_{\text{кз}} \cdot U_{\text{HH}}^2 \cdot 1000}{n \cdot S_{\text{HT}}^2}; \quad (19)$$

де $\Delta P_{\text{кз}}$ – це втрати потужності при короткому замиканні, $\Delta P_{\text{кз}} = 170 \text{ кВт}$;

U_{HH} – напруга НН;

S_{HT} – це номінальна потужність трансформатора.

$$R_{\text{T}} = \frac{170 \cdot 10,5^2 \cdot 1000}{2 \cdot 40000^2} = 0,00586 \text{ Ом};$$

$$x_{\text{T}} = \frac{U_{\text{к}} \cdot U_{\text{HH}}^2 \cdot 10}{n \cdot S_{\text{HT}}}, \quad (20)$$

де $U_{\text{к}}$ – напруга короткого замикання трансформатора, $U_{\text{к}} = 11,5\%$,

$$x_{\text{T}} = \frac{11,5 \cdot 10,5^2 \cdot 10}{2 \cdot 40000} = 0,158 \text{ Ом. Ом,}$$

Оскільки на підстанції 110/10 використовуються трансформатори типу

					КРБ.141ЕЕ6д_31[1].01.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		23

ТРДН, корекція опору при розрахунку ТКЗ у точці К2 здійснюється таким чином:

$$X_{B.T.} = X_{BH-HH} \left(1 - \frac{K_P}{4} \right); \quad (21)$$

$$X_{HT1} = X_{HT2} = X_{BH-HH} \cdot \left(\frac{K_P}{2} \right); \quad (22)$$

де $X_{BH-HH} = X_T^*$;

K_P – коефіцієнт розщеплення, це стандартне розрахункове значення, що використовується при складанні схем заміщення трифазних трансформаторів з розщепленою обмоткою низької напруги (ПН) $K = 3,5$.

Повний опір трансформаторної схеми при короткому замиканні на збірній шині НН:

$$X_T^* = X_{BT} + X_{HT1(HT2)},$$

$$X_T^* = 0,020 + 0,277 = 0,297 \text{ Ом}$$

Сумарний опір доточки коротке замикання К2:

$$Z_{\Sigma K2} = \sqrt{\left(X_C^* + \frac{X_T^*}{n} + X_T \right)^2 + \left(\frac{R_C^*}{n} + R_T \right)^2}; \quad (24)$$

$$Z_{\Sigma K2} = \sqrt{\left(0,147 + \frac{0,030}{1} + 0,297 \right)^2 + \left(\frac{0,019}{1} + 0,00586 \right)^2} \approx 0,689 \text{ Ом.}$$

Розрахунок короткого замикання на 110 кВ у точці К-1:

$$I_{п(K1)}^{(3)} = \frac{U_{BH}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma K1}}; \quad (25)$$

$$I_{п(K1)}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 20,2} = 3,3 \text{ кА.}$$

					КРБ.141EE6d_31[1].01.00.00.00 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		24

Розрахунок короткого замикання з напругою 10,5 кВ у точці К-2:

$$I_{п(К2)}^{(3)} = \frac{U_{BH}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma K2}}, \quad (26)$$

$$I_{п(К2)}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,689} = 7,9 \text{ кА.}$$

Ударний струм на стороні ВН:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{II}^{(3)}, \quad (27)$$

де k_y — ударний коефіцієнт;

$$k_y = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}, \quad (28)$$

де T_a — це постійна часу згасання,

$$T_a = \frac{X_{рез}}{\omega \cdot R_{рез}}, \quad (29)$$

де $X_{рез}$, $R_{рез}$ — відповідно загальні індуктивні та активні опори до точки короткого замикання (К1 К2);

$\omega = 2\pi f$ — кутова частота ($f = 50 \text{ Гц}$).

$$\omega = 2 \cdot 3,14 \cdot 50 = 314 \text{ рад/с};$$

$$T_{a1} = \frac{19,874}{314 \cdot 3,672} = 0,0172 \text{ с};$$

$$T_{a2} = \frac{0,474}{314 \cdot 0,02486} = 0,0607 \text{ с};$$

$$k_{y1} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,0172}} = 1,559,$$

$$k_{y2} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,0607}} = 1,848.$$

					КРБ.141ЕЕ6д_31[1].01.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		25

$$i_{yK1} = \sqrt{2} \cdot 1,559 \cdot 3,3 = 7,3 \text{ кА.}$$

$$i_{yK2} = \sqrt{2} \cdot 1,848 \cdot 7,9 = 20,6 \text{ кА.}$$

3.2 Вибір електрообладнання для підстанції 110/10 кВ

3.2.1 Вибір електрообладнання для підстанції 110/10 кВ

Струмopовідні частини в розподільному пристрої ВН мають виготовлятися з проводів марки АС (Алюміній-Сталь) [8]. Поперечний переріз проводів і шин відкритих розподільних пристроїв був обраний раніше.

Гнучкі дроти кріпляться на гірляндах із семи підвісних ізоляторів типу ПФ6–В – це високовольтний підвісний фарфоровий ізолятор (тарілчастий) [9].

Залежно від прийнятої схеми комутаційного обладнання, переріз гнучкої шини перевіряється на допустимий струм нагрівання. Вибір перерізу збірної шини здійснюється відповідно до умов нагрівання:

$$I_{max} \leq I_{доп}. \quad (30)$$

У цьому виразі $I_{доп}$ визначається з корекцією для температури повітря, яка відрізняється від тієї, що прийнята в таблицях (+25 °С).

$$I_{доп} = I_{доп.ном.} \cdot \sqrt{\frac{70 - v_0}{45}}, \quad (31)$$

де v_0 — фактична температура повітря, $v_0 = 30$ °С;

$$I_{доп} = 390 \cdot \sqrt{\frac{70 - 30}{45}} = 368 \text{ А.}$$

Вибраний переріз має бути перевірений на тепловий опір при виникненні СКЗ:

$$v_k = v_{к,доп}, \quad (32)$$

де v_k — це проектна температура нагрівання шини СКЗ.

					КРБ.141ЕЕ6д_31[1].01.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		26

$v_{к.доп}$ — це допустима температура нагрівання шини при короткому замиканні (для алюмінієвих гнучких шин — $v_{к.доп} = 200$ °С.

Щоб визначити розрахункову температуру провідника, спочатку визначається температура провідника до моменту виникнення короткого замикання v_H :

$$v_H = v_0 + (v_{доп} - v_{0.ном}) \cdot \left(\frac{I_{max}}{I_{доп}} \right)^2, \quad (33)$$

Де $v_{доп}$ - тривала допустима температура провідника, $v_{доп} = +70$ °С;

$v_{0.доп}$ — номінальна температура повітря, $v_{0.доп} = +25$ °С;

$$v_i = 50 + (70 - 25) \cdot \left(\frac{240}{368} \right)^2 = 49,1$$

Використовуючи v_H знаходимо температуру дроту до виникнення короткого замикання f_H , при $v_i = 49,1$ °С, має значення $f_H = +45$ °С.

Комплексна температурна функція провідника під час потоку КЗ визначається як:

$$f_K = f_H + \frac{kB_k}{g^2} \quad (34)$$

де k — коефіцієнт;

g — поперечний переріз провідника, mm²;

B_k — це імпульс квадратичного струму КЗ:

$$B_K = \left(I_{K1}^{(3)} \right)^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (35)$$

де $I_{K1}^{(3)}$ — початкове значення періодичної компоненти СКЗ у т.1

$$t_{откл.} = t_{р.з.} + t_{откл.в} = (0,16 \div 0,2) \text{ с.}$$

де $t_{р.з.}$ — тривалість дії релейного захисту;

					КРБ.141EE6d_31[1].01.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		27

$t_{откл}$ загальний час спрацювання автомата.

$$W_k = 3,3^2 \cdot (0,18 + 0,02) = 2,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} = 2,2 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с},$$

$$f_k = 45 + \frac{1,054 \cdot 2,2 \cdot 10^6}{120^2} = 186,1 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Використовуючи f_k , визначається кінцеве значення температури провідника в режимі КЗ. Якщо $f_k = 67,0 \text{ } ^\circ\text{C}$, визначаємо $v_k = 74,0 \text{ } ^\circ\text{C}$.

Якщо

$$v_k = 74,0 \text{ } ^\circ\text{C} < v_{к.доп} = 200 \text{ } ^\circ\text{C},$$

тоді дрот є «термічно стійким».

Згідно з ПУЕ, гнучкі провідники не перевіряються на електродинамічний опір [1]. Оскільки $i_{укз} = 1,8 \text{ кА} < 20 \text{ кА}$, ми не перевіряємо провідники на зіткнення.

