

**ІСХІДНОУКРАЇНСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІМЕНІ ВОЛОДИМИРА ДАЛЯ**

Факультет інженерії

Кафедра електричної інженерії

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

**до кваліфікаційної магістерської роботи
освітньо-кваліфікаційного рівня магістр**

**галузі знань 14 електрична інженерія
зі спеціальності 141 електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка**

**на тему: ОСОБЛИВОСТІ ВИБОРУ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ ПРИ
ПЕРЕВОДІ ПІДСТАНЦІЇ НА ПІДВИЩЕНУ НАПРУГУ**

Виконав:

студент групи ЕСЕ-19дм

Фесенко О. В.

(прізвище, та ініціали)

(підпис)

Керівник

доц. Філімоненко Н. М.

(прізвище, та ініціали)

(підпис)

В.о. завідувача кафедри

доц. Руднєв Є.С.

(прізвище, та ініціали)

(підпис)

Рецензент

доц. Черніков М. Г.

(прізвище, та ініціали)

(підпис)

Сєвєродонецьк 2021 р.

СХІДНОУКРАЇНСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІМЕНІ ВОЛОДИМИРА ДАЛЯ

Факультет інженерії
Кафедра електричної інженерії
Освітньо-кваліфікаційний рівень магістр
Напрямок підготовки 14 "Електрична інженерія"
Спеціальність 141 "Електроенергетика, електротехніка та
Електромеханіка"

ЗАТВЕРДЖУЮ

В.о. завідувача кафедри
доц.Руднєв Є. С.

" _____ " _____ 2020 року

**ЗАВДАННЯ
НА МАГІСТЕРСЬКИЙ ПРОЕКТ СТУДЕНТУ**

Фесенку Олександровичу Володимировичу

1. Тема проекту Особливості вибору електрообладнання при переводі підстанції на підвищену напругу
Спец. Завдання Розрахунок уставок захисту трансформатора

Керівник проекту доц. Філімоненко Ніна Миколаївна , доц., к.т.н.
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Затверджені наказом вищого навчального закладу від "09 " жовтня 2020 року
144/15.26

2. Строк подання студентом проекту _____ 3 січня 2021 р.

3. Вихідні дані до проекту (роботи) _____ Вихідні дані визначені в переліку питань, що підлягають розробці в магістерській роботі.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки:

Аналіз літературних джерел; Розрахунок електричних навантажень Варіант зовнішнього електропостачання, що існує; Варіант реконструкції зовнішнього електропостачання; Порівняльні характеристики обладнання до і після реконструкції розрахунок струмів КЗ.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслеників): Презентація з плакатами, що пояснюють суть магістерської роботи в кількості 10 шт.

6. Консультанти розділів проекту

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
1–4	доц. Філімоненко Н. М.		

7. Дата видачі завдання 7 жовтня 2020 р.**КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН**

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської роботи	Строк виконання етапів	Примітки
1	Характеристика об'єкту	12.11-30.11.2020	
2	Розрахунок і аналіз режимів електроспоживання	30.11-10.12.2020	
3	Вибір комутаційної апаратури	05.12-20.12.2020	
4	Релейний захист та автоматика	20.12-30.12.2020	
5	Газовий захист.	01.12-12.12.2020	
6	Розрахунок уставок диференціального захисту трансформатора. Висновки.	13.12-18.12.2020	
7	Оформлення магістерської роботи	15.12.2020-3.01.2021	

Студент _____
(підпис)**Фесенко О. В.**
(прізвище та ініціали)Керівник проекту _____
(підпис)**доц. Філімоненко Н. М.**
(прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Магістерська робота на тему: *"Особливості вибору електрообладнання при переводі підстанції на підвищену напругу"* містить 93 сторінки тексту, 16 рисунків, 29 таблиць, 29 найменувань використаних джерел.

В роботі обґрунтовано реконструкцію трансформаторної підстанції, яка обслуговує підприємства промислового району та міської інфраструктури.

Зроблено вибір основної схеми трансформаторної підстанції. Розраховано режими електричного короткого замикання. Вибрано комутаційне обладнання. Обрано релейний захист та автоматизацію трансформаторів. Запропоновано обладнання підстанції, що існує на теперішній час, замінити новим виробництва фірми Siemens.

ТРАНСФОРМАТОРНА ПІДСТАНЦІЯ, КОРОТКЕ ЗАМИКАННЯ,
РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ І АВТОМАТИКА, ВИСОКОВОЛЬТНА ЛІНІЯ,
СТРУМОВИЙ ЗАХИСТ, ВІДКРИТИЙ РОЗПОДІЛЬЧИЙ ПРИСТРІЙ

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ	4
ВСТУП	8
РОЗДІЛ 1 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ'ЄКТУ	10
1.1 Схема електропостачання	10
1.2 Вибір напрямку модернізації підстанції	11
РОЗДІЛ 2 РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ	15
2.1 Обробка та визначення розрахункових графіків навантажень споживачів ПС 220/110/35 кВ	15
2.2 Вибір числа і потужності силових трансформаторів ВРП 220 кВ	18
2.3 Вибір головної схеми підстанції	20
2.4 Розрахунок струму трифазного короткого замикання	25
РОЗДІЛ 3 ВИБІР КОМУТАЦІЙНОЇ АПАРАТУРИ	34
3.1 Вибір основного електрообладнання і струмоведучих частин	34
3.2 Комутаційні апарати	35
3.3 Власні потреби підстанції	61
РОЗДІЛ 4 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА АВТОМАТИКА	65
4.1 Аналіз і вибір мікропроцесорних засобів захисту систем електропостачання	65
4.2 Вибір релейного захисту та автоматики.	66
4.3 Розрахунок уставок захисту трансформатора із застосуванням пристрою Siemens 7UT6	72
4.4 Розрахунок уставок диференціального захисту трансформатора	75
4.5 Розрахунок уставок струмової відсічки (МС31) захисту трансформатора	83
4.6 Розрахунок уставок максимального струмового захисту (МС3 2) трансформатора	85
4.7 Розрахунок уставок захисту від перевантаження (МС3 3) трансформатора	87
4.8 Газовий захист	88
ВИСНОВКИ	90
СПИСОК ЛІТЕРАТУРНИХ ПОСИЛАНЬ	91
SUMMARY	93

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

ПС – підстанція;

КЗ – коротке замикання;

РЗА – релейний захист і автоматика;

ВЛ – високовольтна лінія;

РПН – регулювання під напругою трансформаторів;

ВРП – відкритий розподільчий пристрій;

РЗ – релейний захист;

ПА – протиаварійна автоматика;

ЕН – електричне навантаження;

ОСШ – обхідна система шин;

АВР – автоматичне ввімкнення резерву;

ЛЕП – лінія електропередачі;

ДВ – диференційна відсічка;

МСЗ – максимальний струмовий захист;

ДСЗ – диференційний струмовий захист.

ВСТУП

Підстанції можуть бути призначені як для живлення окремих споживачів, так і великого району, для зв'язку частин енергосистеми або різних енергосистем. Шини високої напруги підстанцій можуть бути вузловими точками енергосистеми, здійснюючи об'єднання на паралельну роботу декількох електростанцій. У цьому випадку через шини відбувається перетік потужності з однієї частини енергосистеми в іншу - транзит потужності. При виборі схем таких електроустановок в першу чергу враховується необхідність збереження транзиту потужності. Підстанції можуть бути тупиковими, прохідними, підключених до цих відгалужень, схеми таких підстанцій будуть відрізнятися навіть при одному і тому ж числі трансформаторів однакової потужності. Основною метою реконструкцій електричних станцій, підстанцій, мереж і енергосистем є: виробництво, передача і розподіл заданої кількості електроенергії; надійність роботи установки і енергосистеми в цілому; задану якість електроенергії; зниження щорічних витрат і збитків при експлуатації установок енергосистеми. ПС 110/35/6 кВ призначена для живлення великого промислового району. Промислове навантаження відноситься до споживачів I категорії з електропостачання, в зв'язку з цим на підстанції необхідно встановити два трансформатора і забезпечити їх живленням від двох незалежних ліній енергосистеми. Частина навантаження підстанції йде на живлення споживачів II та III категорії (невеличкі промислові підприємства та міська інфраструктура).

Підвищена увага приділяється якості електроенергії, що пояснюється головним чином значними економічними та екологічними збитками, що виникають при зниженому якості електроенергії або повну його відсутність.

По виду графіків навантаження електроприймачі промислових підприємств підрозділяються на групи за подібністю режимів роботи:

- приймачі, що працюють в режимі тривало незмінною або мало змінюється навантаження. В цьому режимі електрична машина або апарат можуть працювати тривалий час без підвищення усталеною температури окремих частин вище допустимої;

- приймачі, що працюють в режимі короткочасного навантаження. В цьому режимі робочий період електричної машини або апарата не настільки тривалий, щоб температура окремих частин могла досягти сталого значення;

- приймачі, що працюють в режимі повторно-короткочасного навантаження.

Обладнання ПС на 110 кВ і 35 кВ є в експлуатації на протязі 40 років тому воно морально і фізично застаріло, встановлені роз'єднувачі і розрядники з порцелянової ізоляцією, пошкодження яких відбувається в процесі експлуатації через руйнування армування в період весна - осінь при великих перепадах температур, що призводить до невідпуску електроенергії і великих витрат на ремонтно-відновлювальні роботи. Теж стосується малооливних вимикачів типу ВМП та засобів релейного захисту та автоматики.

Актуальність роботи. Ґрунтуючись на ситуації, яка викладена вище, визначаємо, що актуальність роботи полягає у необхідності забезпечити підвищення надійності електропостачання шляхом оновлення трансформаторів, комутаційної апаратури та засобів РЗА.

Об'єктом дослідження є електричні процеси в системі електропостачання промислового району.

Предметом дослідження є трансформатори, комутаційне обладнання та засоби РЗА.

Мета дослідження – підвищення надійності системи електропостачання промислового району шляхом заміни застарілого обладнання та автоматики.

Методи дослідження: методи розрахунку ТОЕ, аналіз систем електропостачання, порівняльний аналіз електрообладнання, що

виробляється провідними фірмами, аналітичні розрахунки параметрів для вибору комутаційного устаткування та РЗА.

РОЗДІЛ 1

ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ'ЄКТУ

1.1 Схема електропостачання

На підстанції відповідно до рис. 1 встановлено: два трансформатори–ТДТН-25000-110 / 35 / 6-76У1.

На стороні 110 кВ трансформатори отримують живлення через систему шин від ВЛ 110 кВ.

Живлення секції шин 35 і 6 кВ здійснюється від трансформаторів ТДТН-25000-110 / 35 / 6-76У1.

Регулювання напруги на шинах підстанції здійснюється за допомогою пристрою регулювання напруги під навантаженням (РПН) трансформаторів 1Т, 2Т дистанційно, або автоматично.

У ланцюзі ліній встановлені апарати, необхідні для експлуатаційних включень і відключень ліній, для їх відключень при надмірних перевантаженнях і коротких замиканнях, а також для від'єднання апаратів ліній від збірних шин або від мережі при їх ремонтах.

Силові вимикачі розраховані на відключення робочих струмів і струмів короткого замикання. На стороні 6 кВ встановлені вимикачі: ВМП-10к-630.

На стороні ВРП 110 кВ встановлені роз'єднувачі: РНДз 16-110-1000У1 і РНДз 2-110-1000У1; на стороні ВРП 35 кВ на лініях 1Т і 2Т встановлені роз'єднувачі РНДз 2-35/1000.

В результаті електромагнітних процесів, пов'язаних з різкою зміною режиму роботи електричних мереж всередині електроустановки, або зовнішніх впливів, наприклад, блискавок, виникають перенапруги. Для

захисту від них на стороні 110 кВ застосовують розрядники РВС - 110 і для захисту ізоляції нейтралей трансформаторів РВС - 110; на стороні 35 кВ:РВС - 35.

З підстанції 110 кВ по фідерах 35 та 6 кВ електроенергія надходить безпосередньо до основних споживачів на відповідні підстанції.

Для забезпечення вимірювання струмів і напруг в електроустановках високої напруги застосовують трансформатори струму і трансформатори напруги.

Таблиця 1.1 – Вимірювальні трансформатори, що використовуються

U, кВ	Трансформатор струму	Трансформатор напруги
35	ТВ-35	ЗНОМ-35
35	ТФН-35	ЗНОМ-35
35	ТОЛ-35	ЗНОМ-35

1.2 Вибір напрямку модернізації підстанції

При модернізації схем електричних мереж повинна забезпечуватися економічність їх розвитку і функціонування з урахуванням раціонального поєднання споруджуються елементів мережі з діючими. Схема електричної мережі повинна бути гнучкою і забезпечувати збереження прийнятих рішень її розвитку при можливих невеликих відхиленнях: рівнів електричних навантажень і балансів потужності від планованих; трас ВЛ і майданчиків ПС від намічених; термінів введення в роботу окремих енергооб'єктів. На всіх етапах реконструкції мережі слід передбачати можливість її перетворення з мінімальними витратами для досягнення кінцевих схем і параметрів лінії ПС. При проектуванні розвитку електричних мереж

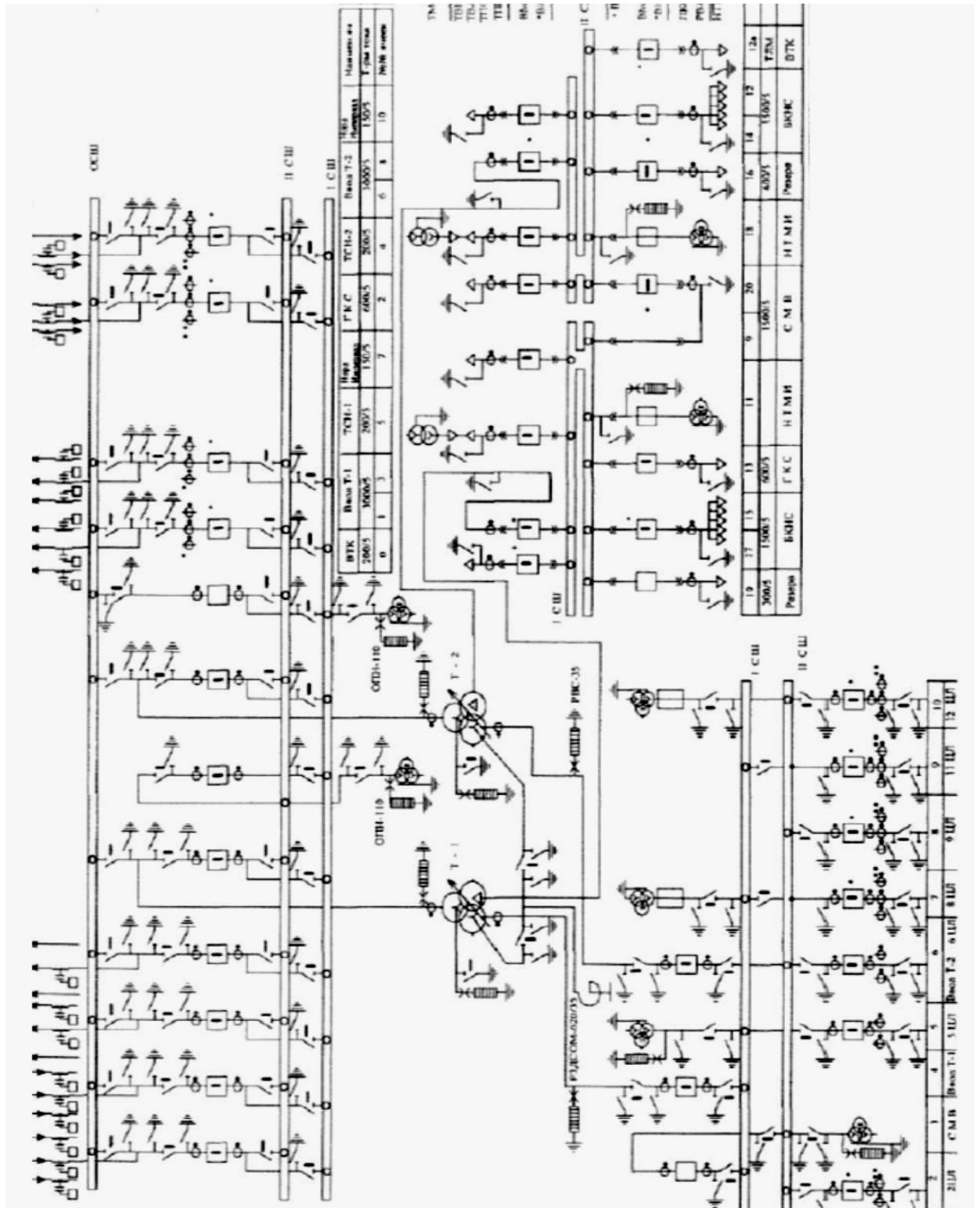


Рисунок 1 – Схема підстанції

необхідно забезпечити зменшення втрат електроенергії до економічно обґрунтованого рівня [1–10].

Схема електричної мережі повинна допускати можливість ефективного застосування сучасних пристроїв релейного захисту (РЗ), режимної та протиаварійної автоматики (ПА) й інших захистів.

Основними вимогами при виборі кількості і потужності трансформаторів є: надійність електропостачання споживачів (облік категорії приймачів електроенергії щодо необхідної надійності), а також мінімум приведених витрат на трансформатори з урахуванням динаміки зростання електричних навантажень. потужність.

Потужність силових трансформаторів в нормальних умовах повинна забезпечувати живлення всіх приймачів електроенергії даного вузла.

Потужність силових трансформаторів також вибирають з урахуванням економічно доцільного режиму роботи і відповідного забезпечення резервування живлення споживачів при відключенні одного трансформатора і того, що навантаження трансформаторів в нормальних і післяаварійних режимах не повинна (по нагріванню) викликати скорочення природного терміну його служби [9-12].

Необхідність забезпечення необхідної якості напруги у споживачів при навантаженню, що змінюється (ГОСТ 13109-97) вимагає застосування на підстанціях 35 кВ і вище трансформаторів з вбудованими пристроями для автоматичного регулювання напруги під навантаженням (РПН).

У відповідності до існуючих вимог до проектування та експлуатації електричних мереж та підстанцій [5-13], під час реконструкції підстанцій необхідно переходити на більш високі класи напруг. Тому у проект будемо закладати напругу живлячої лінії 220 кВ.

З метою підвищення надійності роботи обладнання ПС, аби уникнути виникнення аварійних ситуацій, необхідно провести заміну застарілого комутаційного обладнання та засобів РЗА.

РОЗДІЛ 2

РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ

2.1 Обробка та визначення розрахункових графіків навантажень споживачів ПС 220/110/35 кВ

Першим етапом проектування системи електропостачання є визначення електричних навантажень (ЕН). За величинами електричних навантажень вибирають або перевіряють електрообладнання системи електропостачання, визначають втрати потужності і електроенергії. Від правильної оцінки очікуваних навантажень залежать капітальні витрати на систему електропостачання. У разі зайвого збільшення розрахункових електричних навантажень збільшуються капітальні витрати, що призводить до неповного використання обладнання та провідникового матеріалу. Експлуатаційні витрати і надійність роботи електрообладнання також залежать від правильності вибору навантажень, якщо в розрахунках будуть занижені електричні навантаження, то величина втрат електроенергії в електричній системі зростає, що в кінцевому підсумку призведе до швидкого зносу устаткування і збільшення експлуатаційних витрат. Електричні навантаження споживачів визначають вибір всіх елементів системи електропостачання: ліній електропередачі, трансформаторних підстанцій, поживних і розподільних мереж. Тому правильне визначення електричних навантажень є вирішальним фактором при реконструкції та експлуатації електричних мереж. заходам. Необхідність забезпечення необхідної якості напруги у споживачів при навантаженні, що змінюється (ГОСТ 13109-97) вимагає застосування на підстанціях 35 кВ і вище трансформаторів з вбудованими

пристроями для автоматичного регулювання напруги під навантаженням (РПН).

У таблиці 2.1.наведено добового графіка навантажень трансформаторів на основі зимових замірів.

Таблиця 2.1 - Дані добових зимових замірів Т-1 ПС

Час t, год	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
S_{\max} , МВ·А	8,4	8,3	8,8	8,8	10,8	15,8	15,9	16,9	16,9	16,7	23,8	23,8
Час t, год	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
S_{\max} , МВ·А	23,8	23,8	23,8	16,7	16,7	16,7	10,8	8,36	8,36	8,33	8,21	8,38

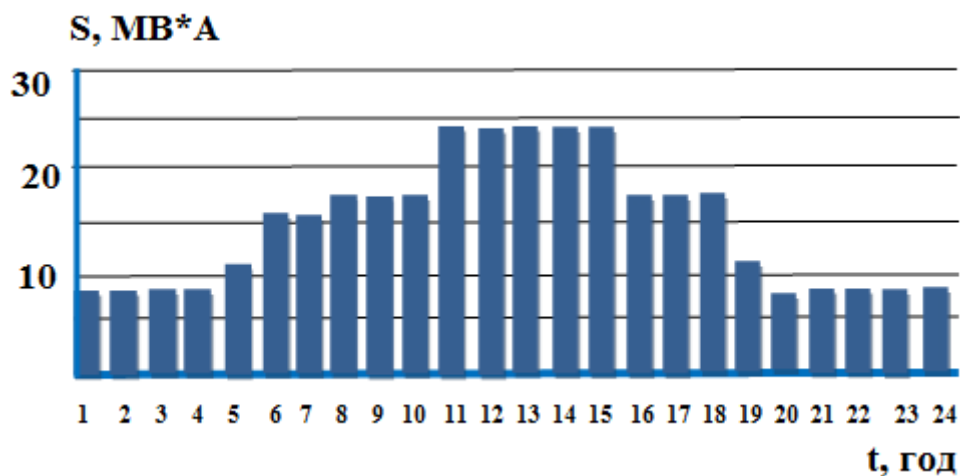


Рисунок 2.1 – Добовий графік навантаження трансформатора

Бачимо що на протязі доби п'ять годин трансформатор ТДТН-25000/110-76 У1 працює з перевантаженням. Користуючись даними добових вимірів визначаємо потужність споживану промисловим районом, вона становить 39 МВА.

Таблиця 2.2 – Данні добових потужностей зимових замірів ПС

Час t, ч	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$S_{max}, MB \cdot A$	25,22	28,21	28,1	28,14	28,98	31	31	33,82	33,03	33,69	42,54	41,61

Час t, ч	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
$S_{max}, MB \cdot A$	42,75	42,91	43,81	38,77	38,91	34,84	28,86	27,99	25,98	25,87	25,71	25,96

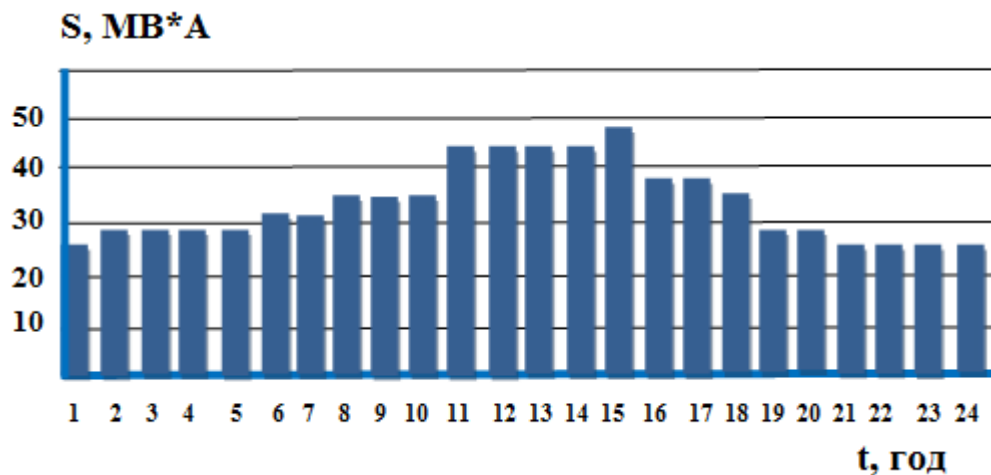


Рисунок 2.2 – Добовий графік навантаження підстанції

Передбачається, що споживана потужність промислового району збільшиться до 62 МВ·А. Крім того необхідно врахувати можливість розвитку району і, таким чином, збільшення навантаження на підстанцію.

2.2 Вибір числа і потужності силових трансформаторів ВРП 220 кВ

Вибір раціональної потужності силових трансформаторів є однією з головних задач при оптимізації систем електропостачання НМР. Вибір силових трансформаторів слід здійснювати з урахуванням економічно доцільного режиму їх роботи і відповідного забезпечення резервування живлення споживачів при відключенні одного з трансформаторів. Потужність силових трансформаторів в нормальних умовах повинна забезпечувати харчування всіх приймачів електроенергії промислових підприємств.

Вибір кількості, типу і потужності силових трансформаторів для харчування споживачів підстанції виробляють на підставі розрахунків і обґрунтувань за графіками електричних навантажень.

Для правильного вибору номінальної потужності трансформатора (автотрансформатора) необхідно користуватися добовим графіком, що відображає як максимальну, так і середньодобову активну навантаження даної підстанції, а також тривалість максимуму навантаження:

1) Визначаємо кількість трансформаторів на підстанції, виходячи із забезпечення надійності живлення з урахуванням категорії споживачів;

2) Намічаємо можливі варіанти номінальної потужності обраних трансформаторів з урахуванням допустимого навантаження їх в нормальному режимі і допустимого перевантаження в аварійному режимі;

3) З урахуванням можливості розширення або розвитку підстанції вирішуємо питання про можливе встановлення більш потужних трансформаторів.

Значна частина промислових підприємств району відноситься до споживачів I категорії з електропостачання, в зв'язку з безперервним технологічним процесом. Згідно ПУЕ споживачі першої категорії повинні забезпечуватися електроенергією від двох незалежних взаємно резервуються

джерел живлення. З цього випливає, що на реконструюється підстанції необхідно встановити два трансформатора, потужністю достатньою для прийняття всієї навантаження першої категорії одним трансформатором в аварійному режимі, з урахуванням роботи з допустимою перевантаженням в години пік. Перевантаження трансформаторів допускається понад номінальний струм до 40% загальною тривалістю не більше 6 годин на добу протягом 5 діб поспіль, за умови що коефіцієнт завантаження в нормальному режимі не перевищував 93%.

Вибір номінальної потужності трансформаторів ПС здійснюємо за максимальною розрахунковою потужністю району $S_{\max} = 62 \text{ МВ А}$.

При виборі трансформаторів враховується:

1 категорія споживачів електроенергії. Для I категорії оптимальний коефіцієнт завантаження становить $K_3 = 0,6-0,7$;

Виходячи з величини повного навантаження ТП $S_{\max} = 62000 \text{ кВ}\cdot\text{А}$, і з урахуванням зростання потужностей споживачів, а також програми розвитку промислового району, прийmemo до розгляду автотрансформатори АТДТН-63000/220/110/35 потужністю 63 000 кВ·А, які виробляють на Запоріжському трансформаторному заводі [14].

Мінімальна кількість трансформаторів визначається за формулою:

$$N_T = \frac{S_{\max}}{K_3 \cdot S_{\text{н.т}}} = \frac{62000}{0,7 \cdot 63000} = 2(\text{шт}).$$

де S_{\max} – розрахункова повне навантаження підстанції, кВт;

K_3 – коефіцієнт завантаження трансформаторів, приймається в залежності від категорії надійності споживачів електроенергії;

$S_{\text{н.т}}$ – номінальна потужність трансформатора, кВ·А.

Коефіцієнт завантаження обираємо 0,7 із урахуванням категорії надійності електроспоживачів.

$N_T = 2 \text{ шт}$ – приймаємо до установки 2 трансформатора.

Визначимо фактичний коефіцієнт завантаження трансформатора в нормальному режимі:

1. Коефіцієнт завантаження автотрансформаторів в нормальному режимі роботи повинен задовольняти наступні умови: $k_3 \leq (0,5-0,75)$

$$K_{з.р} = \frac{S_{max}}{N_T \cdot S_{HT}} = \frac{62000}{2 \cdot 63000} = 0.4 \quad (2.2)$$

2. Коефіцієнт завантаження трансформатора в післяаварійний режимі складе:

$$K_{з.пос} = \frac{S_{max}}{(N_T - 1) \cdot S_{HT}} = \frac{39900}{(2 - 1) \cdot 40000} = 0.9 \quad (2.3)$$

Коефіцієнт завантаження трансформаторів в аварійному режимі роботи повинен задовольняти наступні умови: $k_3 \leq (1,4 \dots 1,5)$

З перевірного розрахунку видно, що коефіцієнт завантаження в нормальному і аварійному режимах відповідає встановленим нормам.

Даний трансформатор підходить для установки на модернізованій підстанції, тому що в аварійному режимі він здатний повністю взяти на себе навантаження також враховуючи задані умови про майбутнє збільшення навантаження споживачів.

Паспортні дані автотрансформатора АТДТН-63000/220/110/35 наведено в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Паспортні дані автотрансформатора АТДТН-63000/220

Тип	$S_{\text{НОМ}}$, МВА	Межі регулювання $U_{\text{НН}}$	Каталожні данні						Розрахункові данні									
			$U_{\text{НОМ}}$ ОБМОТОК, кВ			$U_{\text{КЗ}}$, %			$\Delta P_{\text{К}}$, кВт	$\Delta P_{\text{Х}}$, кВт	$I_{\text{Х}}$, %	R_{T} , Ом ВН	X_{T} , Ом СН	R_{T} , Ом НН	$\Delta Q_{\text{Х}}$, кВАр	X_{T} , Ом		
			ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н								ВН	СН	НН
АТДТН - 63000/2 20	63	± 1 $2 \times$ 1,0 %	230	121	38,5	11	35,7	21,9	230	45	0,45	3,6	3,6	3,6	440	165	0	125

2.3 Вибір головної схеми підстанції

Основні вимоги до головних схем. Електричні підстанції забезпечують споживачів електричною енергією. Безперебійне постачання енергією може бути забезпечено тільки при правильно обраній схемі підстанції. Основними вимогами, що пред'являються до схем, є: надійність; зручність проведення ремонтних робіт; оперативна гнучкість; економічність.

При виборі електричної схеми підстанцій на боці 110 -500 кВ можна говорити про невідповідальних лініях, так як кожна лінія має високу пропускну здатність по одній лінії можна передавати 60 500МВт, тобто забезпечувати живлення цілого підприємства або промислового району. Лінії 110-500кВ можуть бути лініями зв'язку між окремими частинами енергосистеми або між різними енергосистемами. Відключення таких ліній призведе до зниження стійкості паралельної роботи або до порушення її, що може розвинути у велику системну аварію.

Схема підстанції повинна мати достатню гнучкість, тобто дозволяти відключення апаратів або частини установки для ремонту, ревізій, забезпечуючи при цьому нормальну роботу споживачів і не знижуючи загальну надійність підстанції. З точки зору зручності експлуатації висновок в ремонт повинен здійснюватися при мінімальній кількості операцій комутаційної апаратури.

Оперативна гнучкість визначається пристосованістю електричної схеми для створення необхідних експлуатаційних режимів і проведення оперативних перемикачів. Найбільша оперативна гнучкість схеми досягається, якщо оперативні перемикачів відбуваються засобами автоматики.

Гнучкість схеми виражається також можливістю поділу установки на частини, що широко практикується для зниження струмів короткого замикання. Схема також повинна передбачати можливість розширення установки.

Економічність схеми визначається головним чином кількістю комірок високовольтного обладнання у розподільному пристрої (РП). Зазвичай беруться до уваги комірочки вимикачів.

Безумовно, збільшення числа роз'єднувачів у схемі при такій же кількості вимикачів збільшує витрати на спорудження РП.

Зменшення числа встановлених вимикачів в схемах станції на стороні підвищеної напруги дає суттєвий економічний ефект, але це не повинно призводити до зниження надійності та гнучкості схеми. В іншому випадку економія однієї, двох комірок РП 220-500кВ може привести до можливості аварійного відключення значної генеруючої потужності.

Схему ВРП ПС 220кВ виконаємо з двома робочими секціями обхідної системи шин з обхідним вимикачем і шиноз'єднувальним роз'єднувачем (рис. 2.3).

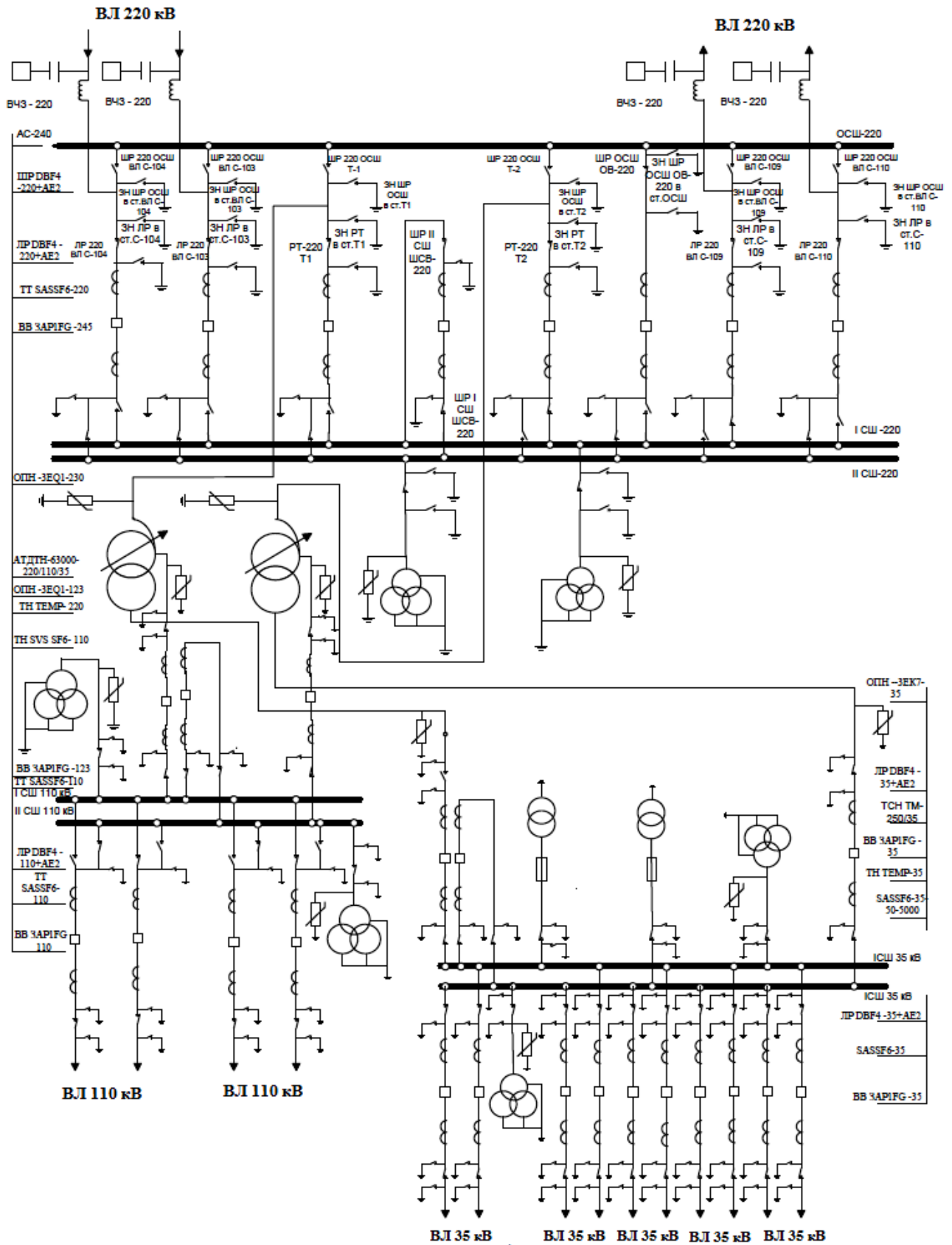


Рисунок 2.4 – Однолінійна схема ВРП ПС 220кВ

Обхідна система шин призначена для можливості ревізій і ремонтів вимикачів безперервного живлення. Вимикач, який виводиться у ремонт (ревізію), замінюється обхідним вимикачем, який в нормальному режимі роботи є відімкненим. Отже, обхідна система шин знаходиться без напруги, роз'єднувачі ШР-220 ОСШ, що належать до обхідної системи шин, також відключені. До переваг даної схеми можна віднести:

- мала кількість вимикачів (один на одне приєднання);
- досить висока надійність схеми;
- відносно малий час перерви електропостачання при аваріях на одній з систем шин.

Для РУ ПС 110 і 35 кВ застосуємо схему з двома секціями збірних шин і секційним вимикачем. У низьковольтних РУ секційний вимикач зазвичай залишається відключеним, так що пов'язані між собою секції працюють незалежно один від одного. У випадку якщо по якійсь причині харчування однієї з секції пропаде, спрацює пристрій АВР яке відключить вступної вимикач секції і включить секційний вимикач. Споживач секції при відключенні живлення буде отримувати електроенергію від суміжної секції через секційний вимикач.

Відгалужувальні та прохідні підстанції об'єднують поняттям проміжні, яке визначає розміщення підстанції між двома центрами живлення або вузловими підстанціями. Прокідні і вузлові підстанції, через шини яких здійснюються перетоки потужності між вузлами мережі, називають транзитними.

Так як через підстанцію здійснюється транзит потужності і серед споживачів в основному споживачі першої категорії, то необхідний резерв на лініях, що живлять підстанцію, звідки зрозуміло, що кількість живильних ВЛ має бути не менше двох.

Число ліній живлення потрібно визначати за пропускною спроможністю ЛЕП для ліній напругою 220 кВ з перетином 240-500 мм², пропускна здатність яких становить від 100 до 200 МВт.

2.4 Розрахунок струму трифазного короткого замикання

Основною причиною порушення нормального режиму роботи системи електропостачання є виникнення коротких замикань в мережі або в елементах електрообладнання внаслідок пошкодження ізоляції або неправильних дій обслуговуючого персоналу. Для зменшення негативного впливу, обумовленого виходом з ладу електрообладнання при протіканні струмів КЗ, а також для швидкого відновлення нормального режиму роботи системи електропостачання необхідно правильно визначити струми КЗ і по ним вибрати електрообладнання, захисну апаратуру і засоби обмеження струмів КЗ.

Місця розташування точок КЗ вибирають таким чином, щоб при КЗ електрообладнання, яке перевіряється та провідники перебували в найбільш несприятливих умовах. Наприклад, для вибору комутаційної апаратури необхідно вибирати місце КЗ безпосередньо на їх вихідних затискачах, вибір перерізу кабельної лінії виконують за струмом КЗ на початку лінії. Місця розташування точок КЗ при розрахунках релейного захисту визначають за її призначенням – на початку або кінці ділянки, що захищається.

Виділимо що місце короткого замикання в залежності від призначення вибирається з наступних основних міркувань:

1) струм КЗ повинен проходити по гілках, для яких вибирається (перевіряється) апаратура або розраховуються параметри релейного захисту.

2) для визначення максимального значення струму КЗ, при даному режимі, місце короткого замикання вибирається у місці установки захисту (на початку лінії, до трансформатора тощо, рахуючи від джерела живлення). Для визначення найменшого значення струму КЗ місце короткого замикання вибирається в кінці ділянки, що захищається або в кінці наступного (зарезервованої) ділянки для перевірки дії захисту, який резервує.