3.2.2 Вибір і перевірка шин ВЛН

З'єднання силового трансформатора з комплектним розподільчим пристроєм (КРП) здійснюється шинним мостом. Оскільки шинний міст, що з'єднує трансформатор із розподільним обладнанням, короткий і розташований у межах зовнішнього двору підстанції 110 кВ та внутрішніх комутаторів 10 КРП Відповідно до вимог ПУЕ, не перевіряються, а вибір перерізу ЗШ здійснюється відповідно до допустимого нагрівання (відповідно до допустимого струму):

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{доп}}, \quad (36)$$

$$I_{\text{ТР}}'' = \frac{1,4 \cdot S_{\text{ш}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{HH}} \cdot 2} \quad (37)$$

$$I_{\text{ТР}}'' = \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 2} = 1541,4 \text{ А}$$

					КРБ.141ЕЕ6д_31[1].01.00.00.00 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		28

Приймаємо односмугові алюмінієві шини $100 \times 8 \text{ мм}^2$,

$I_{\text{ном}} = 1627 \text{ А}$.

Довжина l :

$$200 \geq \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (38)$$

звідки

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \sqrt{\frac{J}{q}}.$$

Оскільки шини на ізоляторах розташовані горизонтально, тоді:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}. \quad (40)$$

$$J = \frac{100 \cdot 8^3}{12} = 66,7 \text{ см}^4,$$

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \sqrt{\frac{66,7}{10 \cdot 0,8}} = 2,50 \text{ м}^2,$$

$$l \leq \sqrt{2,5} = 1,58 \text{ м}.$$

Таке розташування шин дозволяє збільшити довжину прольоту до 1500 мм, тобто суттєво економить ізолятори. Застосовується розташування шин горизонтально з довжиною прольоту 1500 мм; відстань між фазами $a = 0,8 \text{ м}$.

Сила взаємодії між смугами визначається за виразом:

$$f = \sqrt{3} \cdot \frac{I^2}{a} 10^{-7},$$

$$f = \sqrt{3} \cdot \frac{(20,6 \cdot 10^3)^2}{0,8} \cdot 10^{-7} = 1,8 \frac{\text{Н}}{\text{м}},$$

(41)

					КРБ.141ЕЕ6д_31[1].01.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		29

Напруга у смугах:

$$\sigma_{расч} = \frac{M}{W_n} = \frac{f_n \cdot l_n^2}{10 \cdot W_n}, \quad (42)$$

де W_n — момент опору однієї смуги:

$$W_n = \frac{b^2 \cdot h}{6}, \quad (43)$$

$$W_n = \frac{10,8}{6} = 13,3 \text{ см}^3$$

$$\sigma_{расч} = \frac{91,8 \cdot 1,5^2}{10 \cdot 13,3} = 1,6 \text{ МПа} \leq \sigma_{доп} = 75.$$

З цього ми робимо висновок, що збірна шина має достатню механічну міцність.

До встановлення приймаються ЗП бренду АД 31 з дозволеним механічним навантаженням $\sigma_{доп} = 75 \text{ МПа}$ [10].

3.2.3 Вибір і перевірка електрообладнання на 110 кВ

Відповідно до прийнятої схеми електричних з'єднань ПС 110/10 обирається та перевіряється наступне обладнання:

- на ВН ПС 110/10 – роз'єднувачі, вимикачі, ТН, ТС, ОПН, ПЗіП, КВП, РЗА.
- на НН ПС 110/10 – визначити тип закритого розподільчого пристрою, в якій встановлені наступні елементи: роз'єднувачі, вимикачі, ТН, ТС, ОПН, ПЗіП, КВП, РЗА.

При виборі обладнання необхідно враховувати можливість появи режиму перевантаження у схемі живлення підстанції 110/10.

					КРБ.141EE6d_31[1].01.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		30

Робочий струм режиму перевантаження визначається у разі відключення одного з трансформаторів, що працюють паралельно, з урахуванням аварійного допустимого перевантаження, що залишається в роботі, або при відключенні одного з контурів лінії передачі живлення 110 кВ з підключенням до підстанції 110 кВ. При виборі комутаційних пристроїв необхідно враховувати сучасний розвиток комутаційних технологій. На відкритому використовувати повітряні (елегазові) вимикачі, у закритому розподільному пристрої НН — автоматичні вакуумні вимикачі.

Вибрані електричні пристрої перевіряються на стійкість у режимі короткого замикання відповідно до наведеного нижче методу. При виборі комутаційного обладнання необхідно орієнтуватися на встановлення однакового типу обладнання в одному комутаційному пристрої, що спрощує їхню роботу.

Згідно з номінальними параметрами мережі, ми обираємо роз'єднувач типу РДЗ-110/1000 УХЛ 1 [11]:

$$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ} \geq U_{\text{сети}} = 110 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А} \geq I_{\text{ном,расч.}} = 240,0 \text{ А};$$

$$i_{\text{пр.скв}} = 64 \text{ кА} \geq i_y = 7,3 \text{ кА};$$

$$B_k = I_{\text{пк1}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_a)$$

$$t_{\text{отк}} = t_{\text{р.з.}} + t_{\text{о.в.}};$$

де $t_{\text{отк}}$ — це час від початку короткого замикання до його вимкнення;

$t_{\text{р.з.}}$ — час дії основного РЗ трансформатора, $t_{\text{р.з.}} = 0,1 \text{ с}$;

$t_{\text{о.в.}}$ — загальний час відключення автомата, $t_{\text{о.в.}} = 0,08 \text{ с}$,

$$t_{\text{отк}} = 0,1 + 0,08 = 0,18 \text{ с};$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 31,5 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad B_k = 0,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Усі параметри вибору роз'єднувача наведені в Таблиці 5.

					КРБ.141ЕЕ6д_31[1].01.00.00.00 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		31

Таблиця 5 – Параметри вибору роз'єднувачів РДЗ-110/1000 УХЛ 1

Умови вибору	Роз'єднувач	Дані мережі	Параметри апарата
$U_{ном} \geq U_{мер}, \text{кВ}$	РДЗ-110/1000 УХЛ 1	$U_{мер} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{норм.розр}, \text{А}$		$I_{норм.розр} = 240 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$i_{пр.скв} \geq i_y, \text{кА}$		$i_y = 7,3 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 64 \text{ кА}$
$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$		$B_k = 2,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Вибрані автоматичні вимикачі повинні надійно розмикати і замикати ланцюг за будь-яких умов експлуатації, включаючи перевантаження, короткі замикання тощо. Механічна міцність, стійкість до вібрації та кліматичних умов також мають значення. Відповідно до номінальних параметрів мережі, ми обираємо елегазовий вимикач типу ВГТ-110-40/2500 відповідно до довідника [12]:

$$\begin{aligned}
 U_{ном} &= 110 \text{ кВ} \geq U_{сети} = 110 \text{ кВ}; \\
 I_{ном} &= 1000 \text{ А} \geq I_{норм.расч.} = 240,0 \text{ А}; \\
 i_{пр.скв} &= 64 \text{ кА} \geq i_y = 7,3 \text{ кА}; \\
 I_{откл.ном.} &= 40 \text{ кА} \geq I_{пкл} = 3,3 \text{ кА}; \\
 B_k &= I_{пкл}^2 \cdot (t_{отк} + T_a), \\
 t_{отк} &= t_{р.з.} + t_{ар.з.}; \\
 t_{отк} &= 0,1 + 0,08 = 0,18 \text{ с}; \\
 I_{тер}^2 \cdot t_{тер} &= 34,5 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq B_k = 2,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.
 \end{aligned}$$

Основний принцип роботи елегазових автоматичних вимикачів базується на використанні електромагнітних або теплових механізмів для виявлення аномальних умов в електричному ланцюзі. Коли такі умови виявляються, автоматичний вимикач розриває ланцюг, перериваючи потік електроенергії та запобігаючи пошкодженню обладнання або пожежі.

Автоматичні елегазові вимикачі широко використовуються в промисловості, цивільних електричних системах, а також у комерційних і державних будівлях.

					КРБ.141ЕЕ6д_31[1].01.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		32

Важливо обирати вимикачі, які відповідають вимогам і характеристикам конкретного застосування, щоб забезпечити належний захист і безпеку електричного обладнання. Усі розрахункові та каталожні дані узагальнені у Таблиці 6.

Таблиця 6 – Параметри вибору комутатора

Умови вибору	Розв'язувач	Дані мережі	Параметри апарата
$U_{ном} \geq U_{мер}, \text{кВ}$	ВГТ-110-40/2500	$U_{мер} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{ном} > I_{норм.розр.} \text{ А}$		$I_{норм.розр} = 240 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$
$i_{пр.скв} \geq i_y, \text{кА}$		$i_y = 1,8 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 102 \text{ кА}$
$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$		$B_k = 0,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{вим.ном.} \geq I_{пк1}, \text{кА}$		$I_{пк1} = 1,2 \text{ кА}$	$I_{вим.ном} = 40 \text{ кА}$

Аналогічно, вимикачі обираються на боці ЧН ПС 110/10. Ці пристрої використовуються для комутації електричних ланцюгів під навантаженням. Вакуумні автоматичні вимикачі мають низку переваг, зокрема високу надійність, довговічність, низькі втрати енергії, а також відсутність потреби у частому технічному обслуговуванні та можливість роботи в широкому температурному діапазоні. Використання вакуумних автоматичних вимикачів у електромережах 10 кВ забезпечує ефективну та безпечну роботу електрообладнання.