3) для узгодження чутливості двох пристроїв релейного захисту місце короткого замикання вибирається в кінці зони дії того пристрою, з яким ведеться узгодження;

4) для визначення коефіцієнтів розподілу місце короткого замикання вибирається в кінці ділянки, що є наступним за вузлом, в якому відбувається підживлення або розподіл струмів КЗ.

Виходячи з вищесказаного зробимо розрахунок струмів КЗ на шинах 220, 35, 6 кВ і на відхідних фідерах і, в подальшому, для розрахунку релейного захисту в точках початку і кінця ділянки, що захищається.

Вибір виду КЗ в розрахунках релейного захисту визначається її функціональним призначенням і може бути трьох-, двох-, однофазним і двофазним КЗ на землю. Для визначення електродинамічної стійкості апаратів і жорстких шин в якості розрахункового приймають трифазне КЗ; для визначення термічної стійкості апаратів, провідників – трифазне або двофазне КЗ в залежності від струму. Перевірку апаратів проводиться по здатності відключати і включати трифазний або однофазний струм КЗ на землю (в мережах з великими струмами замикання на землю) в залежності від його значення. Трифазні КЗ є симетричними, так як в цьому випадку всі фази знаходяться в однакових умовах. Всі інші види КЗ є несиметричними, оскільки кожна з їх фаз знаходяться не в однакових умовах і значення струмів і напруг в тій чи іншій мірі спотворюються.

У нашому випадку необхідною і достатньою умовою є розрахунок трьох точок короткого замикання (рис 2.5).

Опір системи в відносних одиницях визначаємо за формулою:

$$x_{*b,c} = \frac{E_{*c}''}{I_{no}^3} \cdot I_b$$

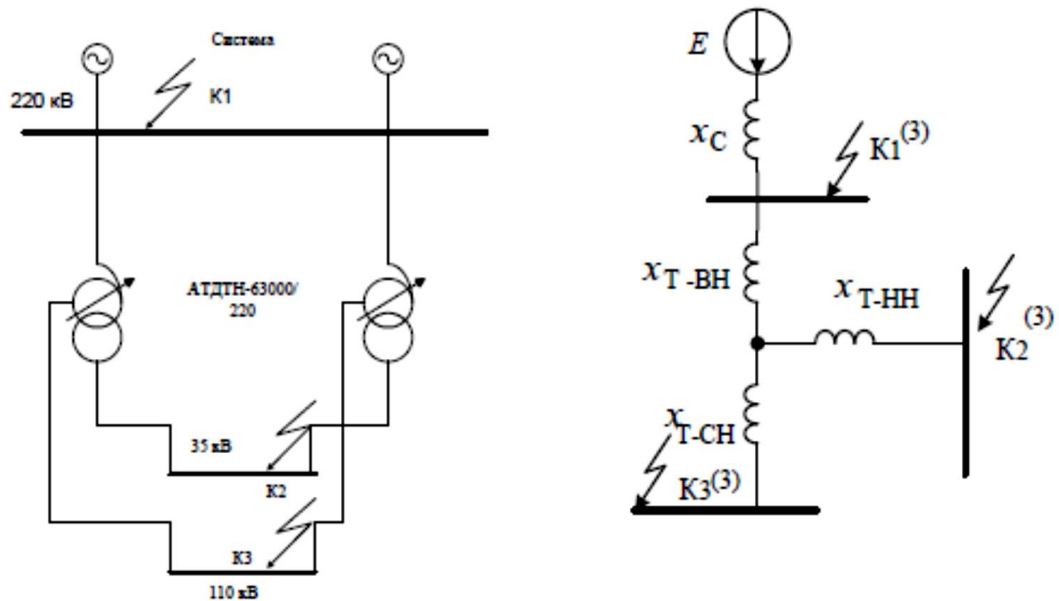


Рисунок 2.5 – Схема для розрахунку трифазного короткого замикання

Вихідні дані для розрахунку:

T1: автотрансформатор АТДТН-63000/220: $S_{\text{НОМ}}=63 \text{ МВ}\cdot\text{А}$, T2: автотрансформатор АТДТН-63000/220: $S_{\text{НОМ}} = 63 \text{ МВ}\cdot\text{А}$,

Л1: одноланцюгова ВЛ з проводом АС-240/32: $x_0 = 0,435 \text{ Ом} / \text{км}$, $L = 177 \text{ км}$.

Л2: одноланцюгова ВЛ з проводом АС-240/32: $x_0 = 0,435 \text{ Ом} / \text{км}$, $L = 177 \text{ км}$.

Визначимо параметри схеми заміщення при наближеному приведенні в відносних одиницях.

Розрахуємо струми короткого замикання в максимальному режимі.

Струми в максимальному режимі:

- на шинах ПС Л1 $I_{\text{макс}} = 137 \text{ А}$;

- на шинах ПС Л2 $I_{\text{макс}} = 67 \text{ А}$.

Перед тим як представити будь-які величини в відносних одиницях, треба вибрати базисні одиниці.

Приймаємо базисну потужність $S_6 = 1000 \text{ МВ}\cdot\text{А}$, і за базисну напругу приймаємо середню номінальну напругу $U_6 = 230 \text{ кВ}$.

Опір системи в відносних одиницях, визначаємо за формулою: $S_6 = 1000 \text{ МВ}\cdot\text{А}$;

$$U_{61} = 230 \text{ кВ}; U_{62} = 121 \text{ кВ}; U_{61} = 38,5 \text{ кВ.}$$

Опір системи:

$$X_{сб} = \frac{S_6}{S_{кз}} = \frac{1000}{2500} = 0,4 \quad (2.4)$$

де $S_{к.з.}$ – потужність короткого замикання на шинах системи, МВА;

Опір живильних ліній

$$X_{лб}^{max} = \frac{X_0 \cdot 177 \cdot S_6}{U_6^2 \cdot (n-1)} = \frac{0,435 \cdot 177 \cdot 1000}{230^2 \cdot (2-1)} = 1,4 \quad (2.5)$$

де x_0 – питомий реактивний опір проводу, Ом;

l – довжина дроту, км;

Це відповідає післяаварійному режиму роботи лінії.

$$X_{лб}^{мин} = \frac{X_{лб}^{max}}{2} = \frac{1,4}{2} = 0,727 \quad (2.6)$$

що відповідає нормальному режиму роботи лінії.

Опір трансформаторів:

$$X_{т6}^B = \frac{U_k \cdot S_6}{S_{ном} \cdot 100} = \frac{11 \cdot 1000}{100 \cdot 63} = 3,571 \quad (2.7)$$

де U_k – напруга короткого замикання обмоток трансформатора, %;

$S_{ном}$ – номінальна потужність трансформатора, МВА.

Розрахуємо напругу короткого замикання обмоток трансформатора:

$$U_{кв} = 0,5 (U_{в-с} + U_{в-н} - U_{с-н}) = 0,5 (11 + 35,7 - 21,9) = 13,3 \quad (2.8)$$

де $U_{в-с}$; $U_{в-н}$; $U_{с-н}$ – напруга короткого замикання відповідних обмоток.

$$U_{кс} = 0,5 (U_{в-с} + U_{с-н} - U_{в-н}) = 0,5 (11 + 21,9 - 35,7) = -2,3\%; \rightarrow 0\% \quad (2.9)$$

$$U_{кн} = 0,5 (U_{в-н} + U_{с-н} - U_{в-с}) = 0,5 (35,7 + 21,9 - 11) = 24,2\%; \quad (2.10)$$

$$X_{Тб}^c = \frac{U_k \cdot S_6}{100 \cdot S_{ном}} = \frac{0 \cdot 1000}{100 \cdot 63} = 0 \quad (2.11)$$

$$X_{Тб}^H = \frac{U_{кн} \cdot S_6}{100 \cdot S_{ном}} = \frac{24,2 \cdot 1000}{100 \cdot 63} = 3,841 \quad (2.12)$$

4. Визначимо результуючий опір в точках короткого замикання К1:

$$X_{резб}^{max} = X_{сб} + X_{лб}^{max} = 0,4 + 1,4 = 1,855$$

$$X_{резб}^{мин} = X_{сб} + X_{лб}^{мин} = 0,4 + 0,7 = 1,127$$

Визначимо результуючий опір в точках короткого замикання К2:

$$X_{резб}^{max} = X_{сб} + X_{лб}^{max} + X_{Тб}^B + X_{Тб}^c = 0,4 + 1,4 + 3,571 + 0 = 5,061$$

$$X_{резб}^{мин} = X_{сб} + X_{лб}^{мин} + \frac{X_{Тб}^B + X_{Тб}^c}{2} = 0,4 + 0,72 + (3,57 + 0)/2 = 2,948$$

Визначимо результуючий опір в точках короткого замикання К3:

$$X_{резб}^{max} = X_{сб} + X_{лб}^{max} + X_{Тб}^B + X_{Тб}^c = 0,4 + 1,4 + 3,57 + 3,841 = 9,268$$

$$X_{резб}^{мин} = X_{сб} + X_{лб}^{мин} + X_{Тб}^B + X_{Тб}^c = 0,4 + 0,727 + 3,57 + 3,841 = 8,540$$

5. Визначаємо початкове значення періодичної складової струму КЗ, потім ударний струм і при необхідності періодичну і аперіодичну складові струму КЗ для заданого моменту часу τ .

Розраховуємо базисні струми:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3}U_6} = \frac{1000}{397,9} = 2,51 \text{ кА}$$

$$I_{61} = 2,51 \text{ кА}$$

$$I_{62} = 4,7 \text{ кА}$$

$$I_{63} = 15,01 \text{ кА}$$

Визначаємо струм трифазного короткого замикання для всіх розрахункових точок короткого замикання в початковий момент часу:

$$I_{\text{по}}^{(3)} = \frac{E_c \cdot I_6}{X_{\text{рез } 6}}$$

де E_c – ЕРС системи в у.о.

$$I_{\text{по к1}}^{(3)\text{макс}} = \frac{1 \cdot 2,51}{1,127} = 2,228 \text{ кА} \quad I_{\text{по к1}}^{(3)\text{мин}} = \frac{1 \cdot 2,51}{1,855} = 1,354 \text{ кА}$$

$$I_{\text{по к2}}^{(3)\text{макс}} = \frac{E_c \cdot I_6}{X_{\text{рез } 62}}$$

$$I_{\text{по к2}}^{(3)\text{макс}} = \frac{1 \cdot 4,77}{2,948} = 1,620 \text{ кА}$$

$$I_{\text{по к2}}^{(3)\text{мин}} = \frac{1 \cdot 4,77}{5,061} = 0,943 \text{ кА}$$

$$I_{\text{по к3}}^{(3)\text{макс}} = \frac{E_c \cdot I_6}{X_{\text{рез } 63}}$$

$$I_{\text{по к3}}^{(3)\text{макс}} = \frac{1 \cdot 15,01}{8,540} = 1,757 \text{ кА}$$

$$I_{\text{по к3}}^{(3)\text{мин}} = \frac{1 \cdot 87,5}{9,268} = 1,619 \text{ кА}$$

Вибір і перевірка обладнання на термічну і динамічну стійкість до струмів короткого замикання проводяться за максимальними значеннями струмів короткого замикання. Мінімальні значення використовуються під час перевірки чутливості РЗ і А.

б. Проведемо розрахунок результуючих активних опорів:

Опір системи: $R_{с6} = 0$

$$\text{Опір лінії: } X_{л6} = \frac{r_0 \cdot L \cdot S_6}{U_6^2} = \frac{0,09747 \cdot 177 \cdot 1000}{230^2} = 0,326$$

де r_0 – питомий активний опір проводу, Ом;

L – довжина дроту, км;

Визначаємо загальне активний опір трансформатора:

$$r_{Тб}^B = \frac{r_{Тб}}{2} = \frac{0,326}{2} = 0,163$$

$$r_{Тб}^C = 0,163$$

$$r_{Тб}^H = 0,163$$

Розраховуємо результуючі опори у К1:

$$r_{рез б}^{max} = r_{сб} + r_{лб}^{max} = 0 + 0,326 = 0,326$$

$$r_{рез б}^{мин} = r_{сб} + r_{лб}^{мин} = 0 + \frac{0,326}{2} = 0,163$$

Розраховуємо результуючі опори у К2:

$$r_{рез б}^{max} = r_{сб} + r_{лб}^{max} + \left(\frac{r_{Тб}^B + r_{Тб}^C}{2} \right) = 0 + 0,326 + \frac{0,163 + 0,163}{2} = 0,489$$

$$r_{рез б}^{мин} = r_{сб} + r_{лб}^{мин} + \left(\frac{r_{Тб}^B + r_{Тб}^C}{2} \right) = 0 + 0,163 + \frac{0,163 + 0,163}{2} = 0,326$$

Розраховуємо результуючі опори у К3:

$$r_{рез б}^{max} = r_{сб} + r_{лб}^{max} + r_{Тб}^B + r_{Тб}^H = 0,326 + 0,163 + 0,163 = 0,652$$

$$r_{рез б}^{мин} = r_{сб} + r_{лб}^{мин} + r_{Тб}^B + r_{Тб}^H = 0,163 + 0,163 + 0,163 = 0,489$$

7. Визначаємо еквівалентні постійні часу для кожної точки КЗ.

$$T_a = \frac{X_{рез б}}{(\omega \cdot r_{рез б})}$$

$$T_{a вн}^{max} = \frac{1,855}{3,14 \cdot 0,326} = 1,811$$

$$T_{a вн}^{мин} = \frac{1,127}{3,14 \cdot 0,163} = 2,202$$

$$T_{a сн}^{max} = \frac{5,061}{3,14 \cdot 0,489} = 9,076$$

$$T_{a сн}^{мин} = \frac{2,948}{3,14 \cdot 0,326} = 2,879$$

$$T_{a нн}^{max} = \frac{9,268}{3,14 \cdot 0,652} = 4,525$$

$$T_{a нн}^{мин} = \frac{8,540}{3,14 \cdot 0,489} = 5,559$$

8. Визначаємо ударні коефіцієнти:

$$K_{уд} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} = 1,9$$

$$K_{уд\text{ вн}}^{\text{макс}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{1,911}} = 1,9$$

$$K_{уд\text{ вн}}^{\text{мін}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{2,202}} = 1,9$$

$$K_{уд\text{ сн}}^{\text{макс}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{12,412}} = 1,9$$

$$K_{уд\text{ сн}}^{\text{мін}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{2,881}} = 1,9$$

$$K_{уд\text{ нн}}^{\text{макс}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{4,474}} = 1,9$$

$$K_{уд\text{ сн}}^{\text{мін}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{5,494}} = 1,9$$

9. Визначаємо ударний струм:

$$i_{уд}^{\text{макс}} = \sqrt{2} \cdot I^{(3)\text{макс}}_{\text{по}} \cdot K_{уд}^{\text{макс}}$$

$$i_{уд\text{ вн}}^{\text{макс}} = \sqrt{2} \cdot 2,228 \cdot 1,9 = 5,927 \text{ кА}$$

$$i_{уд\text{ сн}}^{\text{макс}} = \sqrt{2} \cdot 1,620 \cdot 1,9 = 4,309 \text{ кА}$$

$$i_{уд\text{ нн}}^{\text{макс}} = \sqrt{2} \cdot 1,75 \cdot 1,9 = 4,67 \text{ кА}$$

Результати розрахунків зведено до табл. 2.3

Таблиця 2.3 – Розрахунок струмів КЗ

Параметр	Максимальний режим		
	$I_{\text{кз}}$	2,228	1,620
$i_{уд}$	5,957	4,309	4,675
$I_{\text{кз}}$	Мінімальний режим		
	1,354	0,943	1,619

РОЗДІЛЗ

ВИБІР КОМУТАЦІЙНОЇ АПАРАТУРИ

3.1 Вибір основного електрообладнання і струмоведучих частин

Струмопровідні частини з боку 220 кВ виконаємо гнучкими проводами АС-240/32. Перетин перевіряємо за економічною щільністю струму.

$J_e = 1,1 \text{ A / мм}^2$ при $T_{\text{max}} = 3000\text{-}5000$ годин для неізольованих шин і проводів з алюмінію.

$$q_e = I_n / J_e$$

де I_n – струм нормального режиму, без перевантажень;

J_e – нормована щільність струму, A / мм^2 .

$$I_n = \frac{S_{\text{max}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}};$$

$$S_{\text{max}} = S_{\text{нагр.}} + S_{\text{транз.}};$$

$S_{\text{max}} = 49900 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ (максимальне навантаження за добовим графіком навантажень),

$S_{\text{транз}} = 45900 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ (транзитна потужність, що проходить через підстанцію, бо підстанція є прохідною).

$$I_n = \frac{49900}{\sqrt{3} \cdot 220} = 131 \text{ А}$$

$$q_e = \frac{131}{1,1} = 119 \text{ мм}^2.$$

Обираємо провід марки АС-240/32, яки проходить за економічною щільністю струму.

Перевіряємо провід за тривалим допустимим струмом:

$$I_{\text{нагр.мах}} < I_{\text{дон}} ;$$

$$I_{\text{нагр.мах}} = 1,5 \cdot I_{\text{н}}$$

$$I_{\text{нагр мах}} = 1,5 \cdot 131 = 196 \text{ A};$$

$$196 \text{ A} < 605 \text{ A}$$

Перевірка на термічна дія струмів короткого замикання не виконується, так як шини виконані голими проводами на відкритому повітрі.

3.2 Комутаційні апарати

Вимикач – електричний апарат, призначений для відключення і включення ланцюгів високої напруги в нормальних і аварійних режимах.

Вимикачі є одним з найбільш відповідальних апаратів в електричних установках. Вони повинні забезпечувати чітку роботу в будь-яких режимах, так як відмова вимикача може привести до розвитку аварії. Вимикач повинен за мінімальний час відключити ланцюг при короткому замиканні, він повинен мати достатню відключає здатністю, тобто надійно розривати струм КЗ. Вимикач повинен допускати якомога більшу кількість відключень без ревізій і ремонтів.

Максимальний струм на живильних ПЛ:

$$I_{\text{мах}} = 196 \text{ A}$$

Максимальний струм на секційному і вступному вимикачі ВРП 220 кВ:

$$I_{\max} = 0,5 \cdot \frac{S_{\text{НН}} + S_{\text{транс}} + S_{\text{СН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = 0,5 \cdot \frac{39800 + 45100 + 10,1}{\sqrt{3} \cdot 220} = 124,80 \text{ А}$$

Номинальний і максимальний струм в ланцюзі трансформатора ВРП 220 кВ:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НН}} + S_{\text{СН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot n_{\text{T}}} = \frac{39800 + 10,1}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 2} = 65,5 \text{ А}$$

$$I_{\max} = \frac{1,5 \cdot S_{\text{НОМ}}^{\text{ТР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ ВН}}} = \frac{1,5 + 63}{\sqrt{3} \cdot 220} = 169 \text{ А}$$

Максимальний струм в ланцюзі секційного вимикача на ВРП 110кВ:

$$I_{\max} = \frac{0,5 \cdot S_{\text{СН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{0,5 \cdot 10,1}{\sqrt{3} \cdot 110} = 26,5 \text{ кА}$$

Номинальний струм на ВРП110 кВ в ланцюзі ліній, що відходять:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{1,5 \cdot S_{\text{СН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot n} = \frac{1,5 \cdot 10,1}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 39,80 \text{ А}$$

тут 1,5 – коефіцієнт, що враховує нерівномірність навантаження фідерів, n - число фідерів

Максимальний струм ВРП 110 кВ в ланцюзі ліній, що відходять:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{1,5 \cdot S_{\text{СН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot (n - 1)} = \frac{1,5 \cdot 33440}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot (2 - 1)} = 79,6 \text{ А}$$

$$I_{\max, \text{транс}} = \frac{S_{\text{СН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{10,1}{1,73 \cdot 110} = 53,07 \text{ А}$$

Максимальний струм в ланцюзі секційного вимикача на РУ 35 кВ:

$$I_{\max} = \frac{0,5 \cdot S_{\text{НН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{0,5 \cdot 39800}{\sqrt{3} \cdot 35} = 328 \text{ А}$$

Номинальний струм ВРП 35 кВ в ланцюзі ліній, що відходять:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{1,5 \cdot S_{\text{НН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot n} = \frac{1,5 \cdot 39800}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 9} = 109 \text{ А}$$

де 1,5 – коефіцієнт враховує нерівномірність навантаження фідерів, n - число фідерів.

Максимальний струм ВРП 35 кВ в ланцюзі ліній, що відходять:

$$I_{\text{макс}} = \frac{1,5 \cdot S_{\text{НН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot n - 1} = \frac{1,5 \cdot 39800}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 8} = 123 \text{ А}$$

$$I_{\text{макс,транс}} = \frac{S_{\text{НН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{39800}{1,73 \cdot 35} = 657 \text{ А}$$

3.2.1. Вибір вимикачів. Обираємо для ВРУ 220 кВ вимикачі фірми Сіменс ЗАР1FG -245 [15], каталожні дані якого наведено у табл. 3.1. ЗАР1FG -245 - триполюсною автоматичний компресійний вимикач у виконанні для зовнішньої установки, виробництва акціонерного товариства Siemens. Опорні ізолятори заповнені елегазом, який виконує функції ізоляції та дугогасного середовища, (рис.3.1).

У вимикачі ЗАР1FG -245 використаний самокомпресійний принцип гасіння дуги, що зробило можливим знизити необхідну для комутації енергію приводу. Пружинний привід з цільним компактним корпусом, який не вимагає техобслуговування, економічний і має тривалий термін служби. Гарантований рівень витоку елегазу нижче 0,5% на рік. Верхнє і нижнє значення температури навколишнього повітря + 40-50 0С.

Каталожні дані вимикачів високої напруги і розрахункові параметри мережі наведені й зіставлені в таблиці 3.2.

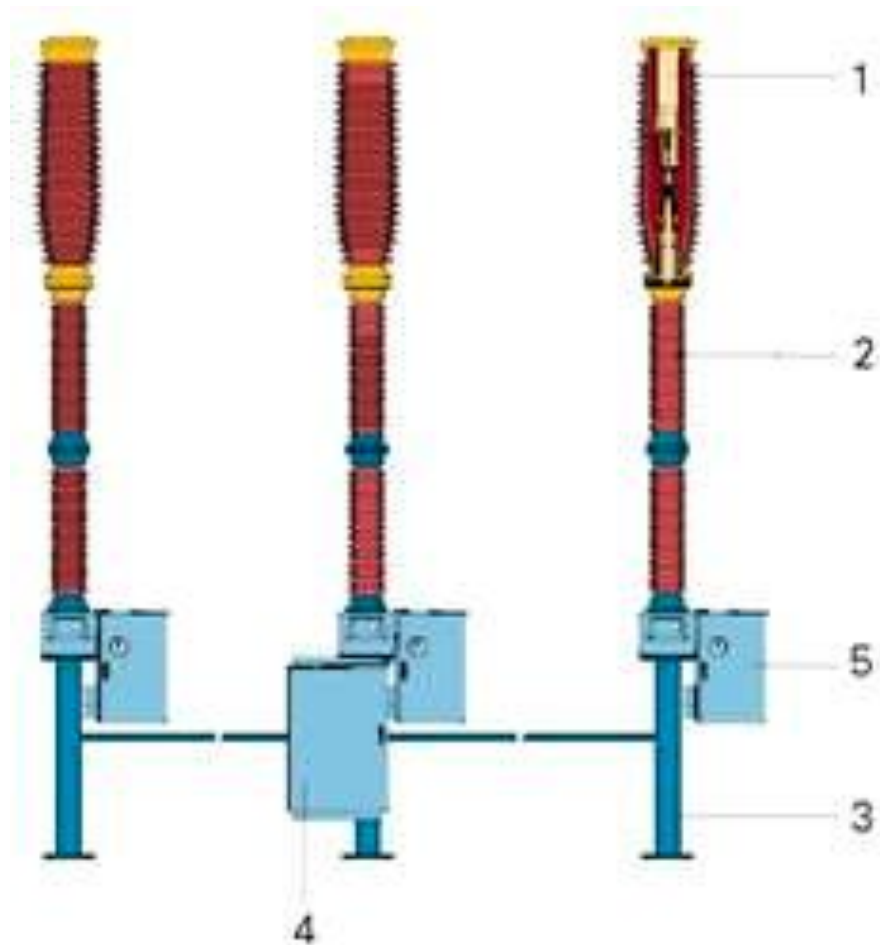


Рисунок 3.1 – Високовольтний вимикач ЗАР1FG -245:

1– дугогасна камера; 2 – опорний ізолятор; 3 – стійка;
4 – шафа управління; 5 – шафа з приводом

- перевірка по тривалому струму:

$$I_{\max} \leq I_{\text{ном}}$$

$$I_{\max} = 508 \text{ A}$$

$$196 \text{ A} < 4000 \text{ A}$$

- перевірка на електродинамічну стійкість

$$I_{\text{по}} \leq i_{\text{дин}}$$

$$2,228 \text{ кА} \leq 27,677 \text{ кА}$$

- перевірка на здатність, що відключає:
- по відключенню періодичної складової

$$I_{пт\ откл.ном.}$$

Таблиця 3.1– Параметри вимикача Siemens 3AP1FG -245

Номинальна напруга.	кВ	220
Найбільша робоча напруга	кВ	245
Номинальна короточасне змінна напруга 1 хв.	кВ	460
Номинальну напругу грозового імпульсу 1,2 / 50 мкс	кВ	1050
Номинальний робочий струм до	А	4000
Номинальний струм термічної стійкості (1-3) з, до.	кА	50
Номинальний імпульс струму, до	кА	135
Номинальний струм відключення	кА	50
Номинальний струм вмикання при КЗ, до	кА	135
Час відмикання		3 періода
Частота	Гц	50/60
Тип приводу		Пружинний
Напруга керування	В, пост. струм.	48-250
Напруга двигуна		48-250
При використанні змінного струму		120-240
Ізоляційна відстань фаза / земля	мм	2200
Ділянка перемикавання	мм	1900
Мінімальний струм змінного розряду фаза / земля	мм	6150
Ділянка перемикавання	мм	6125
Габарити: висота	мм	6570
Довжина	мм	6640
ширина	мм	880
Між полюсна відстань	мм	2800
Маса вимикача	кг	2940
Середній ремонт через років		25

Таблиця 3.2 – Вибір вимикачів на боці 220 кВ

Розрахункові данні	Табличні данні	Умови вибору
$U_{уст}=220$ кВ	$U_{ном}=220$ кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{маx л}=196$ А	$I_{ном}=4000$ А	$I_{маx} \leq I_{ном}$
$I_{маx св}=173,05$ А		
$I_{маx т}=109$ А		
$i_{уд}=27,677$ кА	$i_{дін}=135$ кА	$i_{дін} \geq i_{уд}$
$i_{ат}=3,660$ кА	$i_{аном}=31,05$ кА	$i_{аном} \geq i_{ат}$
$I_{по}^{(3)}=10376$ А	$I_{ном від}=50$ кА	$I_{ном від} \geq I_{по}^{(3)}$
$B_k=7,500$ кА ² · с	$B_{кном}=17,22$ кА ² · с	$B_{кном} \geq B_k$

Визначимо періодичну складову струму короткого замикання для заданого моменту τ .

В даному випадку енергосистема пов'язана з точкою короткого замикання безпосередньо, тобто незалежно від генераторів, то діюче значення періодичної складової струму короткого замикання від системи при трифазному короткому замиканні для будь-якого моменту часу можна вважати рівним:

$$I_{по}^{(3)} = I_{по}^{(3)} = const$$

- по відключенню аперіодичної складової

$$i_{ат.ном.}$$

Розрахунок аперіодичної складової струму короткого замикання для заданого моменту τ .

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{по}^{(3)} \cdot e^{-\tau/Ta}$$

де $-\tau=0,01+t_{в.ч.від}$;

$t_{в.ч.від}$ власний час відключення вимикача, с;

$$t_{с.в. \text{ откл}} = 0,03 \text{ сек}$$

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 2,228 \cdot e^{-\frac{0,04}{0,027}} = 4,616 \text{ кА}$$

$$i_{a \text{ ном}} = \left(\frac{\beta}{100}\right) \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.ном}}$$

де β – гранична процентний вміст аперіодичної складової в струмі відключення вимикача, визначена з графіка для часу $\tau = 0,05$ с.

$$i_{a \text{ ном}} = \left(\frac{45}{100}\right) \cdot \sqrt{2} \cdot 50 = 31,5 \text{ кА}$$

$$4,616 \text{ кА} < 31,5 \text{ кА}$$

- перевірка на термічну стійкість:

$$W_k \leq W_{\text{ном}}$$

$$W_{k \text{ ном}} = I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = 50^2 \cdot 3 = 7,500 \text{ кА} \cdot \text{с}$$

$t_{\text{від}}$ – найменший час від початку КЗ до моменту розмикання дугогасних контактів.

$t_{\text{пов}}$ – час повного відключення вимикача, с.

де $t_{\text{рз}}$ – час спрацьовування релейного захисту, для щаблі високої напруги приймаємо 1,5 сек.

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{пов}} = 1,5 + 0,05 = 1,55 \text{ сек}$$

$$W_k = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 2,228^2 \cdot (1,55 + 0,05) = 7,946 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

де T_a – постійна часу загасання аперіодичної складової струму короткого замикання (для РУ підвищеної напруги підстанції). $T_a = 0,05$ с.

$$7,500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 7,946 \text{ кА} \cdot \text{с}$$

Висновок: вхідні та секційні вимикачі ВРП 220 кВ приймається до установки.

Розрахунок вимикачів ВРП 110 кВ проводиться аналогічно, приймаємо вимикачі фірми Siemens ЗАР1FG -110 (табл.3,1).

Приймаємо для ВРП 110 кВ вимикачі фірми Siemens ЗАР1FG – 123 як вхідний, секційний, так і для ЛЕП, що відходять[15].

Всі розрахункові дані зведені в табл. 3.3.

Таблиця 3.3 – Вибір вимикачів на стороні 110 кВ

Розрахункові данні	Табличні данні	Умови вибору
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{мах} = 26,5 \text{ А}$	$I_{ном} = 4000 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{мах,дин}$
$I_{мах,дин} = 79,6 \text{ А}$		
$I_{мах,гр} = 53,07$	$I_{ном} = 4000 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{мах,гр}$
$i_{уст} = 4,309$	$i_{дин} = 108 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уст}$
$I_{но}^{(3)} = 2,228$	$I_{ном,від} = 40000 \text{ кА}$	$I_{ном,від} \geq I_{но}^{(3)}$
$B_k = 7,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{кном} = 480 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{кном} \geq B_k$

Висновок: вимикачі приймається до установки.

Вибір вимикачів на ВРП 35к В для ВРП-35 кВ. Передбачаємо до установки елегазові вимикачі Siemens типу ЗАР1FG -35[15] на лінії, що відходять, секційних вимикачах, для введення трансформатора.

Каталожні дані вимикачів високої напруги і розрахункові параметри мережі наведені і зіставлені в таблиці 3.4.

Таблиця 3.4 – Вибір вимикачів на стороні 35 кВ

Розрахункові данні	Табличні данні	Умови вибору
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{мах} = 328 \text{ А}$	$I_{ном} = 4000 \text{ А}$	
$I_{максв.} = 123,05 \text{ А}$		
$I_{мах,г} = 657 \text{ А}$	$I_{ном} = 4000 \text{ А}$	$I_{мах} \leq I_{ном}$
$i_{уд} = 4,675 \text{ кА}$	$i_{дин} = 108 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$I_{но}^{(3)} = 1,757 \text{ кА}$	$I_{ном,від} = 50 \text{ кА}$	$I_{ном,від} \geq I_{но}^{(3)}$
$B_k = 5,439 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{кном} = 320 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{кном} \geq B_k$

3.2.2. Вибір роз'єднувачів. Роз'єднувач – це комутаційний апарат, призначений для відключення і включення електричного кола без струму або з незначним струмом, який для забезпечення безпеки має між контактами, у відключеному положенні, ізоляційний проміжок. При ремонтних роботах роз'єднувачем створюється видимий розрив між частинами, що залишилися під напругою, і апаратами, виведеними в ремонт.

Роз'єднувачі можуть бути внутрішньої і зовнішньої установок. Заземлювальні ножі можуть бути розташовані з боку шарнірного або рознімного контакту або з обох сторін. Заземлювальні ножі мають механічне блокування, що не дозволяє включати їх при включених головних ножах.

Включення і відключення роз'єднувачів здійснюється електродвигунним приводом (ПДВ), що дозволяє виконувати ці операції дистанційно. Вибір роз'єднувачів проводиться: за напругою установки, за струмом, за конструкцією та способом установки. Їх перевіряють на електродинамічну стійкість. термічну стійкість. Приймаємо однакові роз'єднувачі двоколонкові горизонтально-поворотні марки DBF4-220 AE2[16], (рис.3.2).

Він складається з трьох окремих полюсів, з'єднаних між собою між полюсними тягами для передачі приводного моменту. До кожного полюсу центрального роз'єднувача може бути підключений заземлюючий роз'єднувач або заземлюючий роз'єднувач (заземлювальний ніж). Роз'єднувачі оснащуються приводним механізмом типу МА-622N.

Таблиця 3.5 – Вибір роз'єднувачів 220 кВ

Розрахункові данні	Табличні данні
$U_{уст}=220$ кВ	$U_{ном}=220$ кВ
$I_{мак}=169$ А	$I_{ном}=4000$ А
$i_y=5,957$ кА	$i_{дін}=108$ кА
$B_k=15,18$ кА ² ·с	$B_{кном}=4800$ кА ² ·с

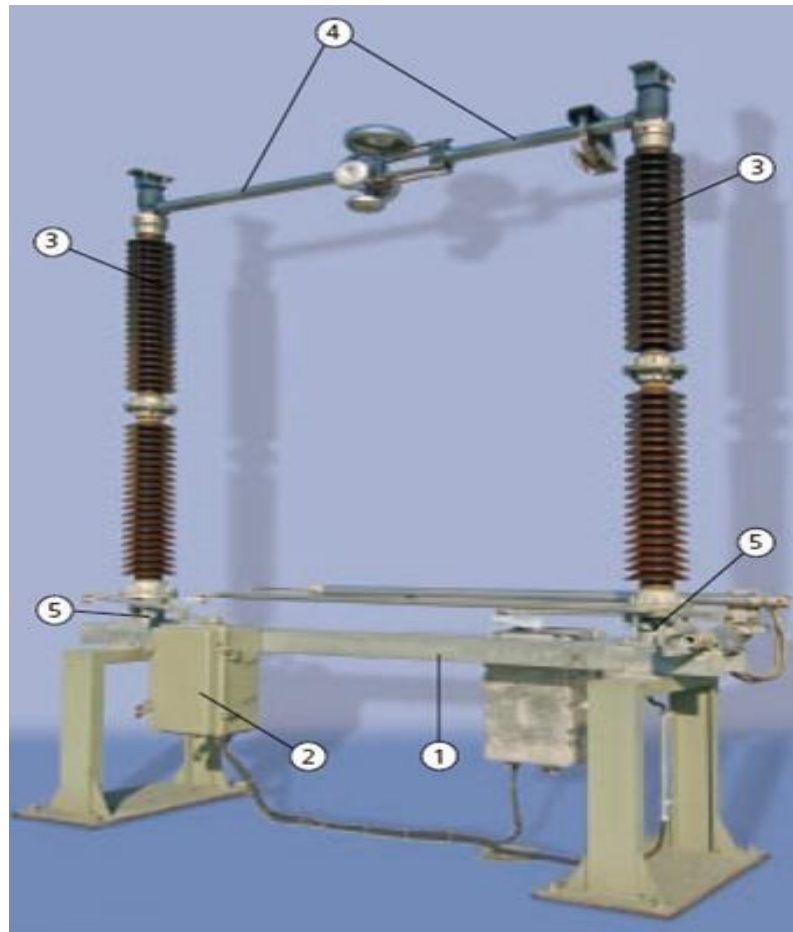


Рисунок 3.2 – Двоколонковий горизонтально-поворотний роз'єднувач DBF4-220 AE2: 1 – цоколь; 2 – електропривод; 3 – опорні ізолятори; 4 – контакти; 5 – поворотні механізми.

Вибір роз'єднувачів на стороні ВРП -110кВ. Приймаємо однакові роз'єднувачі двоколонкові горизонтально-поворотні марки DBF4 - 110 + AE2. Розрахуємо дані для головних ножів табл. 3.6.

Таблиця 3.6 – Вибір роз'єднувачів 110 кВ

Розрахункові данні	Табличні данні
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{мак} = 32,8 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$
$i_y = 4,67 \text{ кА}$	$i_{дін} = 31,5 \text{ кА}$
$B_k = 20,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{кном} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Вибір роз'єднувачів на стороні ВРП -35 кВ. Приймаємо однакові роз'єднувачі двоколонкові горизонтально-поворотні марки DBF4 - 35 + AE2. Розраховуємо дані для головних ножів таблиця 3.7

3.2.3 Вибір і перевірка вимірювальних трансформаторів. Вибір трансформаторів струму. Трансформатори струму призначені для зменшення первинного струму до значень, найбільш зручних для вимірювальних приладів і реле 5 А, рідше 1 або 2,5, а також для відділення ланцюгів управління і захисту від первинних ланцюгів високої напруги.

Таблиця 3.7 – Вибір роз'єднувачів 35 кВ

Розрахункові данні	Табличні данні
$U_{уст}=35$ кВ	$U_{ном}=35$ кВ
$I_{мак}=26,5$ А	$I_{ном}=2500$ А
$i_y=4,309$ кА	$i_{дін}=100$ кА
$B_k=14,638$ кА ² ·с	$B_{кном}=4800$ кА ² ·с

Трансформатори струму, що застосовуються в РУ, виконують одночасно роль прохідного ізолятора (ТПЛ, ТПОЛ), у комплектних РУ застосовуються опорно- прохідні (стрижневі) трансформатори струму - ТЛМ. ТПЛК, ТНЛМ, шинні - ТШЛ. У РП 35 кВ і вище - вбудовані, в залежності від типу РП і його напруги:

- за напругою $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- за струмом (первинному та вторинному) $I_{мак} \leq I_{ном}$;

При цьому слід мати на увазі, що номінальний вторинний струм 1А застосовується для РП 500 кВ і потужних РП 330 кВ, в інших випадках застосовують вторинний струм 5 А. Номінальний первинний струм повинен бути якомога ближче до розрахункового струму установки, так як недовантаження первинної обмотки трансформатора призводить до збільшення похибок.

Обраний трансформатор струму перевіряють на динамічну і термічну стійкість до струмів короткого замикання. Крім цього трансформатори струму підбирають за класом точності, який повинен відповідати класу точності приладів, що підключаються до вторинного ланцюга вимірювального трансформатора струму (ВТТ). Щоб трансформатор струму забезпечив задану точність вимірювань, потужність підключених до нього приладів не повинна бути вище номінального вторинного навантаження, зазначеного у паспорті трансформатора струму.

$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$. Індуктивний опір струмових ланцюгів малий, тому $r_2 \approx r_{\text{ном}}$ трансформатори струму перевіряються за вторинним навантаженням:

$$r_2 \leq r_{\text{ном}}$$

$$r_2 = r_{\text{прил}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{к}}$$

де $r_{\text{прил}}$ – опір приладів;

$r_{\text{к}}$ – перехідний опір контактів.

$r_{\text{пров}}$ – опір з'єднувальних проводів.

$$r_{\text{прил}} = \frac{S_{\text{прил}}}{I_{\text{ном}}^2}$$

де $S_{\text{прил}}$ – потужність, споживана приладами.