Однією з головних переваг вакуумних автоматів на 10 кВ є їхня здатність швидко та надійно вимикати електричні ланцюги, що особливо важливо для безпеки в аварійних ситуаціях. Крім того, вони компактні за розміром, що полегшує встановлення та обслуговування.

Характеристики цих автоматичних вимикачів наведені в таблицях 7 і 8.

Таблиця 7 – Розрахункові дані проєктування та каталогу вхідного вимикача на 10 кВ

Умови вибору	Вимикач	Дані мережі	Параметри апарата
$U_{ном} \geq U_{мер}, \text{кВ}$	ВВ/TEL-10-25/1600 УЗ виробництва «Таврида Електрик» Дніпро	$U_{мер} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{норм.розр.} \text{ А}$		$I_{норм.розр} = 1641,4 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$
$i_{пр.скв} \geq i_y, \text{кА}$		$i_y = 20,6 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 25 \text{ кА}$
$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$		$B_k = 12,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{вим.ном.} \geq I_{пк1}, \text{кА}$		$I_{пк1} = 7,9 \text{ кА}$	$I_{вим.ном} = 31,5 \text{ кА}$

Таблиця 8 – Розрахункові дані проектування та каталогу вимикача на 10 кВ на відхідних ЛЕП

Умови вибору	Вимикач	Дані мережі	Параметри апарата
$U_{ном} \geq U_{мер}, \text{кВ}$	ВВТБЛ-10-25/630 УЗ	$U_{мер} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{норм.розр}, \text{А}$		$I_{норм.розр} = 243,9 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
$i_{пр.скв} \geq i_v, \text{кА}$		$i_v = 20,6 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 52 \text{ кА}$
$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$		$B_k = 12,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{вим.ном.} \geq I_{пк1}, \text{кА}$		$I_{пк1} = 7,9 \text{ кА}$	$I_{вим.ном.} = 25 \text{ кА}$

Вибір обмежувачів перенапруги для підстанції 110/10 кВ запобігають пошкодженню обладнання через надмірні напруги, спричинені різними факторами, такими як блискавка, комутаційні процеси або аварії мережі. Для захисту повітряних ліній електропередач і трансформаторів встановлюються обмежувачі перенапруги, вибір яких наведено в Таблиці 9.

Слід враховувати клас точності трансформаторів, їх номінальну напругу, коефіцієнт теплового навантаження, характеристики короткого замикання та інші технічні параметри.

Таблиця 9 – Параметри обмежувачів перенапруги [13].

Тип ОПН	U, кВ	Призначення	Спосіб
ОПН-П-110/77/10/550 УХЛ1	110 кВ	Захист лінії електро- передач живлення	На відкритому повітрі
ОПН-П-110/56/10/550 УХЛ1	110 кВ	Захист трансформатора	На відкритому повітрі
ОПН-П-110/12,7/10/550 УХЛ1	10 кВ	Захист вихідних ліній електропередач 10 кВ	Вбудоване у КРП

Вибір ТС наведено в Таблиці 10.

Оскільки індуктивний опір струмових кіл малий, ми приймаємо $Z_2 \approx r_2$.

Таблиця 10 – Параметри вибору трансформатора струму [14].

Трансформатор струму	Умови вибору	Дані мережі	Параметри апарата
ТФЗМ-110 300-600/5 0.5s/10p/10p/10p	$U_{\text{мер.ном}} \leq U_H, \text{кВ}$	110 кВ	110 кВ
	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{норм.розр}}, \text{А}$	240 А	300 А
	За конструкцією та класом точності		
	$i_{\text{пр скв}} \geq I_{\text{к}}, \text{кА}$	1,8 кА	100 кА
	$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	0,3 кА ² ·с	4225 кА ² ·с
	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}, \text{Ом}$	0,94 Ом	1,2 Ом

Загальний опір вторинного кола ТС:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_k \quad (44)$$

Опір контрольно-вимірювальних приладів:

$$r_{\text{пр}} = \frac{S_{\text{пр}}}{I_{2H}^2}, \quad (45)$$

де I_{2H} – вторинний номінальний струм трансформатора струму, 5 А;
 $S_{\text{пр}}$ — це потужність, яку споживає прилад, амперметр Е-365 – 0,5 ВА;
 ватметр Д-335 – 0,5 ВА; лічильник – СА3У-І670М, 380В – 2,0 ВА; лічильник вольт-ампер-годин електронний – ЛЕТ 01 2111R-NO802T ВА.

$$S_{\text{пр}} = 0,5 + 0,5 + 2,0 + 1,0 = 4,0 \text{ ВА},$$

$$r_{\text{пр}} = 4 / 5^2 = 0,16 \text{ Ом}.$$

Опір контактів приймається 0,1 Ом при чотирьох вимірювальних приладах. Якщо наведена вище умова виконана, необхідно, щоб

$$r_{\text{пр}} = r_{2\text{ном}} - r_{\text{пр}} - r_k \quad (46)$$

$$r_{\text{пр}} = 1,2 - 0,16 - 0,1 = 0,94 \text{ Ом}.$$

Знаючи $r_{\text{пр}}$, можна обчислити переріз дротів

$$q = \rho \cdot l_p / r_{\text{пр}}, \quad (47)$$

де ρ — питомий опір міді, $\rho = 0,0175$;

l_p — це проєктна довжина дротів,

					КРБ.141EE6d_31[1].01.00.00.000.73	Арк.
						35
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$l_p = \sqrt{3} \cdot l, \quad (48)$$

де l – фактична довжина проводів від ТС до контрольно-вимірювальних приладів: $l = 100$ м при $U_H = 110$ кВ,

$$q = 0,0175 \cdot 100 / 0,94 = 1,86 \text{ мм}^2.$$

Ми приймаємо контрольний кабель із мідними жилами поперечного перерізу $2,5 \text{ мм}^2$.

Параметри вибору трансформатора струму 10 кВ наведені в Таблиці 11.

Таблиця 11 – Параметри вибору трансформатора струму 10 кВ

Трансформатор струму	Умови вибору	Дані мережі	Параметри апарата
ТПОЛУ-10 1500/5	$U_{\text{ном}} \leq U_H, \text{ кВ}$	10,5 кВ	10,5 кВ
	$I_{\text{ном}} \leq I_{\text{норм.розр}}, \text{ А}$	1541,4 А	1500 А
	За конструкцією та класом точності		
	$i_{\text{пр скв}} \geq i_v, \text{ кА}$	20,6 кА	74,5 кА
	$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	12,5 кА ² ·с	29,16 кА ² ·с
	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}, \text{ Ом}$	1,2 Ом	1,2 Ом

Трансформатори напруги призначені для зміни рівня напруги з метою передачі та розподілу електроенергії з мінімальними втратами. Відповідно до номінальної напруги мережі, ми плануємо встановити трансформатор напруги НОГ-110 (Запорізький завод високовольтної апаратури) [15].

Необхідно перевірити відповідність вибраному класу точності. Потужність вторинної обмотки в класі точності 0,5 дорівнює $S_{2\text{ном}} = 400$ ВА. Проектне навантаження вторинного контуру трансформатора напруги S_2 визначається сумою активної $\Sigma P_{\text{пр}}$ і реактивної $\Sigma Q_{\text{пр}}$ потужностей підключених вимірювальних приладів і реле. До трансформатора напруги відкритого розподільчого пристрою 110 кВ підключені наступні пристрої:

- вольтметр Е-335 класу точності 1.0. Споживання потужності обмотки напруги становить 2,0 Вт;
- реєструючий вольтметр – прилад самописний щитовий Н-393 класу

точності 0,5. Споживання електроенергії обмотки становить 10,0 Вт [16];

– Д-335 ватметр точності класу 1.5. Споживання потужності обмотки становить 1,5 Вт,

– варметр/ватметр Д-335 класу точності 1,5. Споживання потужності напруги обмотки становить 2,0 Вар.

– лічильник активної енергії САЗ–И676, клас точності 1.0. Загальна потужність пристроїв дорівнює $\Sigma P_{\text{пр}} = 16,5$ Вт, $\Sigma Q_{\text{пр}} = 9,3$ вар.

Повна потужність вторинної обмотки трансформаторів напруги 110 кВ дорівнює

$$\Sigma P_{\text{пр}} = (\Sigma R_{\text{пр}}^2 + \Sigma Q_{\text{пр}}^2)^{0,5}; \quad (49)$$

$$\Sigma P_{\text{пр}} = (16,5^2 + 9,3^2)^{0,5} = 18,9 \text{ ВА.}$$

Усі проектні дані та каталожні параметри високовольтного трансформатора підстанції узагальнені у Таблиці 12.