Визначається перетин сполучних проводів:

$$q = \rho \cdot l / r_{\text{пров}},$$

де ρ – питомий опір матеріалу проводу ($\rho = 0,0283 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$ – дроти з алюмінієвими жилами, $\rho = 0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$ – дроти з мідними жилами);

l – відстані від трансформаторів струму до приладів. Вибір трансформаторів струму на стороні ОРП.

Виберемо трансформатори струму для високовольтних вводів, що відходять ліній і обхідних вимикачів на ВРП 220 кВ. Вибір трансформатора струму зведено до табл. 3.8

Таблиця 3.8 – Вторинне навантаження трансформатора струму

Вимірювальний прилад	Тип	Навантаження по фазах В·А		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	1.5	1.5	1.5
Ватметр	Д-335	-	0.5	0.5
Варметр	Д-335	-	0.5	0.5
Лічильник енергії	EA05RL	2	-	2
Разом		3.5	2.5	4.5

Приймаємо ТТ фірми Siemens SASSF6-220 [17], зовнішній вигляд якого показано на рис.3.3. SAS – конструкція головчаного типу, F6 – основна ізоляція (елегаз), зовнішня ізоляція (полімер).

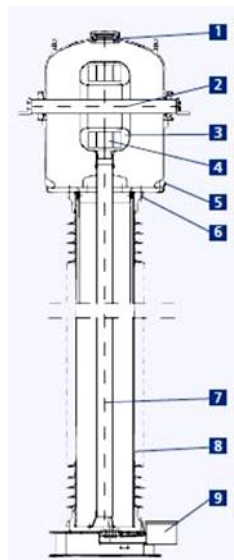


Рисунок 3.3 – Трансформатор струму Siemens SASSF6-220:

1 – запобіжний клапан; 2 – первинна обмотка; 3 – кожух вторинних обмоток; 4 – кожух головної частини; 5 – фланець; 6 – вивідна труба; 7 – полімерна покришка; 8 – коробка виводів.

$$r_{\text{прил}} = 4,5/5^2 = 0,18.$$

$$r_{\text{к}} = 0,1 \text{ Ом при кількості приладів } \geq 3.$$

$$r_{\text{пров}} = z_{2\text{ном}} - r_{\text{прил}} - r_{\text{к}} = 1,2 - 0,18 - 0,1 = 0,92 \text{ Ом.}$$

$$l = 150 \text{ м -ВРП 220 кВ}$$

$$q = 0,175 \cdot 150 / 0,92 = 2,8 \text{ мм}^2$$

За умовами міцності приймаємо $q = 4 \text{ мм}^2$ і уточнюємо вторинне навантаження:

$$r_{\text{пров}} = \rho \cdot l / q = 0,175 \cdot 150 / 4 = 0,66$$

$$r_2 = r_{\text{прил}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{к}} = 0,18 + 0,66 + 0,1 = 0,94$$

Вибір трансформатора струму зведено до табл. 3.9

Таблиця 3.9 – Вибір трансформатора струму

Умови перевірки	Розрахункові данні	Паспортні данні
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	220 кВ	220 кВ
$I_{\text{мак}} \leq I_{\text{ном}}$	196 А	600 А
$I_{\text{дін}} \geq i_{\text{уд}}$	5,975 кА	25 кА
$B_{\text{кном}} \geq B_{\text{к}}$	7,500 кА ² с	1875 кА ² с
$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$	0,94 Ом	1,2 Ом

Приймаємо ТТ фірми Siemens SASSF6 -220. Обраний трансформатор струму відповідають вимогам динамічної та термічної стійкості. Виберемо трансформатори струму для секційних вимикачів і ліній, що відходять на трансформатор.

У таблиці 3.10 вторинне навантаження трансформатора струму для секційних вимикачів і ліній для трансформаторів від ВРП 220кВ

Таблиця 3.10 – Вторинне навантаження трансформатора струму

Вимірювальний прилад	Тип	Навантаження по фазах, В А		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	1,5	1,5	1,5
Разом	-	1,5	1,5	1,5

Приймаємо трансформатор струму фірми Siemens марки SASSF6-220

$$r_{\text{прил}} = 1,5/5^2 = 0,06 \text{ Ом.}$$

$$R_k = 0,05 \text{ Ом при кількості приладів } \geq 3.$$

$$r_{\text{пров}} = z_{2\text{ном}} - r_{\text{прил}} - r_k = 1,2 - 0,66 - 0,05 = 1,09 \text{ Ом.}$$

$$l = 150 \text{ м - ВРП 220 кВ}$$

$$q = 0,175 \cdot 150 / 1,09 = 2,4 \text{ мм}^2.$$

За умовами механічної міцності переріз повинен бути не менше 4 мм^2 для проводів з мідними жилами. Як сполучними проводами приймаємо контрольний кабель КРВГ з мідними жилами перетином 4 мм^2 .

Вибір трансформатора струму зводиться до табл. 3.13.

Таблиця 3.13 – Вибір трансформатора струму

Умови перевірки	Розрахункові данні	Паспортні данні
$U_{\text{вст}} \leq U_{\text{ном}}$	110кВ	110кВ
$I_{\text{мак}} \leq I_{\text{ном}}$	79,6 А	1500 А
$I_{\text{дін}} \geq i_{\text{вд}}$	4,309 кА	31 кА
$B_{\text{кном}} \geq B_k$	7,800 кА ² с	43200 кА ² с
$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$	1,6 Ом	1,7 Ом

Обраний трансформатор струму відповідають вимогам динамічної та термічної стійкості.

Вибір трансформаторів струму на стороні ВРП 35 кВ. У таблиці 3.13 вторинне навантаження трансформатора струму.

Таблиця 3.13 – Вторинне навантаження трансформатора струму

Вимірювальний прилад	Тип	Навантаження по фазах, В А		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	1,5	1,5	1,5
Ватметр	Д -335	-	0,5	0,5
Варметр	Д -335	-	0,5	0,5
Лічильник енергії	ЕА05RL	2	-	2
Разом	-	3,5	2,5	4,5

Приймаємо трансформатор струму фірми Сіменс марки SASSF6-35-50-5000.

$$r_{\text{прил}} = 3,5/5^2 = 0,14 \text{ Ом.}$$

$$r_{\text{к}} = 0,1 \text{ Ом при кількості приладів } \geq 3.$$

$$r_{\text{пров}} = z_{2\text{ном}} - r_{\text{прил}} - r_{\text{к}} = 1,0 - 0,14 - 0,1 = 0,76 \text{ Ом.}$$

$$l = 150 \text{ м – ВРП 35 кВ}$$

$$q = 0,0283 \cdot 150 / 0,76 = 2,79 \text{ мм}^2.$$

За умовами механічної міцності переріз повинен бути не менше 4 мм^2 для проводів з мідними жилами. Як сполучними проводами приймаємо контрольний кабель КРВГ з мідними жилами перетином 4 мм^2 .

Вибір трансформатора струму зводиться до табл. 3.14.

Таблиця 3.14 – Вибір трансформатора струму

Умови перевірки	Розрахункові данні	Паспортні данні
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	35кВ	35кВ
$I_{\text{мак}} \leq I_{\text{ном}}$	328 А	1500 А
$I_{\text{дін}} \geq i_{\text{уд}}$	4,675 кА	25 кА
$B_{\text{кном}} \geq B_{\text{к}}$	5,439 кА ² с	43200 кА ² с
$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$	0,76 Ом	1,2 Ом

Обраний трансформатор струму відповідають вимогам динамічної та термічної стійкості.

Вибір і перевірка вимірювальних трансформаторів напруги.

Трансформатор напруги призначений для зниження високої напруги до стандартного значення 100 або $100\sqrt{3}$ В і для відділення ланцюгів вимірювання та релейного захисту від первинних ланцюгів високої напруги. Залежно від призначення можуть застосовуватися трансформатори напруги з різними схемами з'єднання обмоток.

Трансформатори напруги вибираються:

- 1) за напругою: $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$;
- 2) за конструкцією і схемою з'єднання обмоток;
- 3) за класом точності (в залежності від класів точності приладів, що підключаються);

Трансформатори напруги перевіряються за вторинним навантаженням:

$$S_{\Sigma 2} \leq S_{\text{ном}}$$

$$S_{\Sigma 2} = \sqrt{\Sigma Q^2 + \Sigma P^2}$$

де $S_{\text{ном}}$ – номінальна потужність трансформатора напруги в обраному класі точності;

$S_{\Sigma 2}$ – навантаження всіх вимірювальних приладів і реле, приєднаних до трансформатора напруги, В·А;

Якщо вторинне навантаження перевищує номінальну потужність трансформатора напруги в обраному класі точності, то встановлюють другий трансформатор напруги і частина приладів приєднують до нього. Перетин проводів в ланцюгах трансформаторів напруги визначається по допустимій втраті напруги.

Для спрощення розрахунків під час проектуванні можна приймати перетин проводів за умовою механічної міцності: 1,5 мм² для мідних жил і 2,5 мм² для алюмінієвих.

При виборі марки трансформатора напруги слід орієнтуватися на ті, трансформатори, які встановлюється в комірках обраного типу, а вже потім, виписавши їх каталожні дані, проводити перевірку за всіма параметрами. На дію струмів короткого замикання трансформатори напруги не перевіряються.

Вибір трансформаторів напруги на стороні ВН.

У ВРП 220кВ приймаємо до установки SVSSF6- 220[17].

Вторинне навантаження трансформатора напруги зводиться до таблиці 3.15.

Таблиця 3.15 – Вторинне навантаження трансформатора напруги

Найменування приладу	Тип	Потужність однієї обмотки, В·А	Число котушок	cosφ	sin φ	Число приладів	Загальна споживана потужність	
							P, Вт.	Q, вар,
Вольтметр	Э-335	2,0	1	1	0	3	6	-
Ватметр	Д-335	1,5	2	1	0	5	15	-
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	5	15	-
Региструючий вольтметр	Н-393	1,5	2			5	15	
Фіксатор імпульсної дії	ФІП	3,0	-	1		5	15	
Лічильник енергії	EA05RL-P1-B-3	2.0	3	0	1	5	30	0
Загалом:	-	-	-	-	-	-	96	0

Вторинне навантаження трансформатора визначається за формулою:

$$S_{\Sigma 2} = \sqrt{96^2 + 0} = 96 \text{ В}\cdot\text{А}$$

Вторинне навантаження трансформатора напруги зводиться в таблицю 3.16.

Таблиця 3.16 – Вторинне навантаження трансформатора напруги

Умови перевірки	Розрахункові данні	Паспортні данні
Клас точності	0,5	0,5
$U_{уст} U_{ном}$	220кВ	220кВ
$S_{2\Sigma} \leq S_{2н\Sigma}$	96 В·А	400 В·А

Остаточо приймаємо SVSSF6- 220.

Вибір трансформаторів напруги на стороні ВРП110 кВ.

У ВРП 110 кВ приймаємо до установки ТЕМР- 110.

Вторинне навантаження трансформатора напруги зводиться до табл. 3.17.

Таблиця 3.17– Вторинне навантаження трансформатора напруги

Найменування приладу	Тип	Потужність однієї обмотки, В·А	Число котушок	cosφ	sin φ	Число приладів	Загальна споживана потужність	
							P, Вт.	Q, вар,
Вольтметр	Э-335	2,0	1	1	0	3	6	-
Ватметр	Д-335	1,5	2	1	0	5	15	-
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	5	15	-
Региструючий вольтметр	Н-393	1,5	2			5	15	
Фіксатор імпульсної дії	ФІП	3,0	-	1		5	15	
Лічильник енергії	ЕА05RL-Р1-В-3	2.0	3	0	1	5	30	0
Загалом:	-	-	-	-	-	-	96	0

Вторинне навантаження трансформатора визначається за формулою:

$$S_{\Sigma 2} = \sqrt{96^2 + 0} = 96 \text{ В}\cdot\text{А}$$

Вторинне навантаження трансформатора напруги зводиться до табл. 3.18.

Таблиця 3.18– Вторинне навантаження трансформатора напруги

Умови перевірки	Розрахункові данні	Паспортні данні
Кластичності	0,5	0,5
$U_{\text{вст}} U_{\text{ном}}$	110кВ	110кВ
$S_{2\Sigma} \leq S_{2н\Sigma}$	96 В·А	400 В·А

Остаточно приймаємо SVSSF6- 110.

Вибір трансформаторів напруги на стороні ВРП 35 кВ

Вторинне навантаження трансформатора напруги зводиться до табл. 3.19.

Таблиця 3.19– Вторинне навантаження трансформатора напруги

Найменування приладу	Тип	Потужність однієї обмотки, В·А	Число когуюшок	cosφ	sin φ	Число приладів	Загальна споживана потужність	
							P, Вт.	Q, вар,
Вольтметр	Э-335	2,0	1	1	0	3	6	-
Региструючий вольтметр	Н-393	1,5	2			5	15	
Лічильник енергії	EA05RL-P1-B-3	2.0	3	0	1	5	30	0
Загалом:	-	-	-	-	-	-	53	0

Вторинне навантаження трансформатора визначається за формулою:

$$S_{\Sigma 2} = \sqrt{53^2 + 0} = 53 \text{ В}\cdot\text{А}$$

Вторинне навантаження трансформатора напруги зводиться до табл. 3.20.

Таблиця 3.20 – Вторинне навантаження трансформатора напруги

Умови перевірки	Розрахункові данні	Паспортні данні
Клас точності	0,5	0,5
$U_{уст} U_{ном}$	35кВ	35кВ
$S_{2\Sigma} \leq S_{2н\Sigma}$	53 В·А	150 В·А

Остаточню приймаємо SVSSF6–35.

3.2.4. Вибір обмежувача перенапруг(ОПН). Обмежувачі призначені для захисту ізоляції електрообладнання змінного струму частотою 50 Гц електричних мереж напругою від 0,5 до 500 кВ від атмосферних і комутаційних перенапруг.

Умова вибору ОПН:

$$U_{роб} \geq U_{мер};$$

$$U_{\text{мер}} = 1,5 \cdot U_{\text{ном}};$$

$$U_{\text{роб}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном роб}};$$

де $U_{\text{роб}}$ – робоча напруга.

Прийmemo для ВРП 220 кВ ОПН 3EQ1-220[17] в полімерній ізоляції фірми Siemens для мереж середньої та високої напруги ВРП.

$$U_{\text{мер}} = 1,5 \cdot 220 = 253 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{роб}} = \sqrt{3} \cdot 253 = 288 \text{ кВ}.$$

Отже, ОПН -3EQ1 – перевірку пройшов. Зовнішній вигляд ОПН 3EQ1-220 показано на рис.3.4. Прийmemo для ВРП 110 кВ ОПН -3EQ1-123 фірми Siemens для мереж середньої та високої напруги ВРП.

$$U_{\text{мер}} = 1,5 \cdot 110 = 165 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{роб}} = \sqrt{3} \cdot 165 = 210 \text{ кВ}.$$

Отже ОПН -3EQ1-123 – перевірку пройшов.

Прийmemo для ВРП 35 кВ ОПН -3EQ1-123 фірми Siemens для мереж середньої та високої напруги ВРП.

$$U_{\text{мер}} = 1,5 \cdot 35 = 52,5 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{роб}} = \sqrt{3} \cdot 52,5 = 81,6 \text{ кВ}.$$

Отже, ОПН -3ЕК7-35 – перевірку пройшов.

3.2.5. Вибір жорстких і гнучких шин. Вибір струмопроводу на боці 220, 110, 35 кВ. Виберemo перетин дроту для гнучкої ошиновки ВРП 220 кВ.

1) Виберemo перетин за допустимим струмом:

Робочий струм в ланцюзі трансформатора $I_{\text{мах вл}} = 196 \text{ А}$ - прийmemo провід АС 240/32.

2) Перевірка обраного перетину на нагрів дроту:

$$I_{\text{ав}} = 2 \cdot I_{\text{мах вл}} = 2 \cdot 196 = 392 \text{ А}$$

$$I_{\text{доп}} = 605 \text{ А}$$

$$605 \text{ А} > 392 \text{ А}$$

3) Перевірка обраного перетину за умовою корони:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0$$

E – напруженість електричного поля біля поверхні проводу, кВ/см.

E_0 – наявність критичної напруженості електричного поля, кВ/см:

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

де m – коефіцієнт, що враховує шорсткості поверхні = 0,82.

r_0 – радіус повороту, см.

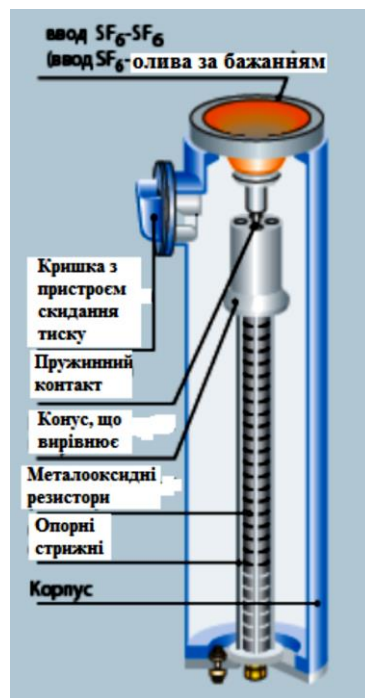


Рисунок 3.4 – Обмежувач перенапругЗЕQ1

Напруженість поля біля поверхні проводу:

$$E = r_0 \cdot l g \frac{0,354 \cdot U}{r_{ак}}$$

де D – міжфазна відстань, для лінії 220 кВ-1800мм; 110 кВ-100 мм; 35 кВ-400мм,

$r_{ек}$ – еквівалентний радіус повороту.

$$E_0 = 30,30 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{2,16}\right) = 29,82 \frac{\text{кВ}}{\text{см}}$$

$$E = 2,16 \cdot \lg \frac{\frac{0,354 \cdot 220}{1,26 \cdot 180}}{2,16} = 13,5 \text{ кВ/см}$$

$$1,07 \cdot 13,5 = 14,45 \frac{\text{кВ}}{\text{см}} < 0,9 \cdot 29,82 \text{ кВ/см}$$

4) Перевірка обраного перетину за механічним навантаженням:

$$F > F_{\text{мін}}^{\text{мех}}$$

$$240 \text{ мм}^2 > 50 \text{ мм}^2$$

50 мм² – мінімальний переріз за умовою механічної міцності району за ожеледицею.

$$F_{\text{мін}} = \sqrt{B_k/C} = \sqrt{17,22/91} = 90 \text{ мм}^2.$$

Умову $F > F_{\text{мін}}$ – виконано.

5) Перевірка по термічному і електродинамічних дії струмів

Гнучкі дроти, по яких можливе протікання струму короткого замикання менше 20 кА на термічну й електродинамічну стійкість не перевіряються.

Всі умови виконуються. Остаточо приймаємо до установки гнучкі шини з сталалюмінієвих проводів АС-240

Аналогічно проведемо вибір жорстких і гнучких шин ВРП 110 кВ.

1) Виберемо перетин по допустимому току:

Робочий струм в ланцюзі трансформатора $I_{\text{махвл}} = 398 \text{ А}$ – приймемо провід АС 300/32.

2) Перевірка обраного перетину на нагрів дроту:

$$I_{ав} = 2 \cdot I_{\max \text{ вл}} = 2 \cdot 398 = 796 \text{ A}$$

$$I_{\text{доп}} = 1000 \text{ A}$$

$$1000 \text{ A} > 796 \text{ A}$$

3) Перевірка обраного перетину за умовою корони:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0$$

E – напруженість електричного поля біля поверхні проводу, кВ/см.

E_0 – наявність критичної напруженості електричного поля, кВ/см:

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

де m – коефіцієнт, що враховує шорсткості поверхні 0,82,

r_0 – радіус повороту, см.