Таблиця 12 – Параметри вибору трансформатора на 110 кВ

Умови вибору	ТН	Дані мережі	Параметри апарата
$U_{\text{мер.ном}} \leq U_{\text{Н}}, \text{ кВ}$	НОГ-110	110 кВ	110 кВ
$S_2 \leq S_{2\text{ном}}, \text{ ВА}$		$S_{2\text{ном}} = 21,5 \text{ ВА}$	$S_{2\text{ном}} = 3 \cdot 150 = 450 \text{ ВА}$

ТН встановлюється по одному для кожної секції збірних шин. До вторинної обмотка ТН включають котушки напруги контрольно-вимірювальних приладів усіх з'єднань цієї секції та збірних шин.

У комірці К-104М для встановлення приймається ТН типу НАМИ-10, показаний на рисунку 6.

Цей трансформатор напруги має низку переваг над подібними антирезонансними трансформаторами напруги:

– головна перевага над масляними трансформаторами напруги – це безпека від пожежі та вибухів;

– можливо замінити один або кілька трансформаторів, які належать до трифазної групи і з будь-яких причин вийшли з ладу;

– заземлення нейтралі високовольтної обмотки здійснюється через

					КРБ.141ЕЕ6д_31[1].01.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		37

індуктивний опір обмотки ТН, що є більш ефективним методом захисту від процесів ферорезонансу порівняно з попередньо встановленими у минулому трифазними групами 3х3НОЛ, які заземлювалися резисторами [17].

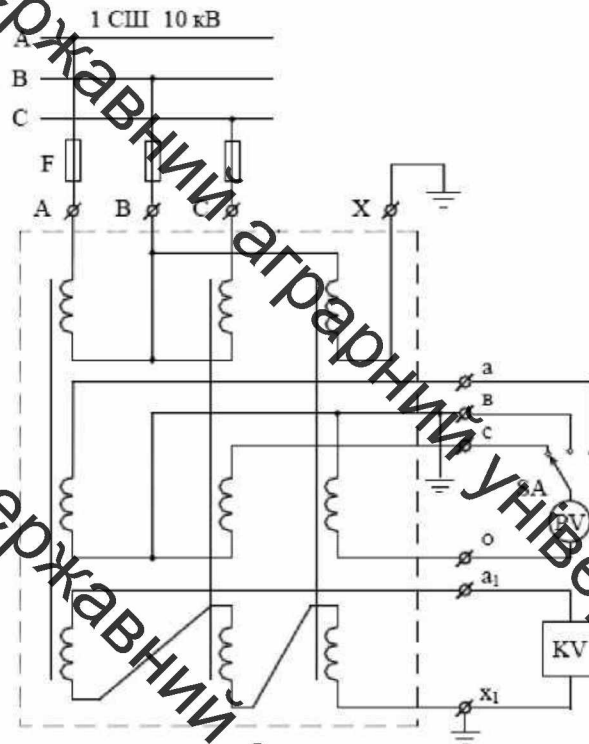


Рисунок 6 – Схема з'єднання трансформатора напруги

Усі обчислені дані та каталожні параметри низьковольтного трансформатора підстанції узагальнені у Таблиці 13.

Таблиця 13 – Параметри вибору ТН на 10 кВ

Умови вибору	ТН	Дані мережі	Параметри апарата
$U_{\text{мер.ном}} \leq U_H, \text{ кВ}$	НАМИ-10	$U_{\text{мер.ном}} = 10/\sqrt{3} \text{ кВ}$	$U_H = 10/\sqrt{3} \text{ кВ}$
$S_2 \leq S_{2\text{ном}}, \text{ ВА}$		$S_{2\text{ном}} = 58 \text{ ВА}$	$S_{2\text{ном}} = 3 \cdot \sqrt{3} = 225 \text{ VBA}$

Проектне навантаження вторинного контуру трансформатора напруги 10 кВ становить $S_2 = 58 \text{ ВА}$.

3.3 Релейний захист і автоматизація підстанції

Відповідно до ПУЕ, для силових трансформаторів необхідно передбачити релейні пристрої захисту від таких типів пошкоджень і аномальних режимів роботи [1, 18]:

- багатофазні короткі замикання в обмотках і виводах;
- короткі замикання в обмотках;
- струми в обмотках, які виникають через зовнішні короткі замикання;
- струми в обмотках, які виникають через перевантаження;
- зниження рівня мастила.

Відповідно передбачаємо наступні захисти:

- диференціальний захист від різних типів коротких замикань;
- максимальний струмовий захист (МСЗ) як резервний від зовнішніх багатофазних коротких замикань;
- захист від перевантаження;
- газовий захист.

Основні типи диференціального захисту

Поздовжній диференціальний захист: Газовий захист ліній, генераторів, двигунів та трансформаторів. Порівнює струм, який входить у захищений елемент, зі струмом, що виходить із нього.

Поперечний диференціальний захист: застосовується для паралельних ліній електропередачі або обмоток із двома паралельними гілками. Порівнює струми однакових паралельних віток, реагуючи на порушення їх балансу.

Диференціальний захист нульової послідовності: Використовується для виявлення замикань на землю.

Газовий захист: є основним захистом від усіх видів внутрішніх пошкоджень трансформатора (коротких замикань у баку, виткових замикань) та від витoku мастила. Він реагує на виділення газу або зниження рівня мастила при пошкодженнях.

Реле диференціального захисту ПЛІ MiCOM P521 – це повністю цифрове

					КРБ.141EE6d_31[1].01.00.00.00 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		39

реле, призначене для виконання функцій, захисту та автоматизації [19].

– Реле Schneider Electric має 3 входи для фазових струмів і 1 вхід для струму нульової послідовності для трансформаторів струму 5А та 1А (4 входи з номінальним струмом 1А і 4 входи з номінальним струмом 5А). Входи з різними потужностями струму можуть використовуватися в одному реле (наприклад, вхід захисту від КЗ на землю 1А та 5А входи захисту від міжфазних замикань).

Реле MiCOM можуть живитися від джерела напруги постійного або змінного струму (3 діапазони напруги живлення). Короткострокові перебої живлення (до 50 мс) фільтруються і не переривають роботу реле.

Передня панель реле забезпечує навігацію в меню реле для доступу до даних, зміни налаштування, зчитування, вимірювань тощо. Вісім світлодіодів на передній панелі реле дають просте і чітке відображення роботи реле (рис. 7).



Рисунок 7– Реле MiCOM P521

Різні несправності, виявлені системою самоконтролю та захисними сигналами, відображаються на підсвіченому LCD-дисплеї. Щоб прочитати та

					КРБ.141EE6d_31[1].01.00.00.00 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		40

підтвердити сигнали, не потрібно вводити пароль. Однак зміни в налаштуваннях і конфігурації реле можливі лише після введення пароля доступу.

Реле MiCOM P521 виконує безперервні вимірювання фазових струмів і струмів нульової послідовності, а також розраховує діючі значення струмів до 10-ї гармоніки включно.

У реле MiCOM P521 стандартний порт EIA(RS)485 доступний на термінальних блоках на задній частині корпусу. Протокол зв'язку можна вибрати при генерації коду порядку реле (ModBUS RTU, IEC 608-5-103 або DNP3.0). Протоколи зв'язку забезпечують доступ до інформації, що зберігається в реле (вимірювання, сигналізації та встановлені точки), яку можна зчитувати, а встановлені точки можна змінювати, якщо потрібно.

Читання та редагування цих даних можна виконувати на місці за допомогою ноутбука та відповідного програмного пакету Schneider Electric (наприклад, MiCOM S1).

Використання комунікації на основі інтерфейсу EIA(RS)485 дозволяє реле MiCOM P521 бути безпосередньо інтегрованим у цифрову систему керування об'єктами (наприклад, MiCOM S10). У цьому випадку оператор системи керування підстанцією має у своєму розпорядженні всі доступні дані реле, які можуть оброблятися локально або дистанційно (рис. 8).