Напруженість поля біля поверхні проводу:

$$E = r_0 \cdot \lg \frac{\frac{0,354 \cdot U}{D_{\text{ср}}}}{r_{\text{ак}}}$$

де D – міжфазна відстань, 220 кВ-1800мм; 110 кВ-100 мм; 35 кВ-400мм,

$r_{\text{ек}}$ – еквівалентний радіус повороту.

$$E_0 = 30,30 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{2,16}\right) = 28,82 \frac{\text{кВ}}{\text{см}}$$

$$E = 2,16 \cdot \lg \frac{\frac{0,354 \cdot 110}{1,26 \cdot 180}}{r_{\text{ак}}} = 10,5 \text{ кВ/см}$$

$$1,07 \cdot 10,5 = 11,23 \frac{\text{кВ}}{\text{см}} < 0,9 \cdot 28,82 = 25,93 \frac{\text{кВ}}{\text{см}}$$

4) Перевірка обраного перетину по механічному навантаженні:

$$F > F_{\text{мин}}^{\text{мех}}$$

$$300 \text{ мм}^2 > 50 \text{ мм}^2$$

50 мм² – мінімальний переріз за умовою механічної міцності району за ожеледицею.

$$F_{\text{мін}} = \sqrt{B_{\text{к}}/C} = \sqrt{48,05/91} = 52 \text{ мм}^2.$$

Умова $F > F_{\text{мін}}$ виконана.

5) Перевірка по термічному і електродинамічних дії струмів КЗ.

Гнучкі дроти, по яких можливе протікання струму короткогозамикання менше 20 кА на термічну і електродинамічну стійкість не перевіряються.

Аналогічно проведемо вибір жорстких і гнучких шин ВРП 35 кВ.

1) Виберемо перетин по допустимому току:

Робочий струм в ланцюзі трансформатора $I_{\text{максвл}} = 328 \text{ А}$ - прийемо провід АС 300/32

2) Перевірка обраного перетину на нагрів дроту:

$$I_{\text{ав}} = 2 \cdot I_{\text{максвл}} = 2 \cdot 328 = 656 \text{ А}$$

$$I_{\text{доп}} = 1000 \text{ А}$$

$$1000 \text{ А} > 656 \text{ А}$$

3) Перевірка обраного перетину за умовою корони:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0$$

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

$$E = r_0 \cdot \lg \frac{0,354 \cdot U}{D_{\text{ср}}}$$

$$E_0 = 30,30 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{2,16}\right) = 28,82 \frac{\text{кВ}}{\text{см}}$$

$$E = 2,16 \cdot \lg \frac{0,354 \cdot 110}{2,16} = 4,19 \text{ кВ/см}$$

$$1,07 \cdot 4,19 = 4,49 \frac{\text{кВ}}{\text{см}} < 0,9 \cdot 28,82 = 25,34 \frac{\text{кВ}}{\text{см}}$$

4) Перевірка обраного перетину по механічному навантаженні:

$$F > F_{\text{мін}}^{\text{мех}}$$

$$300 \text{ мм}^2 > 50 \text{ мм}^2.$$

50 мм² – мінімальний переріз за умовою механічної міцності району за ожеледдю.

$$F_{\text{мін}} = \sqrt{B_k/C} = \sqrt{32/91} = 35 \text{ мм}^2.$$

Умова $F > F_{\text{мін}}$ виконана.

5) Перевірка по термічному і електродинамічних дії струмів.

Гнучкі дроти, по яких можливе протікання струму короткого замикання менше 20 кА термічну і електродинамічну стійкість не перевіряються.

3.3 Власні потреби підстанції

Склад споживачів власних потреб підстанції (ВП) залежить від потужності трансформаторів, конструктивного виконання підстанції, наявності синхронних компенсаторів, типу електрообладнання, способу обслуговування та виду оперативного струму.

Найменша кількість споживачів ВП на підстанціях, виконаних за спрощеними схемами, без синхронних компенсаторів - це електродвигуни обдування трансформаторів, обігріву приводів шаф КРУН, а також освітлення підстанції.

Найбільш відповідальними споживачами ВП підстанції є оперативні ланцюги, система зв'язку, телемеханіки, система охолодження трансформаторів.

Потужність споживачів ВП невелика, тому вони приєднуються до мережі 380/220В, яка отримує живлення від понижувальних

трансформаторів.

Потужність трансформаторів ВН вибирається за навантаженням ВН з урахуванням коефіцієнта завантаження і одночасності, при цьому окремо враховується літнє та зимове навантаження, а також навантаження в період ремонтних робіт на підстанції. У табл. 3.21 представлені навантаження ВН.

Навантаження ВН підстанції визначається як за встановленою потужністю із застосуванням $\cos\varphi = 0,85$ і підраховують за формулою:

$$S_{расч} = k_c \cdot \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2}, \quad (3.3)$$

де k_c – коефіцієнт попиту, враховує коефіцієнти одночасності й завантаження. В орієнтовних розрахунках можна прийняти $k_c = 0,8$.

Потужність трансформаторів вибирається з умови:

$$S_m \geq \frac{S_{расч}}{k_n}, \quad (3.4)$$

де k_n – коефіцієнт допустимого аварійного перевантаження, його можна прийняти рівним 1,4.

Схема підключення ТВП вибирається з умови надійного забезпечення відповідальних споживачів. Вибираємо схему живлення ВН із випрямленим змінним оперативним струмом. Трансформатори ВН приєднуються відпайкою до вводу головних трансформаторів. Таке включення забезпечує можливість пуску ВН незалежно від напруги в мережі 35 кВ.

Розрахункове навантаження при $k_c = 0,8$:

$$S_{расч} = 0,8 \cdot 148 \text{ кВ}\cdot\text{А} \sqrt{136^2 + 2,5^2}$$

Так як до установки передбачається два трансформатора власних потреб:

$$S_m \geq \frac{S_{расч}}{k_n} = \frac{148}{1,4} = 105 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

Таблиця 3.21– Навантаження власних потреб підстанції

Вид споживача	Встановлена потужність		$\cos\varphi$	$tg\varphi$	Навантаження	
	Одиниці , кВт *к-сть	Усього, кВт			$P_{уст}$, кВт	$Q_{уст}$, кВАр
Охолодження ТДТН-63000/220	-	3	0,85	0,62	3	2,55
Підогрів вимикачів і приводів	3x9	343	1	0	27	
Підогрів шаф КТПБ	1x18	18	1	0	18	
Підогрів приводів роз'єднувачів	0,6x10	6,0	1	0	6,0	
Опалення, освітлення, КТПБ с ОПУ		80	1	0	40	
Освітлення ВРП		10	1	0	40	
Інше		2	1		2	
Загалом					136	2,55

Приймаємо два трансформатора власних потреб КТПБ ТМГ- 25035/04.
Потужність кожного 250 кВ·А.

РОЗДІЛ 4

РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА АВТОМАТИКА

4.1 Аналіз і вибір мікропроцесорних засобів захисту систем електропостачання

В даний час більшість фірм виробників припиняють випуск електромеханічних реле і пристроїв і переходять на цифрову елементну базу. Перехід на нову елементну базу не призводить до зміни принципів релейного захисту та електроавтоматики, а тільки розширює її функціональні можливості, спрощує експлуатацію і знижує вартість. Саме з цих причин мікропроцесорні реле дуже швидко займають місце електромеханічних і мікроелектронних. Основними характеристиками мікропроцесорні захисти значно вище мікроелектронних, а тим більше електромеханічних. Так, потужність, споживана від вимірювальних трансформаторів струму і напруги, знаходиться на рівні 0,1- 0,5 ВА, апаратна похибка в межах 2-5%, коефіцієнт повернення вимірювальних органів становить 0,96-0,97 [18-24]. Світовими лідерами у виробництві релейного захисту та автоматики є європейські концерни SIEMENS. Спільним є все більший перехід на цифрову техніку. Цифровий захист цієї фірми, має високу вартість, яка втім, окупається його високими технічними характеристиками і багатофункціональністю.

4.2 Вибір релейного захисту та автоматики.

В процесі експлуатації електричних мереж і електроустановок

виникають пошкодження і аномальні режими роботи, що призводять до різкого збільшення струму і зниження напруги в елементах системи електропостачання[18 -24]. Особливо небезпечні короткі замикання.

У більшості випадків при КЗ виникає електрична дуга з високою температурою, яка призводить до руйнування електричних апаратів, ізоляторів і струмоведучих частин. Так як при КЗ до місця пошкодження притікає великі струми, то можливий перегрів непошкоджених струмоведучих частин, що викликає розвиток аварії.

Для забезпечення надійного електропостачання, запобігання руйнуванню устаткування електроустановок і збереження стійкої роботи елементів системи необхідні швидке відключення пошкодженої ділянки або елемента, а також ліквідація небезпечного аномального режиму. В основному для цих цілей використовують спеціальні автоматичні пристрої у вигляді релейного захисту, що відключає вимикачі.

При відключенні вимикачів електрична дуга в місці пошкодження гасне, проходження струму КЗ припиняється і відновлюється напруга на непошкодженій частині мережі.

При порушенні нормального режиму роботи іноді немає необхідності у відключенні електрообладнання, а досить дати попереджувальний сигнал обслуговуючому персоналу на підстанції; при його відсутності - обладнання автоматично відключається, але обов'язково з витримкою часу.

Одним з основних видів пошкоджень режимів є перевантаження, що представляють серйозну небезпеку для ізоляції електродвигунів, трансформаторів і генераторів. Захист від перевантажень здійснюється з витримкою часу більшою, ніж у захистів від КЗ. Захист від перевантажень в мережах не передбачено, так як в правильно спроектованій мережі перевантаження малоімовірні.

Таким чином, релейного захистом називають захист електричних установок від можливих пошкоджень і порушень режимів роботи, що здійснюється за допомогою автоматичних пристроїв. Основним

призначенням РЗ є виявлення місця пошкодження і швидке автоматичне відключення вимикачем пошкодженої ділянки або обладнання, а також виявлення порушення нормального режиму роботи з подальшою подачею попереджувального сигналу обслуговуючому персоналу або відключенням обладнання з витримкою часу.

Основні вимоги, що пред'являються до релейного захисту:

1) селективність

Селективність або вибірковість захисту називається здатність захисту відключати при КЗ тільки пошкоджену ділянку мережі;

2) швидкість дії

Відключення КЗ має проводитися з якомога більшою швидкістю для обмеження розмірів руйнування обладнання, підвищення ефективності автоматичного повторного включення ліній і збірних шин, зменшення тривалості зниження напруги у споживачів і збереження стійкості паралельної роботи генераторів, електростанцій і енергосистеми в цілому. Останнє з перерахованих умов є головним;

3) чутливість

Для того щоб захист реагував на відхилення від нормального режиму, які виникають при КЗ (збільшення струму, зниження напруги тощо.) він має мати певну чутливість в межах встановленої зони його дії.

Чутливість захисту прийнято характеризувати коефіцієнтом чутливості $k_{\text{ч}}$. Для захистів, що реагують на струм КЗ:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к. min}}}{I_{\text{с.з}}}, \quad (4.1)$$

де $I_{\text{к. min}}$ – мінімальний струм КЗ;

$I_{\text{с.з}}$ – найменший струм, при якому захист починає працювати (струм спрацьовування захисту);

4) надійність

Вимога надійності полягає в тому, що захист повинен безвідмовно працювати при КЗ, в межах встановленої для неї зони і не повинен працювати неправильно в режимах, при яких її робота не передбачається.

Обираємо пристрій диференційного захисту 7UT6[25-27]. Зовнішній вигляд пристрою показано на рис. 4.1.



Рисунок 4.1 – Пристрій диференційного захисту 7UT6

Ці пристрої можуть застосовуватися на нових і реконструйованих підстанціях розподільних мереж і промислових підприємств, в тому числі для заміни старих пристроїв РЗА і телемеханіки.

Пристрої виконують функції струмового захисту (в тому числі диференціального) для трансформаторів, синхронних компенсаторів, електродвигунів, генераторів, а також збірних шин.

На рис. 4.2 показано приклад підключення для високоомного диференційного захисту, на рис. 4.3 показано безпосереднє підключення до трансформатору з вимірювання струму, а на рис. 4.4 наведено схему використання пристрою для захисту збірних шин.

Живлення пристроїв 7UT6 може здійснюватися від джерела як постійного, так і змінного оперативного струму. Для живлення захистів в аварійних режимах є резервне джерело з живленням від струмових ланцюгів. Час спрацювання захистів при живленні тільки від струмових ланцюгів може збільшуватися не більше, ніж на 0,15с. ЖК індикатор на 16 розрядів і кнопки управління з індикаторами на передній панелі служать для контролю входних параметрів, параметрів роботи пристрою та зміни уставок і налаштувань.

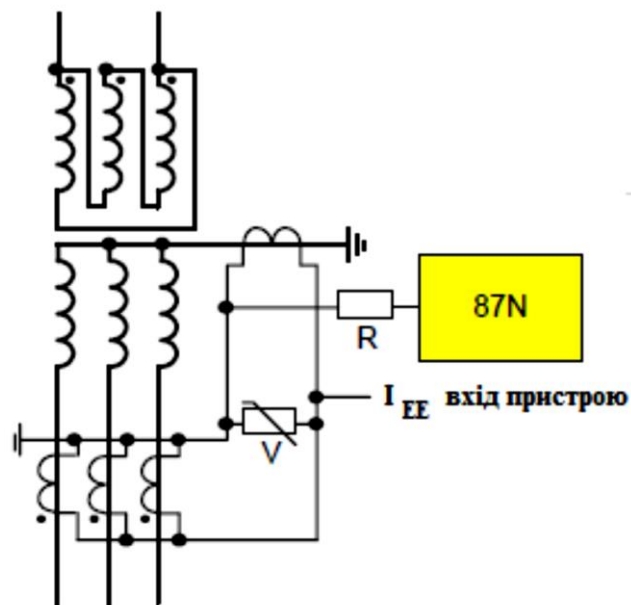


Рисунок 4.2 – Високоомний диференційний захист

Пристрій оснащується інтерфейсами RS-485 (протокол MODBUS RTU) і USB для передачі даних, контролю параметрів і зміни налаштувань і уставок. У складі пристрою передбачені журнал аварій, журнал подій і

цифровий осцилограф. Функції пристрою: 2-х ступінчастий диференціальний захист.

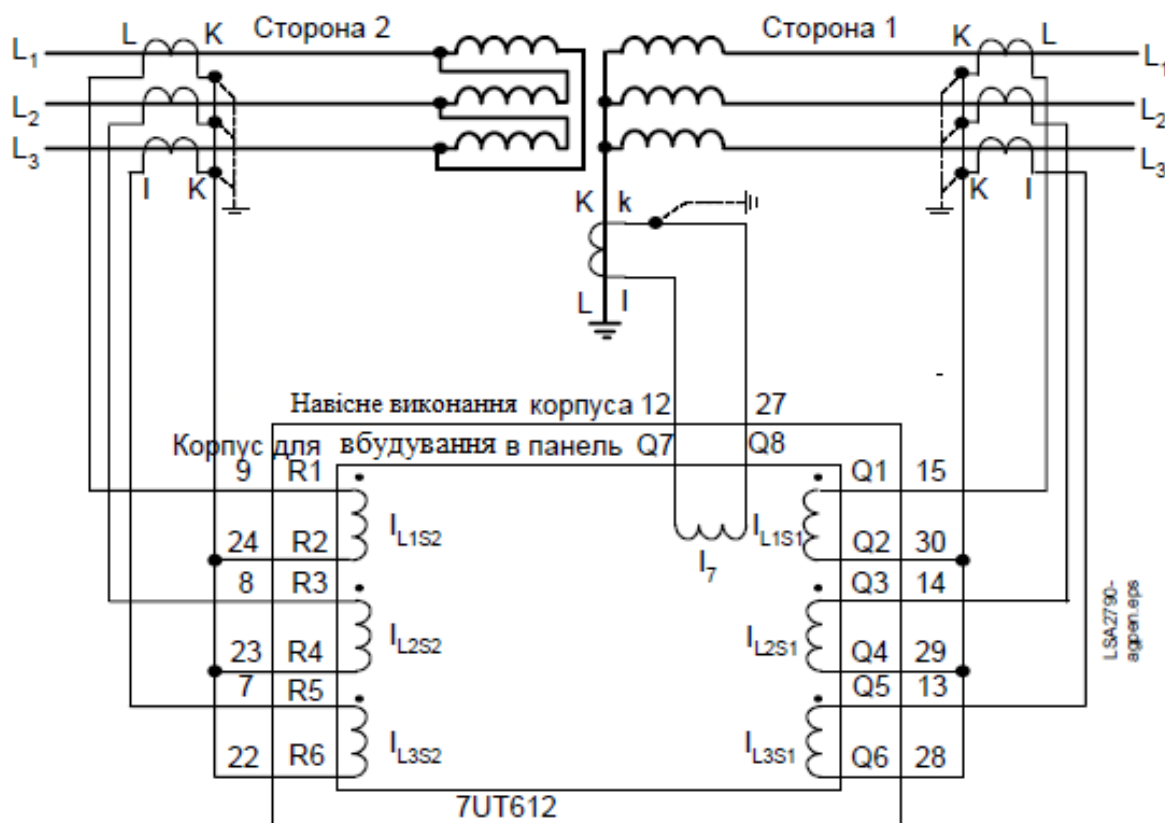


Рисунок 4.3 – Підключення до трансформатору

Пристрій оснащується інтерфейсами RS-485 (протокол MODBUS RTU) і USB для передачі даних, контролю параметрів і зміни налаштувань і уставок. У складі пристрою передбачені журнал аварій, журнал подій і цифровий осцилограф. Функції пристрою: 2-х ступінчастий диференціальний захист.

Перший ступінь – диференціальна відсічка (ДВ), другий ступінь – чутливий диференціальний захист з гальмуванням (ДСЗ); 4-х ступінчаста максимально-струмовий захист (МСЗ) з незалежною витримкою часу.

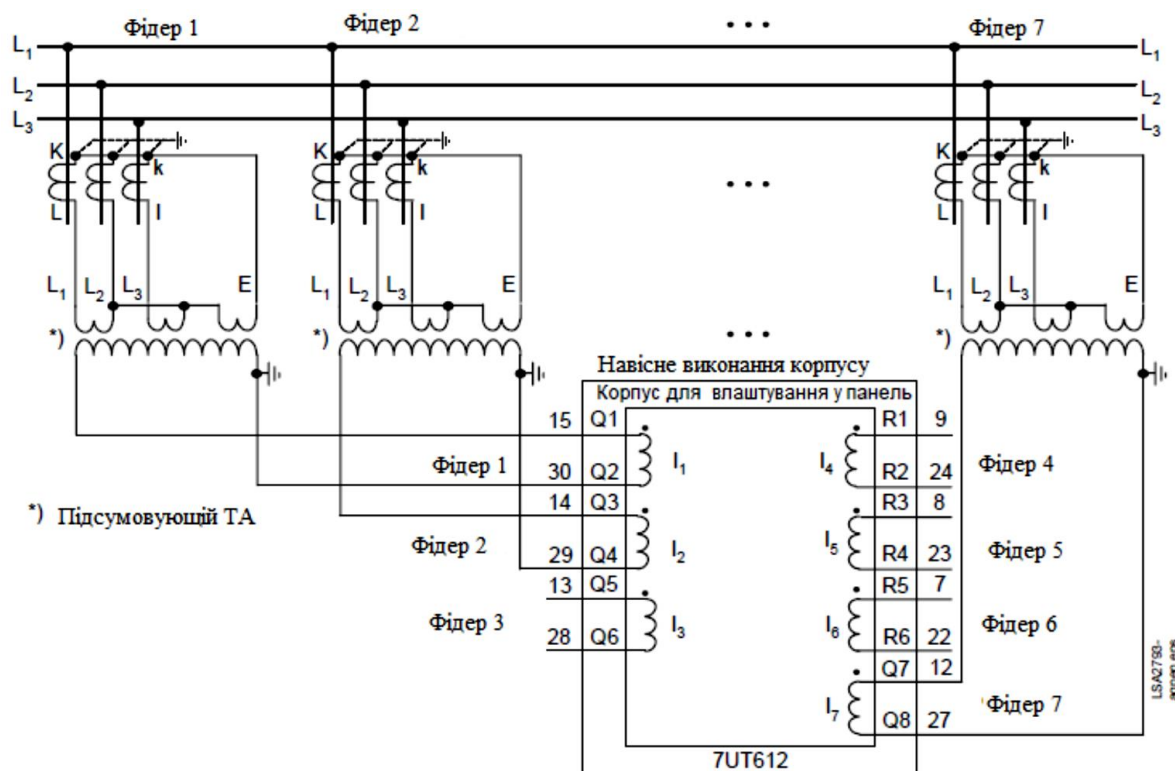


Рисунок 4.4 – Використання пристрою для захисту збірних шин

Функція МСЗ для кожного ступеня підключається до трансформаторів струму сторони ВН або НН силового трансформатора; для будь-якого ступеня МСЗ, ДВ і ДСЗ можливий режим з блокуванням від кидка намагнічує струму (БНТ); для будь-якого ступеня ДВ і ДСЗ можливий режим з блокуванням від перезбудження; пристрій може працювати з трансформаторами, що мають будь-яку групу сполук (0-11, задається уставкою); 2-х ступінчастий захист від несиметричного навантаження або обриву фаз за струмом зворотної послідовності з вибором сторони ВН або НН незалежно для кожного ступеня; 2-х ступінчастий спрямований захист від замикань на землю (ЗНЗ) за вимірним або розрахунковим струмом (незалежно для кожного ступеня) нульової послідовності $3I_0$ з пуском по

ЗУо; розрахунковий струм отримується шляхом векторного підсумовування трьох фазних струмів боку ВН; постійне вимірювання фазних струмів і індикація фактичних значень струму; запам'ятовування параметрів спрацьовування захисту і автоматики в журналі аварій для 100 подій (з фіксацією виду захисту, значення струму і часу спрацьовування); запам'ятовування параметрів зміни конфігурації в журналі подій для 200 подій; цифрове осцилографування із загальним часом запису 60с; індикація справності пристрою, спрацьовування захистів і стану дискретних входів; самодіагностика пристрою.