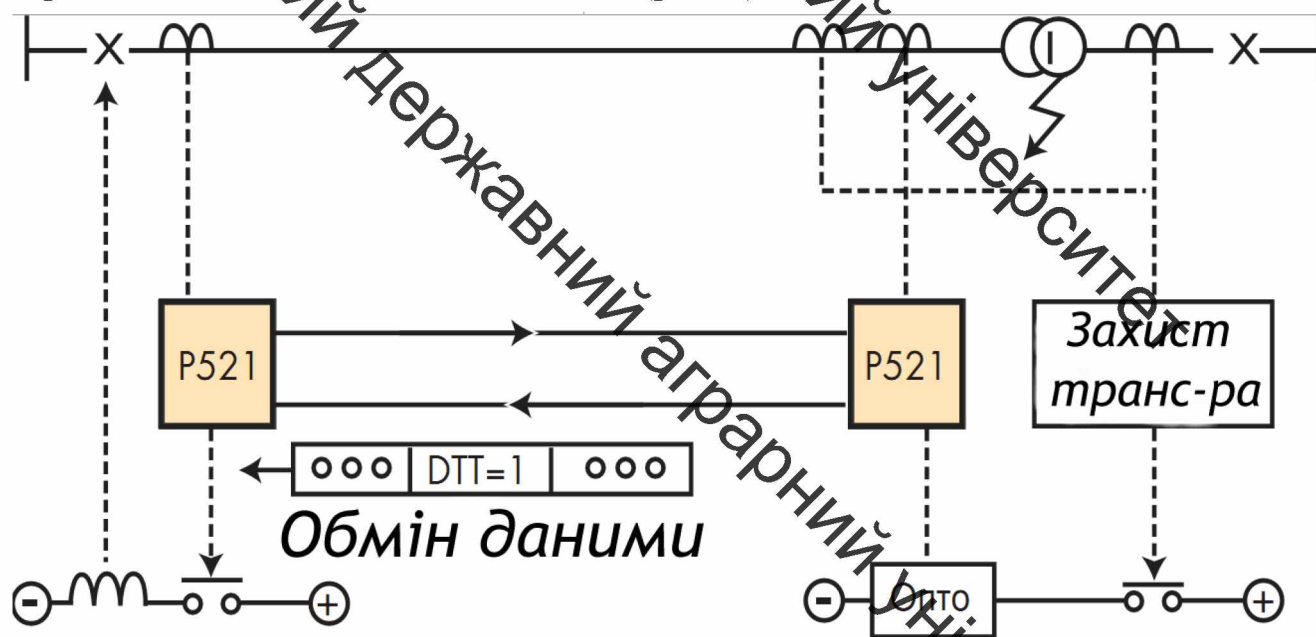


Рисунок 8 – Схема захисту прямого відключення

Реле MiCOM P521 дає користувачу більше гнучкості для адаптації до застосування. З огляду на низьку вартість впровадження, реле забезпечує вигідну перевагу, пропонуючи інтеграцію функцій захисту та управління.

Передня панель MiCOM P521 є інтерфейсом між користувачем і реле. Він дозволяє користувачу вносити зміну установок реле і відображає індикацію вимірювань та сигналів аварійних режимів.

Передня панель реле складається з трьох окремих секцій:

- LCD та клавіатури;
- LED-детектори;
- дві зони під верхньою та нижньою шарнірними кришками.

Поздовжній диференціальний захист, відповідно до ПУЕ, встановлюється на підстанціях з двома трансформаторами з потужністю трансформатора 40 МВА без затримки.

Захист реалізується за допомогою мікропроцесорного реле P521.

Номінальні струми обмоток трансформатора:

$$I_{\text{ном}}^{\text{вн}} = \frac{S_{\text{м1}}}{\sqrt{3} \cdot U_1} \quad (50)$$

$$\text{де } S_{\text{м1}} \text{ — номінальна потужність; } I_{\text{ном}}^{\text{нн}} = \frac{S_{\text{м1}}}{\sqrt{3} \cdot U_2 \cdot n}; \text{ тора Т1, ВА;} \quad (51)$$

U_1 і U_2 — це напруги верхньої та нижньої сторін трансформатора відповідно, В.

$$I_{\text{ном}}^{\text{вн}} = \frac{40 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10^3} = 201 \text{ А};$$

$$I_{\text{ном}}^{\text{нн}} = \frac{40 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 2} = 1101 \text{ А}.$$

Максимальні струми:

$$I_{\text{мах.раб}}^{\text{вн}} = 1,4 \cdot I_{\text{ном}}^{\text{вн}} \quad (52)$$

$$I_{\text{мах.раб}}^{\text{вн}} = 1,4 \cdot 201 = 281 \text{ А};$$

					КРБ.141EE6d_31[1].01.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		42

$$I_{\text{max.раб}}^{\text{нн}} = 1,4 \cdot I_{\text{ном}}^{\text{нн}} ; \quad (53)$$

$$I_{\text{max.раб}}^{\text{нн}} = 1,4 \cdot 1101 = 1541 \text{ А.}$$

Вибраний трансформатор струму на стороні ВН: ТФОГ–110Б–300 У1–0,5/10Р/10Р.

Значення номінального струму на первинній стороні ТС: $I_{I\text{ном}} = 300 \text{ А}$;

Значення номінального струму на вторинній стороні СТ $I_{2\text{ном}} = 5 \text{ А}$.

Коефіцієнт перетворення:

$$K_1 = \frac{I_{1\text{ном}}}{I_{2\text{ном}}} \quad (54)$$

$$K_1 = \frac{300}{5} = 60.$$

Схема для вмикання трансформатора струму є повним трикутником, отже, $K_{\text{сх}}^{\text{ВН}} = \sqrt{3}$.

Вибраний трансформатор струму на стороні НН: ТЛ–10–1500У3–0,5/10Р.

Значення номінального струму на первинній стороні ТС: $I_{I\text{ном}} = 1500 \text{ А}$.

Значення номінального струму на вторинній стороні ТС $I_{I\text{ном}} = 5 \text{ А}$.

Коефіцієнт перетворення:

$$K_1 = \frac{I_{1\text{ном}}}{I_{2\text{ном}}}, \quad (55)$$

$$K_1 = \frac{1500}{5} = 300.$$

Схема для вмикання струмового трансформатора – це неповна зірка, отже, .

$$K_{\text{сх}}^{\text{нн}} = 1$$

					КРБ.141ЕЕ6д_31[1].01.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		43

Вторинні струми ТС на номінальній потужності силового трансформатора:

$$I_2^{BH} = \frac{K_{cx}^{BH}}{K_I^{BH}} \cdot I_{ном}^{BH}; \quad (56)$$

$$I_2^{BH} = \frac{\sqrt{3}}{60} \cdot 281 = 8,10 \text{ A};$$

$$I_2^{HH} = \frac{K_{cx}^{HH}}{K_I^{HH}} \cdot I_{ном}^{HH}, \quad (57)$$

$$I_2^{HH} = \frac{1}{300} \cdot 1541 = 5,14 \text{ A}.$$

За основну сторону приймається ВН, оскільки $I_2^{BH} > I_2^{HH}$.

Визначають струм спрацьовування захисту $I_{CЗ}$:

Визначаються струми небалансу, спричинені похибками ТС $I_{НБ}'$ та регулювання під навантаженням (РПН) $I_{НБ}''$. У цьому випадку всі струми відносять до ступеня напруги сторони ВН.

$$I'_{нб} = K_{одн} \cdot K_a \cdot \varepsilon \cdot \left(I_{КЗ.мах}^{(3)} \cdot \frac{U_2}{U_1} \right), \quad (58)$$

де $K_{одн} = 1$ – коефіцієнт однотипності ТС;

$K_A = 1$ – коефіцієнт аперіодичної компоненти диференціального реле;

$\varepsilon = 0,1$ — допустима похибка ТТ;

$\left(I_{КЗ.мах}^{(3)} \cdot \frac{U_2}{U_1} \right)$ — максимальний прохідний струм, який віднесений до

високої сторони, А.

$$I'_{нб} = 1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot \left(7,9 \cdot 10^3 \cdot \frac{10,5}{115} \right) = 72,1 \text{ A}.$$

					КРБ.141ЕЕ6д_31[1].01.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		44

де $\Delta u_{\beta} \neq 0$ — межі регулювання напруги на СН (оскільки трансформатор на підстанції має лише дві обмотки); (59)

$$I''_{нб} = \left(\Delta u_{\alpha} + \Delta u_{\beta} \right) \cdot I_{КЗmax}^{(3)} \cdot \frac{U_2}{U_1},$$

$$I''_{нб} = \frac{\Delta U\%}{100} = \frac{10,5}{100} = 0,105,$$

$$I''_{нб} = (0,105 + 0) \cdot \left(7,9 \cdot 10^3 \cdot \frac{10,5}{115} \right) = 75,7 \text{ А.}$$

Δu_{α} — це межі регулювання напруги на ВН;

Попереднє значення захисного струму при спрацьовуванні за умови налаштування через небалансні струми:

$$I_{сз} = K_{отс} \cdot (I'_{нб} + I''_{нб}); \quad (60)$$

де $K_{отс} = 1,2$ — коефіцієнт налаштування;

$$I_{сз} = 1,2 \cdot (72,1 + 75,7) = 177,4 \text{ А.}$$

Струм захисного відключення за умови налаштування від стрибка струму намагнічування:

$$I_{сз} = K_{отс} \cdot I_{ном}^{вн}; \quad (61)$$

де $K_{отс} = 0,5$ — це коефіцієнт налаштування для реле Р521.

$$I_{сз} = 0,5 \cdot 177,4 = 88,68 \text{ А.}$$

$$I_{сз} = 177,4 \text{ А.}$$

З двох струмів спрацьовування обирається максимальний, тобто:

Попереднє значення коефіцієнта чутливості захисту визначається струмом двофазного короткого замикання на стороні НН, що приводиться до сторони ВН.

$$K_u = \frac{I_{K3min}^{(2)} \cdot \frac{U_2}{U_1}}{I_{c3}}; \quad (62)$$

$$K_u = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 115 \cdot 10^3 \cdot \frac{10,5}{115}}{177,4} = 3,5 > 2.$$

Струм спрацювання реле на основній стороні:

$$I_{ср.р.осн} = \frac{K_{сх}^{вн}}{K_I^{вн}} \cdot I_{с3}; \quad (63)$$

$$I_{ср.р.осн} = \frac{\sqrt{3}}{60} \cdot 177,4 = 5,12 \text{ A.}$$

Струм спрацювання реле на неосновній стороні:

$$I_{ср.р.неосн} = \frac{K_{сх}^{нн}}{K_I^{нн}} \cdot I_{с3} \cdot K_m; \quad (64)$$

де $K_m = \frac{U_{вн}}{U_{нн}}$ – коефіцієнт трансформації,

$$I_{ср.р.неосн} = \frac{1}{300} \cdot 177,4 \cdot \frac{115 \cdot 10^3}{10,5 \cdot 10^3} = 6,5 \text{ A.}$$

Кількість витків основної обмотки приймаємо $\omega_{осн} = 12$

Орієнтовна магнітно-рушійна сила (МРС) основної обмотки:

$$F_{р.осн} = \omega_{осн} \cdot I_{ср.р.осн}; \quad (65)$$

$$F_{р.осн} = 12 \cdot 6,5 = 78 \text{ A} \cdot \text{ВИТОК}$$

					КРБ.141ЕЕ6д_31[1].01.00.00.00 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		46

Приймаємо найближче дійсне значення МРС $F = 80 \text{ А} \cdot \text{витків}$.

$$\omega_{\text{неосн.расч}} = \frac{F}{I_{\text{ср.р.неосн}}}; \quad (66)$$

$$\omega_{\text{неосн.расч}} = \frac{80}{6,5} = 12,34$$

Розрахункова кількість витків неосновної обмотки:

Приймаємо $\omega_{\text{неосн}} = 12$.

Складова струму небалансу $I_{\text{нб}}''$ через нерівність розрахункової та дійсної кількості витків:

$$I_{\text{нб}}''' = \frac{|\omega_{\text{неосн.расч}} - \omega_{\text{неосн.пр}}|}{\omega_{\text{неосн.пр}}} \cdot I_{\text{КЗ.мах}}^{(3)} \cdot \frac{U_2}{U_1}; \quad (67)$$

$$I_{\text{нб}}''' = \frac{|12,34 - 12|}{12} \cdot 7,9 \cdot 10^3 \cdot \frac{10,5}{115} = 20,4 \text{ А.}$$

Струм спрацювання з урахуванням всіх складових струму небалансу

$$I_{\text{сз}} = K_{\text{отс}} \cdot (I_{\text{нб}}' + I_{\text{нб}}'' + I_{\text{нб}}'''); \quad (68)$$

де $K_{\text{отс}} = 1,2$ – коефіцієнт налаштування.

$$I_{\text{сз}} = 1,2 \cdot (72,1 + 75,7 + 20,4) = 201,8 \text{ А.}$$

Визначимо коефіцієнт чутливості за струмом двобічного короткого замикання на стороні НН, який приводиться до сторони ВН:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.мах}}^{(3)} \cdot \frac{U_2}{U_1}}{I_{\text{сз}}}, \quad (69)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{7,9 \cdot 10^3 \cdot \frac{10,5}{115}}{201,8} = 3,6 > 2.$$

					КРБ.141ЕЕ6д_31[1].01.00.00.00 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		47

Струм спрацювання реле на основній стороні:

$$I_{ср.р.неосн} = \frac{K_{сх}^{nn}}{K_I^{nn}} \cdot I_{сз} \cdot K_m, \quad (70)$$

$$I_{ср.р.неосн} = \frac{1}{300} \cdot 201,8 \cdot \frac{115 \cdot 10^3}{10,5 \cdot 10^3} = 7,4 \text{ А.}$$

Струм спрацювання реле на неосновній стороні:

$$I_{ср.р.осн} = \frac{K_{сх}^{вн}}{K_I^{вн}} \cdot I_{сз}, \quad (71)$$

$$I_{ср.р.осн} = \frac{\sqrt{3}}{60} \cdot 201,8 = 5,8 \text{ А.}$$

Для захисту від зовнішніх коротких замикань ми використовуємо МСЗ з незалежною затримкою часу. Це резервний захист.

Вибір багатофункціонального реле: Р127 [20].

Визначимо тип трансформатора струму та схему під'єднання:

$$I_{махроб} = 1,4 \cdot I_{ном}^{вн} \quad (72)$$

де $I_{махроб}$ — максимальний робочий струм, А;

$$I_{махроб} = 1,4 \cdot 201 = 281 \text{ А.}$$

Приймаємо – струмовий трансформатор: ТФОГ –110Б–300 У1–0,5/10Р/10Р.

Значення номінального струму на первинній стороні: $I_{1НОМ} = 300 \text{ А}$;

Значення номінального струму на вторинній стороні $I_{2НОМ} = 5 \text{ А}$.

Коефіцієнт трансформації:

$$K_1 = \frac{I_{1ном}}{I_{2ном}}, \quad (73)$$

$$K_1 = \frac{300}{5} = 60.$$

Схема увімкнення ТС — це неповна зірка, відповідно, $K_{сх} = 1$.

Визначаємо струм спрацювання захисту $I_{сз}$:

$$I_{сз} = \frac{K_H \cdot I_{махроб}}{K_B} \quad (74)$$

де K_H — це коефіцієнт налаштування, $K_H = 1,2$;

K_B — це коефіцієнт повернення, $K_B = 0,9$;

$$I_{сз} = \frac{1,2}{0,9} \cdot 281 = 374,7 \text{ А.}$$

Визначимо коефіцієнт чутливості основної зони $K_{ч}$ та резервної зони $K_{чрез}$:

$$K_{чосн} = \frac{I_{К2.мін}^{(2)}}{I_{сз}} > 1,5, \quad (75)$$

$$K_{чрез} = \frac{I_{К2.мін}^{(2)} \cdot U_{ср2}}{I_{сз} \cdot U_{ср1}} > 1,2, \quad (76)$$

$$K_{чосн} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1200}{374,7} = 2,8 > 1,5;$$

$$K_{чрез} = \frac{\left(\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7,9 \cdot 10^3 \right) \cdot 10,5 \cdot 10^3}{374,7 \cdot 115 \cdot 10^3} = 1,7 > 1,2.$$

Струм спрацювання реле:

$$I_{сп.р} = \frac{K_{сх}}{K_1} \cdot I_{сз}, \quad (77)$$

$$I_{сп.р} = \frac{1}{60} \cdot 374,7 = 6,2 \text{ А.}$$

Для захисту від перевантаження приймаємо багатофункціональне реле Р127. Захист від перевантаження здійснюється за допомогою струмового реле, підключеного до однієї фази А на стороні живлення, попередньо обраного ТС: ТФОГ–110Б–300 У1–0,5/10Р/10Р, схема включення ТС є неповною зіркою відповідно, $K_{сх} = 1$. Визначаємо струм спрацювання захисту $I_{сз}$:

$$I_{сз} = \frac{K_{отс}}{K_в} \cdot I_{махроб} \quad (78)$$

де $K_{отс}$ – коефіцієнт налаштування;

$K_в$ – коефіцієнт звороту, $K_в = 0,9$.

$$I_{сз} = \frac{1,05}{0,9} \cdot 281 = 327,8 \text{ А.}$$

Струм спрацювання реле $I_{сп.р}$ визначається:

$$I_{сп.р} = \frac{K_{сх}}{K_1} \cdot I_{сз}; \quad (79)$$

$$I_{сп.р} = \frac{1}{60} \cdot 327,8 = 5,5 \text{ А.}$$

Час спрацювання захисного $t_{сз} = 9 \text{ с}$ коригується з урахуванням короткострокових перевантажень.

					КРБ.141ЕЕ6д_31[1].01.00.00.00 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		50

Газовий захист є основним захистом трансформаторів від коротких замикань та інших внутрішніх пошкоджень, що супроводжуються розкладанням оливи та викидом газу. Як засіб захисту вибираємо реле газове типу РГТ 80 з швидкісним елементом (нижчим) 0,6 м/с [21].

Верхня пара контактів впливає на сигнал у випадку слабкого викиду газу та зниження рівня оливи, нижня пара контактів впливає на зупинку у разі швидкого утворення газу та подальшого зниження рівня оливи.

Висновки до розділу 3

Оптимальний вибір електричного обладнання дозволяє забезпечити стабільне джерело живлення, мінімізувати втрати енергії та підвищити рівень безпеки та ефективності системи. Це також сприяє економії витрат на експлуатацію та обслуговування обладнання.

У третій частині було обрано електрообладнання підстанції. Вибір електричного обладнання для підстанції 110/10 кВ є відповідальним процесом, який визначає надійність, ефективність і безпеку енергосистеми. У цьому розділі розглядалися різні аспекти, що впливають на вибір електричного обладнання, а також методи і принципи прийняття рішень.

Було обрано схеми комутаційного обладнання підстанції 110/10 кВ. Було обрано електрообладнання підстанції 110/10 кВ та живі частини підстанції.