4.3 Розрахунок уставок захисту трансформатора із застосуванням пристрою Siemens 7UT6

Необхідно вибрати параметри налаштування пристрою 7UT6 для захисту трансформатора АТДТН-63000/220, зі схемою з'єднання обмоток Y/Δ-11:

- на стороні вищої напруги – зірка;
- на стороні середньої напруги – зірка;
- на стороні нижчої напруги – трикутник. Паспортні дані трансформатора:

- номінальна потужність трансформатора – 63 МВ · А

- номінальна напруга – 230/121/38,5 кВ.

- діапазон регулювання РПН $\pm 12 \cdot 1,0\%$.

Максимальне навантаження трансформатора – $S_{\text{нагр.max}} = 62 \text{ кВ} \cdot \text{А}$.
(Максимальне навантаження відповідно до добового графіка навантажень).
Максимальний час захистів ліній, що відходять від шин СН і НН трансформатора, $t_{\text{max}} = 1,7 \text{ с}$.

Струми короткого замикання в максимальному і мінімальному режимі

роботи енергосистеми на стороні 220 кВ (точка К1), 110 кВ (точка К2), 35 кВ (точка К3) при ведені в таблиці 4.1

Таблиця 4.1 – Струми короткого замикання для розрахунку уставок захистів трансформатора

Розрахунок струмів КЗ	Режим енергосистеми	Струм КЗ
На боці 220 кВ (К1)	Максимальний	$I_{K1MAX}^{(3)BH} = 2228 \text{ A}$
	Максимальний	$I_{K1MIN}^{(3)BH} = 2228 \text{ A}$
На боці 110 кВ (К2)	Максимальний	$I_{K2MAX}^{(3)CH} = 1620 \text{ A}$
	Максимальний	$I_{K2MIN}^{(3)CH} = 943 \text{ A}$
На боці 35 кВ (К3)	Максимальний	$I_{K3MAX}^{(3)HH} = 4675 \text{ A}$
	Максимальний	$I_{K3MIN}^{(3)HH} = 1619 \text{ A}$

На рис. 4.5 показано місце установки захисту трансформатора і точки пошкодження, в яких необхідно знати струми КЗ для розрахунку уставок захисту.

Через те, що захисти трансформатора підключені до трансформаторів струму, встановлених на стороні вищої напруги трансформатора, тому необхідно знати, які струми протікають по ним при пошкодженні на шинах нижчої напруги. Приведення струмів КЗ в точці К3, К2 до сторони ВН трансформатора виконується за формулою:

$$I_{K2}^{(3)BH} = \frac{I_{K2}^{(3)HH}}{k_T}, \quad (4.2)$$

де $I_{K2}^{(3)HH}$ – струм трифазного короткого замикання на шинах 110 кВ (в точці К2);

k_T – коефіцієнт трансформації силового трансформатора, що дорівнює відношенню номінальних напруг 230/38,5 кВ. Він приводить значення

струму короткого замикання, визначеного на ступені напруги 110 кВ, до ступеня напруги 220 кВ.

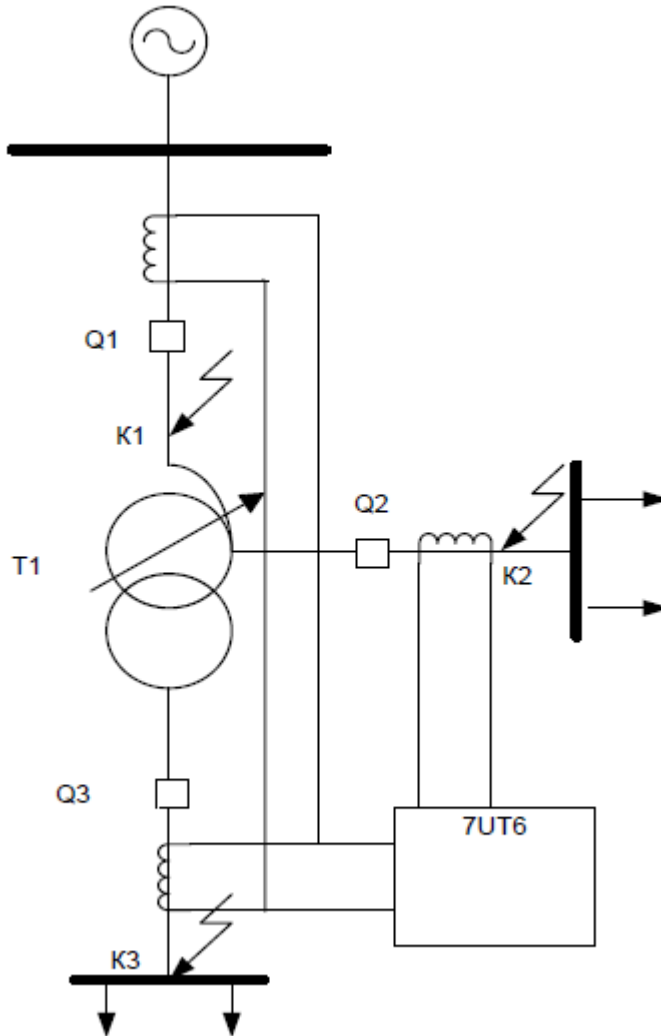


Рисунок 4.5 – Розташування точок КЗ для розрахунку уставок захистів трансформатора.

За формулою струм трифазного короткого замикання в максимальному режимі на шинах 110 і 35 кВ (точка К2, К3), приведений до сторони ВН трансформатора, дорівнює:

$$I_{K2MAX}^{(3)ВН} = \frac{1620}{230 / 120} = 852 \text{ A.}$$

$$I_{KЗМАХ}^{(3)СН} = \frac{1620}{230 / 38,5} = 294A.$$

4.4 Розрахунок уставок диференціального захисту трансформатора

Диференціальний захист трансформатора виконано із застосуванням пристрою 7УТ6. Для вибору його параметрів, спочатку необхідно вибрати коефіцієнти трансформації трансформаторів струму, що встановлюються на всіх сторонах трансформатора, які захищаються. Методика цього вибору приведена в таблиці 4.2.

При виборі струму спрацювання захисту необхідно забезпечити бездіяльність захисту в двох режимах роботи трансформатора, що захищається:

- при включенні трансформатора тільки з боку джерела живлення, коли у момент включення в живильній обмотці трансформатора з'являються значні кидки струму намагнічування. Для відбудови від кидка струму намагнічування при включенні трансформатора пристрій забезпечений фільтрами струму по другій і по п'ятій гармонікам. Рекомендована виробником уставка спрацювання – 20% від складової першої гармоніки диференціального струму.

- при трифазних КЗ поза зоною дії захисту (пошкодження на шинах нижчої напруги), коли через трансформатор проходить максимальний наскрізний струм зовнішнього короткого замикання. Це забезпечується використанням гальмівної характеристики у реле 7УТ6.

Гальмівна характеристика має постійний коефіцієнт гальмування.

Він обраний виходячи з умови відбудови від струмів небалансу при зовнішньому КЗ і граничних умовах:

- похибка трансформаторів струму: 10%;

- діапазон регулювання РПН трансформатором: 12%;
- похибка за рахунок не точного вирівнювання струмів в плечах захисту: 5%.

Таблиця 4.2 – Вибір трансформаторів струму на сторонах трансформатора, що захищаються

Найменування величини	Числове значення для сторін		
	ВН/230 кВ	СН/120кВ	СН/38,5кВ
Номінальний струм трансформатора АТДТН-63000/220, А	$I_{НОМ}^{ВН} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ1}}$ $I_{НОМ}^{ВН} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 158,4$	$I_{НОМ}^{СН} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ2}}$ $I_{НОМ}^{СН} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 120} = 300,4$	$I_{НОМ}^{СН} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ2}}$ $I_{НОМ}^{СН} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 945,4$
Схема з'єднання обмоток силового трансформатора	Y	Y	Δ
Коефіцієнт схеми ($K_{сх}$)	$\sqrt{3}$	$\sqrt{3}$	$\sqrt{3}$
Розрахунковий трансформації трансформатора струму	$K_{\Delta} = \frac{K_{сх} \cdot I_{НОМ}^{ВН}}{5}$ $K_{\Delta} = \frac{\sqrt{3} \cdot 158}{5} = 54$	$K_{Y} = \frac{K_{сх} \cdot I_{НОМ}^{СН}}{5}$ $K_{\Delta} = \frac{\sqrt{3} \cdot 300}{5} = 104$	$K_{Y} = \frac{K_{сх} \cdot I_{НОМ}^{СН}}{5}$ $K_{\Delta} = \frac{\sqrt{3} \cdot 945}{5} = 327$
Прийнятий коефіцієнт трансформації трансформатора струму	$K_{ТТ.ВН} = \frac{200}{5}$	$K_{ТТ.СН} = \frac{400}{5}$	$K_{ТТ.СН} = \frac{600}{5}$

Разом: $K_T = 1,5 \cdot (0,10 + 0,12 + 0,05) = 0,40$.

Гальмівна характеристика чутливої ступені диференційного захисту пристрою 7UT6 має постійний коефіцієнт гальмування, рівний 0,5.

Струм початку гальмування вибирається з міркувань не дії гальмування при номінальному струмі навантаження трансформатора. Так як трансформатори струму боку НН вибираються за номінальним струмом силового трансформатора, то при струмах навантаження, менших номінальних, в реле буде протікати вторинний струм менше 5 А. Для забезпечення не дії гальмування від струмів навантаження можна прийняти струм початку гальмування рівний $I_{гал} = 5,0$ А.

Розраховуються уставки:

- визначаються коефіцієнти вирівнювання за струмом для кожної зі сторін.

Для сторони ВН, де трансформатори струму збираються в трикутник, коефіцієнт вирівнювання визначається за формулою:

$$K_{B1} = \frac{I_{НОМ.ТТ.ВН}}{\sqrt{3} \cdot I_{НОМ.ТР.ВН}} \quad (4.3)$$

де $I_{НОМ.ТТ.ВН}$ - номінальний первинний струм трансформатора струму, встановленого з боку ВН трансформатора;

$I_{НОМ.ТР.ВН}$ - номінальний струм боку ВН силового трансформатора.

$$K_{B1} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 158} = 0,73,$$

приймаємо $K_{B1} = 0,73$.

Для сторони СН, де трансформатори струму зібрані в зірку, коефіцієнт вирівнювання визначається:

$$K_{B2} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 300} = 0,76,$$

приймаємо $K_{B1} = 0,76$.

$$K_{B2} = \frac{600}{\sqrt{3} \cdot 945} = 0,36$$

приймаємо $K_{B2} = 0,36$.

- вибирається струм спрацьовування диференційного захисту та диференційної відсічки.

Вибирається уставка чутливої ступені у частках номінального струму трансформатора:

$$I_{\bullet CP}^{DT} = 0,5 - 1,0 \text{ від номінального струму трансформатора).}$$

Для трансформатора потужністю 63 МВ·А уставку чутливої ступені диференційного захисту в частках номінального струму трансформатора приймемо $I_{\bullet CP}^{DT} = 1,0$

Після вибору коефіцієнтів вирівнювання уставки за струмом визначаються за формулами:

$$I_{уст} = \frac{5 \cdot I_{\bullet CP}^{DT}}{K_{B1}}, \quad (4.5)$$

де 5 - номінальний вторинний струм трансформатора струму;

$I_{\bullet CP}^{DT}$ - уставка диференційного захисту в частках номінального струму трансформатора (Приймаємо рівним $0,5 \div 1,0$);

K_{B1} - коефіцієнт вирівнювання за струмом для ВН.

$$I_{уст} = \frac{5 \cdot I_{\bullet CP}^{DT}}{K_{B2}}, \quad (4.6)$$

$$I_{уст.ВН}^{DT} = \frac{5 \cdot 1,0}{0,73} = 6,8 \text{ А.}$$

Для забезпечення дійсної уставки спрацьовування захисту, не менше обраної раніше уставки, необхідно прийняти найближчу більшу уставку яку можна виставити в пристрої 7УТ6. Тому уставка струму спрацьовування захисту по стороні ВН приймається $I_{уст.ВН}^{DT} = 6 \text{ А.}$

$$I_{уст.сн}^{дг} = \frac{5 \cdot 1,0}{0,77} = 6,4 \text{ А.}$$

З міркувань, зазначених раніше, уставка струму спрацювання захисту з боку СН приймається $I_{уст.сн}^{дг} = 6 \text{ А.}$

$$I_{уст.нн}^{дг} = \frac{5 \cdot 1,0}{0,36} = 13,9 \text{ А.}$$

З міркувань, зазначених раніше, уставка струму спрацювання захисту з боку НН приймається $I_{уст.сн}^{дг} = 7,4 \text{ А.}$

Дійсний струм спрацювання чутливої ступені диференційного захисту буде дорівнювати:

$$I_{сз.вн}^{дг} = \frac{I_{уст.вн}^{дг} \cdot K_{т.вн}}{K_{сх.вн}}, \quad (4.7)$$

де $I_{уст.вн}^{дг}$ – струм установки спрацювання захисту на стороні ВН;

$K_{т.вн}$ – коефіцієнт трансформатора струму на стороні ВН;

$K_{сх.вн}$ – коефіцієнт схеми на стороні ВН.

$$I_{сз.вн}^{дг} = \frac{6,8 \cdot 100 / 5}{\sqrt{3}} = 158 \text{ А.}$$

Перевіримо коефіцієнт чутливості захисту при КЗ на стороні НН (в точці К2) при відсутності гальмування за формулою:

$$k_{ч} = \frac{I_{КЗ.мак}^{(2)}}{I_{сп.го}}, \quad (4.8)$$

де $I_{K3\min}^{(2)}$ – мінімальний струм двофазного КЗ в точці К2;

$I_{CP.TB}$ – струм спрацювання реле струмового відсічення.

За відомим значенням струму трифазного КЗ у мінімальному режимі в точці К2 і К3 знайдемо струм двофазного КЗ за формулою:

$$\begin{aligned} I_{K3}^{(2)} &= \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K3}^{(3)} \\ I_{K3}^{(2)} &= \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 857 = 73 \text{ A} \\ k_{\text{ч}} &= \frac{158}{73} = 2,1 > 2 \end{aligned} \quad (4.9)$$

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 294 = 25 \text{ A.}$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{158}{73} = 6,2 > 2$$

Звідси випливає, що чутливий ступень диференційного захисту пристрою 7УТ6 задовольняє вимогам за коефіцієнтом чутливості.

Грубий ступень диференційної відсічки відбудовується від кидка струму намагнічування за величиною установки струму спрацювання. Для середніх умов її струм спрацювання повинен бути рівний $(5 \div 6) \cdot I_{\text{ном.т-ра}}$.

Грубий ступень диференціальної відсічки не відбудовується за часом від кидка струму намагнічування трансформатора і повинна бути відбудована за струмом. Можна прийняти уставку за струмом рівний $5 \cdot I_{\text{ном.т-ра}}$ при напрузі 35 кВ або $6 \cdot I_{\text{ном.т-ра}}$ - при напрузі 110 кВ.

Тому уставка грубої ступені дифвідсічки в частках номінального струму трансформатора вибирається рівною $I_{\text{CP}}^{\text{ДП}} = 6,0$.

Вторинний струм спрацювання визначається за раніше наведеною формулою:

$$\begin{aligned} I_{\text{УСТ.ВН}}^{\text{ДО}} &= \frac{5 \cdot I_{\text{CP}}^{\text{ДО}}}{K_{B_1}}; \\ I_{\text{УСТ.ВН}}^{\text{ДО}} &= \frac{5 \cdot 6,0}{0,73} = 41 \text{ A.} \end{aligned} \quad (4.10)$$

На стороні ВН приймаємо найближчу більшу уставку, яку можна виставити в пристрої 7UT6- $I_{уст.ВН}^{до} = 41 \text{ А}$.

$$I_{уст.СН}^{до} = \frac{5 \cdot I_{\cdot СР}^{до}}{K_{ВЗ}}; \quad (4.11)$$

На стороні СН прийм $I_{уст.СН}^{до} = \frac{5 \cdot 6,0}{0,77} = 39 \text{ А}$. Її більшу уставку, яку можна виставити в пристрої 7UT6 – $I_{уст.СН}^{до} = 40 \text{ А}$

$$I_{уст.НН}^{до} = \frac{5 \cdot 6,0}{0,36} = 81 \text{ А}$$

На стороні НН приймаємо найближчу більшу уставку, яку можна виставити в пристрої 7UT6 – $I_{уст.НН}^{до} = 81 \text{ А}$.

Дійсний струм спрацьовування грубої ступені дифвідсічки буде дорівнювати:

$$I_{сз.ВН}^{до} = \frac{41 \cdot 200 / 5}{\sqrt{3}} = 947 \text{ А}$$

Перевіримо коефіцієнт чутливості дифвідсічки при КЗ на боці СН (в точці К1) за формулою (4.9).

За відомим значенням струму трифазного КЗ в мінімальному режимі в точці К1 знайдемо струм двофазного КЗ за формулою:

$$I_{К1 \min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1354 = 1171 \text{ А}$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{1171}{947} = 1.$$

Звідси випливає, що грубий ступень дифвідсічки пристрою 7UT6 задовольняє вимогам за коефіцієнтом чутливості.

Вибір часу спрацьовування дифзахисту та дифвідсічки.

У першому наближенні можна вважати, що при струмі спрацьовування, рівному 0,5 номінального струму трансформатора, витримку часу необхідно встановити близько 0,20 с, а при струмі спрацьовування, рівному номінальному – близько 0,10 с.

Тому уставку витримки часу спрацьовування дифзахисту та дифвідсічки приймемо такою, що дорівнює 0,10 с.