Розроблено релейний захист трансформатора живлення підстанції 110/10 кВ.

					КРБ.141EE6d_31[1].01.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		51

4. ЕКОНОМІЧНА СКЛАДОВА ПРОЄКТУ ТА ПИТАННЯ БЕЗПЕКИ

4.1. Орієнтовна вартість основних елементів автоматизації проєкту

Для попереднього визначення вартості запропонованого проєкту необхідно виконати розрахунок кошторису основного електротехнічного обладнання, яке застосовується на підстанції.

На основі обраних засобів автоматики та силових трансформаторів сформуємо таблицю із загальною вартістю обладнання (таблиця 14).

Таблиця 14. Сумарна вартість елементів автоматики та трансформаторів

№	Назва/модель	Кількість шт./м	Орієнтовна вартість, грн	Загальна сума, грн
1	2	3		5
1.	Трансформатор ТРДН-40000/110/10/10	2	17600000	35200000
2.	Трансформатор ТМ-630/10/0,4	2	500000	1000000
3.	Роз'єднувач РДЗ-110/1000 УХЛ1	1	100000	100000
4.	Елегазовий вимикач ВГТ-110-40/2500	2	220000	440000
5.	Вакуумний вимикач ВВ/TEL-10-25/1600 УЗ	2	3300000	6600000
6.	Вакуумний вимикач ВВ/TEL-10-25/630 УЗ	2	6160000	12320000
7.	Обмежувач перенапруги ОПН-П-110/77/10/550 УХЛ1	2	30000	60000
8.	Обмежувач перенапруги ОПН-П-110/12,7/10/550 УХЛ1	1	45000	45000
9.	Трансформатор струму ТФЗМ-110 300-600/5 0.5s/10p/10p/ 10p		136000	272000
10.	Амперметр Е-335 - 0,5	2	2000	2000
11.	Ватметр Д-335	2	2500	5000

Продовження табл. 14

1	2	3	4	5
12.	Лічильник вольт-ампер-годин реактивний ЛЕТ 01 2111R-NOS02T BA	1	3500	3500
13.	Трансформатор струму 10 кВ ТПОЛУ-10 1500/50,5	2	13000	26000
14.	Трансформатор напруги НОГ-110	2	100000	100000
15.	Самописний щитовий вольтметр Н-393	2	7500	15000
16.	Ватметр/ватметр Д-335	2	2500	5000
17.	Трифазний антирезонансний трансформатор напруги НАМИ-10	2	42000	84000
18.	Реле диференціального захисту ПЛІ МІСОМ Р521	1	65500	65500
19.	Реле газове типу РЕТ 80	2	70000	140000
20.	Громовідводи ОБП 20	4	174300	343000
	Разом			56 826 000

У більшості випадків вартість визначається під час оформлення індивідуального замовлення шляхом узгодження з представником компанії в Україні.

4.2 Захист підстанції від дії блискавки

Захист підстанції від блискавки є невід'ємною частиною системи для забезпечення надійності та безпеки електроенергетичних об'єктів. Такі системи захисту не лише забезпечують захист від прямих ударів блискавки, а й запобігають пошкодженню електрообладнання через шкідливі електромагнітні впливи, спричинені розрядами.

Захист розподільчої системи ПС 110/10 буде здійснюватися за допомогою «гromовідводів». Блискавковідвід виготовлений із металевого громовідводу, який піднімається над захищеним об'єктом і поглинає удар блискавки, а також провідного спуску з електродом заземлення, через який струм блискавки

					КРБ.141EE6d_31[1].01.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		53

відводиться в землю. Висота об'єкту ПС приймається $h_x = 8$ м. Блискавковідводи стрижневого типу розташовані в кутах на території підстанції 110/10 на відстані трьох метрів від напівкану. У такому випадку відстань між громовідводами буде рівною:

$$L_1 = 52 - 2 \cdot 3 = 46 \text{ м};$$

$$L_2 = 43 - 2 \cdot 3 = 27 \text{ м};$$

$$L_3 = \sqrt{46^2 + 27^2} = 53,3 \text{ м}.$$

Пропонується встановити громовідводи ОБГ-20, висота яких становить $h = 20$ м [22].

Визначимо радіус зони захисту від громовідводів. Визначається мінімальна ширина зони захисту b_x по середині між громовідводами. Для цього необхідно обчислити відношення:

$$\frac{L_2}{h_x} = \frac{27}{8} = 3,45,$$

де L_2 — відстань між громовідводами,

h_x — висота захищеного об'єкта [14].

Після цього розраховується співвідношення

$$\frac{h_x}{h} = \frac{8}{20} = 0,4.$$

Радіус зони захисту одного громовідводу залежить від кількох факторів, зокрема форми громовідводу, його висоти, географічних особливостей рельєфу та характеристик блискавки. Зазвичай радіус захисту розраховується з урахуванням потенційного радіуса впливу блискавки [23]:

$$r_x = h_a \cdot \frac{1,6}{1 + \frac{h_x}{h}} \cdot p, \quad (80)$$

					КРБ.141ЕЕ6д_31[1].01.00.00.00 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		54

де h – висота громовідводу, $h = 20$ м;
 h_a – активна частина громовідводу, куди влучає 100% блискавки,
 p — ймовірність того, що блискавка влучить у захищену зону на відстані $h \leq 30$ м, $p = 1$,

$$r_x = 12 \cdot \frac{1,6}{1 + \frac{8}{20}} \cdot 1 = 13,7 \text{ м.}$$

Тодім, згідно з графіком, наведеним на рисунку 9, визначається, що $b_x = 12,96$ м.

Об'єкти, розташовані в зоні захисту, будуть надійно захищені, якщо висота громовідводів сягає 30 м:

$$h_a = h - h_x; \quad (81)$$

$$h_a = 20 - 8 = 12 \text{ м}; \quad (82)$$

$$53,3 \text{ м} \approx 8 \cdot 12 = 96 \text{ м.}$$

де h_a — активна висота громовідводу.

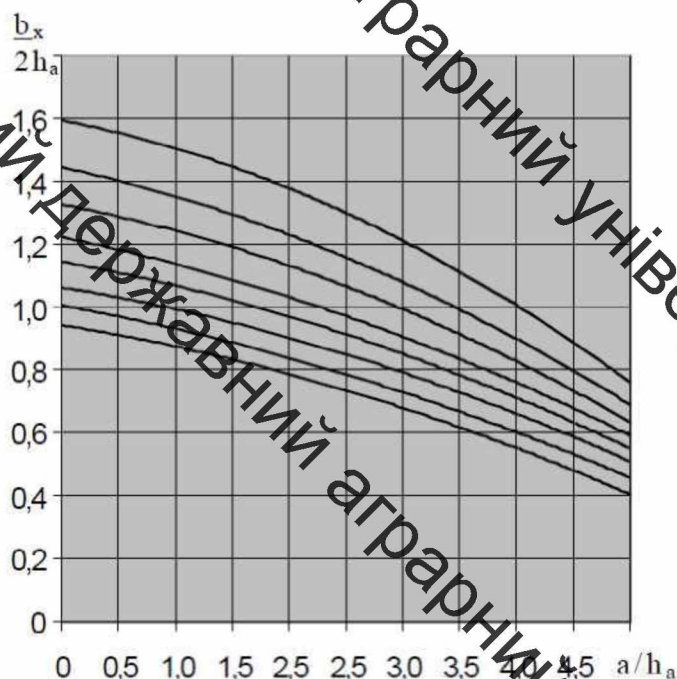


Рисунок 9 – Значення найменшої ширини зони захисту

КРБ.141ЕЕ6д_31[1].01.00.00.000 ПЗ					Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	55

Результати розрахунку свідчать, що умова виконана, відповідно, радіус дії громовідводів дозволить захистити підстанцію 110/10 від прямих ударів блискавки.

Схема захисту від блискавки ПС 110/10 показана на рисунку 10.

Рисунок 10 – Схема захисту від блискавки ПС 110/10

4.3 Заземлення підстанції та охорона праці

Ураження персоналу електричним струмом – найбільша потенційна виробнича небезпека на потужних високовольтних станціях.

Металеві частини електричних установок, які зазвичай не підпадають під

					КРБ.141ЕЕ6д_31[1].01.00.00.00 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		56

живлення можуть бути під ним через пошкодження ізоляції. Захисне заземлення ПС 110/10 створюється для захисту персоналу від контактної напруги.

Створимо розрахункову квадратну модель, яка забезпечує врахування наступних елементів:

- площу складного заземлюючого провідника та його квадратну модель,
- загальну довжину горизонтальних електродів,
- глибину горизонтальних електродів,
- загальну кількість і довжину вертикальних електродів,
- глибину вертикальних електродів.

Допустима напруга дотику $U_{\text{д.доп}} = 400 \text{ В}$, час дотику ми приймаємо $t = 0,2$ секунди.

Усереднений струм короткого замикання на стороні високої напруги дорівнює:

$$\begin{aligned} I_3 &= 1,25 \cdot I_K; \\ I_3 &= 1,25 \cdot 4,0 = 5,0 \text{ кА}. \end{aligned} \quad (83)$$

Глибина укладання вертикальних і горизонтальних електродів вважається $l = 0,7 \text{ м}$.

Довжина вертикальних електродів становить $l_B = 5 \text{ м}$.

Відстань між горизонтальними електродами $a = 5 \text{ м}$.

У розрахунках заземлення ґрунт подається як двошаровий: верхній шар товщиною h_1 з опором ρ_1 , нижній шар з опором ρ_2 .

Ґрунт у зоні встановлення підстанції — суглинок $\rho_2 = 60 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, опір верхнього шару:

$$\begin{aligned} \rho_1 &= 3 \cdot \rho_2; \\ \rho_1 &= 120 \text{ Ом} \cdot \text{м}, \\ S &= 33 \cdot 52 = 1716 \text{ м}^2. \end{aligned} \quad (84)$$

Товщина верхнього шару ґрунту становить $h_1 = 2,65 \text{ м}$.

					КРБ.141EE6d_31[1].01.00.00.00 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		57

Довжина горизонтального заземлюючого провідника дорівнює:

$$L_{\Gamma} = (\sqrt{S} \cdot \frac{\sqrt{S}}{a} + 1) \cdot 2, \quad (85)$$

$$L_{\Gamma} = (\sqrt{1716} \cdot \frac{\sqrt{1716}}{5} + 1) \cdot 2 = 688 \text{ м.}$$

Коефіцієнт напруги на допик:

$$K_H = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{I_B \cdot L_{\Gamma}}{a \cdot \sqrt{S}} \right)^{0,45}}, \quad (86)$$

де β — коефіцієнт,

M — це коефіцієнт, при $\rho_1 / \rho_2 = 2 - M = 0,52$;

$$\beta = \frac{R_{\times}}{R_{\times} + R_c}, \quad (87)$$

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 120} = 0,85.$$

$$K_H = \frac{0,52 \cdot 0,85}{\left(\frac{5 \cdot 688}{5 \cdot \sqrt{1716}} \right)^{0,45}} = 0,15.$$

Напруга на заземлювачі:

$$U_3 = \frac{U_{\text{пр.доп}}}{K_H}, \quad (88)$$

$$U_3 = \frac{400}{0,15} = 2667 \text{ В.}$$

Допустимий опір заземлюючого пристрою дорівнює:

$$R_{3,\text{доп}} = \frac{U_3}{I_{\text{кл}}}, \quad (89)$$

$$R_{3,\text{доп}} = \frac{2667}{2100} = 1,27 \text{ Ом.}$$

					КРБ.141ЕЕ6д_31[1].01.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		58

Кількість вертикальних електродів:

$$n_B = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{\frac{a}{l_B} \cdot l_B}, \quad (90)$$

$$n_B = \frac{\sqrt{1716} \cdot 4}{\frac{5}{5} \cdot 5} = 33 \text{ шт.}$$

Загальна довжина вертикальних електродів:

$$L_B = n_B \cdot 5$$

$$L_B = 33 \cdot 5 = 165 \text{ м.} \quad (91)$$

Відносна глибина закладання вертикальних електродів:

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,7}{\sqrt{1716}} = 0,14.$$

Коефіцієнт A:

$$A = (0,38 - 0,25 \cdot \frac{l_B + t}{\sqrt{S}}), \quad (92)$$

$$A = (0,38 - 0,25 \cdot 0,14) = 0,345.$$

Відносна товщина верхнього шару:

$$\frac{l_1 - t}{l_B} = \frac{2,65 - 0,7}{5} = 0,39.$$

Відносний еквівалентний опір для стоків із вертикальними електродами: $\rho_e = 1,02$.

Еквівалентний опір ґрунту:

$$\rho_{ек} = \rho_{ек}^* = 1,02 \cdot \rho_2 = 1,02 \cdot 60 = 61,8 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

					КРБ.141EE6d_31[1].01.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		59

Загальний опір складного заземлюючого провідника:

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho_{ек}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{ек}}{L_B + L_T}, \quad (93)$$

$$R_3 = 0,345 \cdot \frac{61,8}{\sqrt{1716}} + \frac{61,8}{165 + 688} = 0,58 \text{ Ом} < R_{3, \text{доп}}$$

Напруга дотику – це електрична напруга, яка може виникнути між людським тілом і заземленою поверхнею або провідним об'єктом внаслідок нещасного випадку або пошкодження електрообладнання. Ця напруга може становити небезпеку для життя та здоров'я людей, особливо якщо вона достатньо висока.

Напруга дотику залежить від кількох факторів, зокрема від напруги джерела живлення, опору тіла людини та землі, а також часу контакту. Наприклад, дотик до оголених проводів із номінальною напругою 110/10 кВ може створити небезпечну силу струму, якщо недостатньо опору або не дотримуються правил безпеки.

Напруга дотику:

$$U_d = K_H \cdot I_3 \cdot R_3, \quad (94)$$

$$U_d = 0,15 \cdot 5000 \cdot 0,58 = 435 \text{ В} > U_{d, \text{доп.}} = 400 \text{ В}$$

Як додатковий захід для зниження напруги дотику застосуємо гравійну засипку товщиною шару 20 см з опором 3000 Ом/м на робочих місцях.

При цьому:

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 3000} = 0,18,$$

$$K_H = \frac{0,63 \cdot 0,18}{\left(\frac{5 \cdot 688}{5 \cdot \sqrt{1716}} \right)^{0,45}} = 0,03,$$

$$U_d = 0,03 \cdot 5000 \cdot 0,58 = 87 \text{ В} < U_{d, \text{доп.}} = 400 \text{ В}$$

Це суттєво знижує ймовірність ураження електричним струмом.

					КРБ.141EE6d_31[1].01.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		60

Схема заземлення підстанції показана на рисунку 11.

Рисунок 11 – План пристрою заземлення підстанції.

Висновки за розділом 4.

У четвертій частині розроблено заземлення та блискавковий захист підстанції. Захист від блискавки та заземлення відіграють основну роль у запобіганні пошкодженню обладнання та захисті персоналу від небезпечних електричних розрядів. Правильне проєктування та впровадження системи захисту від блискавки та заземлення є передумовою для забезпечення надійної та безпечної роботи підстанції 110/10 кВ. Враховуючи всі вищезазначені фактори та принципи, викладені в цьому розділі, можна приймати обґрунтовані рішення, які сприяють оптимальній роботі підстанції.

					КРБ.141EE6d_31[1].01.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		61

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

1. Складено графік повної потужності підстанції 110/10, необхідний для вибору та перевірки силових трансформаторів живлення та обладнання підстанції. Визначена максимальна пропускна здатність проєктної підстанції та максимальне добове навантаження на підстанцію.
2. Були обрані силові трансформатори підстанції 110/10 кВ типу ТРДН-40000/110/10/10, побудовано еквівалентний двоступеневий графік навантаження підстанції 110/10 кВ. Для живлення допоміжних потреб підстанції приймаються трансформатори ТМГ-630/10 U1.
3. Виконано розрахунок струмів короткого замикання для характерних точок схеми підстанції 110/10 кВ, що дало можливість визначити параметри аварійних режимів та використати їх для вибору перевірки основного електрообладнання.
4. Для живильної повітряної лінії 110 кВ обрано провід марки АС-120/19, який відповідає умовам допустимого нагрівання та пройшов перевірку на відсутність коронного розряду. Виконано перевірку гнучких шин розподільного пристрою 110 кВ та шинного мосту 10 кВ за умовами нагрівання термічної та механічної стійкості, що підтвердило можливість їхньої надійної роботи в нормальних та аварійних режимах.
5. На підставі розрахункових параметрів мережі обрано основне комутаційне обладнання підстанції: роз'єднувачі, елегазові вимикачі на стороні 110 кВ та вакуумні вимикачі на стороні 10 кВ. Усі апарати перевірені за номінальною напругою, робочим струмом, вимикальною здатністю та стійкістю до дії струмів короткого замикання і відповідають умовам експлуатації.
6. Також виконано вибір обмежувачів перенапруги, трансформаторів струму та напруги для сторін 110 кВ і 10 кВ. Проведені перевірки показали відповідність їхніх технічних характеристик параметрам проєктованої підстанції та вимогам щодо точності вимірювань обліку електроенергії і роботи пристроїв релейного захисту.

					КРБ.141EE6d_31[1].01.00.00.00 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		62

7. Розроблено систему релейного захисту силового трансформатора підстанції, яка включає поздовжній диференціальний захист, максимальний струмовий захист, захист від перевантаження та газовий захист. Для реалізації захистів обрано сучасні мікропроцесорні реле (ПЛ MiCOM P521), що забезпечують високу чутливість, селективність та надійність функціонування підстанції.
8. Створено орієнтовний контурис основного технологічного обладнання.
9. Розроблено заземлення та захист від блискавки підстанції для відповідності вимогам охорони праці та техніки безпеки.

					КРБ.141EE6d_31[1].01.00.00.000_ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		63