4.5 Розрахунок уставок струмової відсічки (МСЗ1) захисту трансформатора

Струмова відсічка в трифазному виконанні від всіх видів коротких замикань відбудовується від максимального струму зовнішнього короткого замикання за формулою:

$$I_{CB} \geq k_{\text{від}} \cdot I_{K3\text{max}}^{(3)}, \quad (4.12)$$

де $k_{\text{від}}$ – коефіцієнт відбудови, враховує помилку у визначенні струмів, і необхідний запас, приймаємо $k_{\text{від}} = 1,3$.

$I_{K3\text{max}}^{(3)}$ – максимальне значення періодичної складової струму в місці установки захисту при трифазному КЗ на стороні середнього і нижчого напруги.

Струм зовнішнього короткого замикання – це струм КЗ в точці К2, К3 приведений до сторони вищої напруги, в нашому прикладі він дорівнює:

$$I_{K2.\text{min}}^{(3)} = 852 \text{ A}, \quad I_{K3.\text{min}}^{(3)} = 294 \text{ A}.$$

$$I_{\text{ГОСН}} \geq 1,3 \cdot 8,52 = 1075 \text{ A}.$$

$$I_{\text{ГОНН}} \geq 1,3 \cdot 294 = 382 \text{ A}.$$

Струмова відсічка виконується за трирелейною схемою зі з'єднанням трансформаторів струму в зірку. Струм спрацьовування реле струмової відсічки (МС31) дорівнює:

$$I_{cn.cb} \geq \frac{I_{cb} \cdot K_{CX}}{K_{TT.BH}} \quad (4.13)$$

де I_{cb} – струм струмової відсічки;

$K_{TT.BH}$ – коефіцієнт трансформатора струму на стороні ВН;

K_{CX} – коефіцієнт схеми трансформатора струму на стороні ВН.

$$I_{cn.cb} = \frac{1108 \cdot \sqrt{3}}{100/5} = 47 \text{ A.}$$

Струм спрацьовування реле струмового відсічення може змінюватися від 2,0 до 60,0 А з кроком 0,1 тому за струм установки струмової відсічки приймаємо найближчий більший струм, який можна виставити в пристрої 7УТ6. Приймаємо $I_{cn.cb} = 47 \text{ A}$.

У подальшому необхідно розрахувати дійсний струм спрацьовування струмової відсічки за формулою:

$$I_{cb} = \frac{I_{cn.cb} \cdot K_{TT.BH}}{K_{CX}}; (4.14)$$

$$I_{cb} = \frac{47 \cdot 200/5}{\sqrt{3}} = 1108 \text{ A.}$$

Для перевірки чутливості необхідно знати двофазний струм короткого замикання на виводах 220 кВ трансформатора в мінімальному режимі роботи енергосистеми.

За відомим значенням струму трифазного КЗ у мінімальному режимі в точці К1 знайдемо струм двофазного КЗ за формулою:

$$I_{K1\min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1354 = 1171 \text{ A.}$$

Перевіримо коефіцієнт чутливості струмового відсічення при КЗ на стороні ВН (в точці К1) за формулою:

$$k_{\text{ч}} = \frac{1171}{1108} = 10,5 > 1,2.$$

Таким чином, виконуємо резервний захист трансформатора струмовою відсічкою (МСЗ 1) з використанням пристрою 7УТ6.

- визначаємо час спрацьовування струмової відсічки.

Так як уставка струмової відсічки обрана за формулою, то струмова відсічка буде діяти тільки при пошкодженнях в трансформаторі, і тому витримка часу струмової відсічки приймається $t_{CB} = 0,1$ с.

4.6 Розрахунок уставок максимального струмового захисту (МСЗ 2) трансформатора

При розрахунку максимально-струмового захисту слід приймати наступні параметри: коефіцієнт повернення реле - $k_{\text{ПВ}} = 0,95$; коефіцієнт запасу для відбудови струму навантаження - $k_{\text{від}} = 1, 2$; коефіцієнт узгодження із захистами попередніх ліній - $k_{\text{уз}} = 1,1$.

МСЗ захищає від усіх видів міжфазних коротких замикань. Для резервування основних захистів трансформатор встановлюється на стороні вищої напруги і збирається за схемою зірка. МСЗ відбудовується від максимального струму навантаження, в максимальному режимі. Тому обчислюємо максимальний струм навантаження трансформатора за формулою:

$$I_{НАГ.ВН}^{max} = \frac{S_{НАГ.ВН}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.ВН}}, \quad (4.15)$$

де $S_{НАГ.ВН}$ – максимальне навантаження трансформатора, кВ·А;

$U_{НОМ.ВН}$ – номінальна напруга боку ВН трансформатора, кВ.

$$I_{НАГ.ВН}^{max} = \frac{62000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 155 \text{ А.}$$

Тоді струм спрацювання МСЗ визначається за формулою:

$$I_{МСЗ} \geq \frac{k_{зап}}{k_{нов}} \cdot I_{НАВ.ВН}^{max} \quad (4.16)$$

де $k_{від}$ – коефіцієнт відбудови захисту (1,1-1,2);

$k_{зап}$ – коефіцієнт самозапуску;

$k_{нов}$ – коефіцієнт повернення МСЗ блоку захистів 7УТ6. кВ = 0,95;

$I_{НАВ.ВН}^{max}$ – найбільше значення струму навантаження трансформатора.

Струм спрацювання МСЗ 2 дорівнює:

$$I_{МСЗ} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,95} 155 = 295 \text{ А.}$$

Максимальний струмовий захист підключено до тих самих трансформаторів струму, що і струмова відсічка зі схемою з'єднання у трикутник. Струм спрацювання реле максимально-струмового захисту(МСЗ 2) дорівнює:

$$I_{СП.МСЗ} \geq \frac{k_{МСЗ}}{k_{ТТ.ВН}} \cdot I_{МСЗ}; \quad (4.17)$$

$$I_{СП.МСЗ} \geq \frac{\sqrt{3}}{200/5} \cdot 295 = 12 \text{ А.}$$

Струм спрацьовування реле МСЗ 2 може змінюватися від 2,0 до 60,0 А, з кроком 0,1, тому за струм установки МСЗ 2 приймаємо найближчий більший струм, який можна виставити в пристрої 7УТ6. Приймаємо $I_{СП.МСЗ} = 12\text{А}$.

Далі необхідно розрахувати дійсний струм спрацьовування МСЗ 2 за формулою:

$$I_{МСЗ} \geq \frac{k_{ТТ.ВН}}{k_{СХ}} \cdot I_{СП.МСЗ}; (4.18)$$

$$I_{МСЗ} \geq \frac{200/5}{\sqrt{3}} \cdot 12 = 295 \text{ А}.$$

Необхідно перевірити коефіцієнт чутливості МСЗ 2 при КЗ збоку СН (в точці К2) за виразом:

$$k_{\text{ч}} = \frac{737}{295} = 2,4 > 1,2.$$

Необхідно перевірити коефіцієнт чутливості МСЗ 2 при КЗ на стороні НН (в точці К3) за виразом:

$$k_{\text{ч}} = \frac{254}{295} = 1,8 > 1,2.$$

Звідси випливає, що максимально-струмовий захист (МСЗ 2) пристрою 7УТ6 задовольняє вимогам чутливості до МСЗ.

- зазначається термін спрацьовування максимально-струмового захисту (МСЗ 2) пристрої 7УТ6 за такою формулою:

$$t_{МСЗ} = t_{\text{max}} + \Delta t,$$

де t_{max} – максимальний час захистів ліній, що відходять від шин НН трансформатора;

Δt – ступінь селективності, для розрахунків дорівнює 0,5 с.

Час спрацювання МСЗ 2 дорівнює:

$$t_{МСЗ} = 1,7 + 0,5 = 2,2 \text{ с.}$$

Використовуємо витримку часу в МСЗ 2 пристрою 7УТ6.

4.7 Розрахунок уставок захисту від перевантаження (МСЗ 3) трансформатора

Захист від перевантаження встановлюється на живильному боці трансформатора й діє на сигнал.

Струм спрацьовування захисту від перевантаження на стороні ВН визначається за формулою:

$$I_{ПЕР} \geq \frac{k_{від}}{k_{нов}} \cdot I_{Т.ном}; \quad (4.19)$$

де $k_{від}$ – коефіцієнт відбудови захисту від перевантаження дорівнює 1,05;

$k_{нов}$ – коефіцієнт повернення струмового реле блоку захистів 7УТ6 дорівнює 0.95, згідно [28]:

$I_{Т.ном}$ – номінальний струм трансформатора в місці установки захисту від перевантаження.

Струм спрацьовування захисту від перевантаження дорівнює:

$$I_{ПЕР} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 158 = 174 \text{ А};$$

Захист від перевантаження підключено до тих самих трансформаторів струму, що і струмова відсічка та максимально-струмовий захист зі схемою з'єднання в зірку. Тому струм спрацьовування реле захисту від перевантаження (МСЗ 3) дорівнює:

$$t_{МСЗ} = 2,2 + 0,5 = 2,7 \text{ с.}$$

Використовуємо витримку часу в МСЗ пристрою 7UT6.

У таблиці 4.3 наведені вибрані параметри налаштування (уставки) захистів трансформатора виконаних з застосуванням пристрою 7UT6.

Газовий захист встановлюється на трансформаторах, автотрансформаторах, перетворювальних агрегатах і реакторах з оливним охолодженням, що мають розширювачі. В даному випадку вона застосовується для захисту трансформатора. Газовий захист набув широкого застосування, як чутливий, при виникненні внутрішніх пошкоджень (міжвиткових замиканнях), супроводжуваних електричною дугою або нагріванням деталей, що призводить до розкладання масла, ізоляційних матеріалів і утворення летких газів.

Інтенсивність газоутворення і хімічний склад газу залежать від характеру і розмірів пошкодження. Тому захист виконується так, щоб при повільному газоутворення подавався попереджувальний сигнал, а при бурхливому газовиділенні, що відбувається при КЗ, - сигнал на відключення трансформатора. Крім цього, газовий захист реагує на зниження рівня масла в баку трансформатора.

Таблиця 4.3 – Параметри настройки захистів трансформатора пристрою 7UT6

Найменування параметру	Діапазон регулювання	Параметр
Диференціальний захист		
Коефіцієнт вирівнювання за струмом з боку ВН, K_{B1} :	0,1÷5,0 через 0,01	0,73
Коефіцієнт вирівнювання за струмом з боку СН, K_{B2} :	0,1÷5,0 через 0,01	0,76
Коефіцієнт вирівнювання за струмом з боку НН, K_{B3} :	0,1÷5,0 через 0,01	0,36

Чутливий ступінь диференціального захисту (ДТ)		
Уставка чутливого ступеня ДТ на боці ВН, I_d I_d :	(0,5÷10,0) А, крок 0,1 А	6
Уставка чутливого ступеня ДТ на боці СН, I_d :	(0,5÷10,0) А, крок 0,1 А	6
ставка чутливого ступеня ДТ на боці НН, I_d :	(0,5÷10,0) А, крок 0,1 А	7
Уставка витримки часу спрацювання ДТ, t:	(0,01÷1,0) с, крок 0,01с	0,10
Діапазон уставок по струму начала гальмування:	(0,5÷10,0) А, крок 0,1 А	5,0
Коефіцієнт гальмування	0,5	0,5
Уставка фільтра струму за другою гармоніки від складової першої гармоніки диференціального струму	(10÷30) %, крок 1 %	20%
Уставка фільтра струму по п'ятій гармоніці від складової першої гармоніки диференціального струму	(10÷30) %, крок 1 %	20%
Грубий ступень диференційного захисту (ДО)		
Уставка грубого ступеню ДО на боці ВН, I_d >>:	(5÷60,0) А, крок 1 А	41
Уставка грубого ступеню ДО на боці СН, I_d >>:	(5÷60,0) А, крок 1 А	40
Уставка грубого ступеню ДО на боці НН, I_d >>:	(5÷60,0) А, крок 1 А	81
Уставка часу спрацювання ДО, t:	10-1000 мс, крок 1 мс	100
Максимально-струмовий захист		
Уставка струмової відсічки (МСЗ 1), I >:	(2,0÷60,0) А, крок 0,1 А	47
Уставка витримки часу (МСЗ 1) при $I/I_{уст}>1$, t:	(0,1÷25,0) с, крок 0,1 с	0,1
Уставка максимально-струмового захисту (МСЗ 2), I >>:	(2,0÷60,0) А, крок 0,1 А	12
Уставка витримки часу(МСЗ 2) при $I/I_{уст}> 1$, t:	(0,1÷25,0) с, крок 0,1 с	2,2
Уставка захисту від перевантажень (МСЗ 3)	(2,0÷60,0) А, крок 0,1 А	3,0
Уставка витримки часу(МСЗ 3) при $I/I_{уст}> 1$, t:	(0,1÷25,0) с, крок 0,1 с	2,7

Небезпечним внутрішнім пошкодженням є «пожежа в сталі» магнітопроводу, що виникає при порушенні ізоляції між листами стали сердечника, що веде до збільшення втрат на гістерезис і вихрові струми.

У якості органу, що реагує, ставиться газове реле типу BF-80/Q виробництва Німеччини. Уставка швидкісного елемента приймається 0,65 м/с. Він діє на відключення трансформатора через вихідне реле РП-255, забезпечене котушкою, яка утримує, за струмом відключення. Відбір газу з корпусу реле проводиться через кран, розміщений на рівні наземного обслуговування.

Газове реле BF-80 / Q (реле Бухгольца)[29] встановлюється в сполучну трубу між баком трансформатора та розширювачем. Зовнішній вигляд реле показано на рис.4.6 , а технічні характеристики – у табл. 4.4. В ході нормальної роботи воно повністю заповнене ізоляційної рідиною. Якщо всередині трансформатора з'являються порушення (скупчення газу в ізоляційної рідини; втрати ізоляційної рідини в результаті негерметичності; протягом ізоляційної рідини), то газове реле виробляє відключення його від мережі.

Корпус реле Бухгольца виготовлений із стійкого до впливу метеорологічних умов алюмінієвого ливарного сплаву і забезпечений лакофарбовим покриттям. Він має в залежності від виконання різьбове або фланцеве виконання. Різноманіття типів газових реле орієнтується по нормам і стандартам, а також за спеціальними вимогами замовників. Кожен пристрій поставляється з сертифікатом випробування. Газове реле трансформатора фірми ЕМВ відповідає EN 50216 (ЕП 50216). Номінальна потужність і конструкція пристрою, що захищається визначають тип використовуваного газового реле. Газові реле можуть використовуватися в установках під відкритим повітрям або в приміщеннях.



Рисунок 4.6 – Дво-поплавкове реле Бухгольца BF-80/Q с фланцевим з'єднанням

Таблиця 4.4 – Технічні параметри реле BF-80/Q

Параметр	Значення/показники	Зауваження
Номінальна напруга	змін. струм AC 230В пост. струм DC 230В	12В до 250В 12В до 250В
Номінальний струм	AC 2A DC 2A	0,05А до 2А 0,05А до 2А
Електрична міцність контактів	AC 1000В	—
Електрична міцність ізоляції	AC 2000В	контакт к корпусу
діапазон температур: навколишня температура робоча зона *температура ізоляційної рідини *в'язкість ізоляційної рідини	-45°С до +55°С -49° F до +131° F - 25°С до +115°С -13° F fіO +239° F 1 мм2/с до 1100 мм2/с	іншіна замовлення
Тряскоміцність — землетрус/вібрація - удар	клас 4М6 2 G (пікове значення) діапазон частот 2Гц до 200 Гц 25 G / тривалість удару 11 мс	—
Межа міцності при стиску	0,25МПа	—
вакуумна щільність	<2,5кПа	—
нечутливість к магнітним полям	25мТ	—

ВИСНОВКИ

Магістерська робота присвячена підвищенню надійності системи електропостачання промислового району шляхом модернізації обладнання підстанції.

В ході виконання роботи були вирішені наступні завдання:

1. Визначено навантаження промислового району за умови підвищення потужностей електроспоживачів.
2. Обрано для установки на підстанції два автотрансформатори типу АТДТН-63000/220/110/35 потужністю 63 000 кВ·А, які виробляють на Запорізькому трансформаторному заводі.
3. Проведено розрахунок струмів короткого замикання;
4. На підставі розрахунків проведено обрання та перевірка працездатності комутаційних апаратів фірми "Siemens".
5. Проведено вибір і перевірка вимірювальних трансформаторів струму та напруги виробництва "Siemens".
6. Для релейного захисту й автоматизації трансформатора та збірних шин обрано пристрій диференційного захисту SIPROTEC 7UT612 виробництва "Siemens".
7. Розраховано уставки для диференційного захисту трансформаторів.
8. Обрано реле для газового захисту трансформатора виробництва "Siemens".

СПИСОК ЛІТЕРАТУРНИХ ПОСИЛАНЬ

1. Мілих В.І. Електропостачання промислових підприємств : Підручник для студентів електромеханічних спеціальностей / В.І. Мілих, Т.П. Павленко. – Харків : ФОП Панов А. М., 2016. – 272 с.
2. Шкрабець Ф. П. Електропостачання: навчальний посібник / Ф. П. Шкрабець. Держ. вищий навч. закл. "Нац. гірничий ун-т". Ін-т електроенергетики. – Дніпропетровськ : НГУ, 2015.– 539 с.
3. Системи електропостачання. Елементи теорії та приклади розрахунків: навчальний посібник / М. Й. Бурбело, О. О. Бірюков, Л. М. Мельничук – Вінниця : ВНТУ, 2011. – 204 с.
4. Василега П.О. Електропостачання: Навчальний посібник/ П.О.Василега. – Суми: ВТД "Університетська книга", 2008. – 415 с.
5. Правила улаштування електроустановок. – 5-те вид., переробл. й доповн. – Х., 2014
6. Електропостачальні системи та їх проектування [Текст]: Конспект лекцій для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / уклад. Т.І. Коменда., Н.В. Коменда. – Луцьк: Луцький НТУ, 2016. – 190 с.
7. Рудницький В.Г. Внутрішньозаводське електропостачання. Курсове проектування: Навчальний посібник/ В.Г Рудницький. – Суми: ВТД "Університетська книга", 2006. – 153 с.
8. Харченко В.Ф. Електропостачання міст і промислових підприємств: Конспект лекцій для студентів 4 - 5 курсів денної і заочної форм навчання напряму підготовки 0906 „Електротехніка” (6.050701 „Електротехніка та електротехнології”) / В.Ф. Харченко. – Х.: ХНАМГ, 2011. – 168 с.
9. Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6-750 кВ. ГКД 341.004.001-94 **Міненерго України, 1995.**

10. Настанова з проектування систем електропостачання промислових підприємств. ДСТУ НБВ.2.5-80:2015 Київ, Мінрегіон, 2016.
11. Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок НПАОП 40.1-1.32-01 (ДНАОП 0.00-1.32-01) Міністерства труда и социальной политики Украины, 2001.
12. Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення. ДВН В.2.5-23:2010 Київ Мінрегіонбуд України, 2010.
13. СОУ НЕК 20.261:2018. Технічна політика ДП «НЕК «УКРЕНЕРГО» у сфері розвитку та експлуатації магістральних та міждержавних електричних мереж. – Київ, 2018
14. ЗТР. Номенклатурний каталог: [електронний ресурс] / Режим доступу: http://ztr.com.ua/files/ztr_d76-ztr_nomenklaturnyi_katalog_2014.pdf
15. Высоковольтные силовые выключатели: [електронний ресурс] / Режим доступу: <https://www.siemens.com/content/dam/webassetpool/mam/tag-siemens-com/smdb/energy-management/high-voltage-power-transmission/high-voltage-switchgear-and-devices/high-voltage-products/circuit-breaker/high-voltage-circuit-breakers-portfolio-ru.pdf>
16. Разъединители и заземлители: [електронний ресурс] / Режим доступу: <http://www.smartenergo.net/OVN/rz.pdf>
17. Высоковольтное оборудование: [електронний ресурс] / Режим доступу: https://www.energy.siemens.com/ru/pool/ru/Power-Transmission/SHVP/Downloads/HV_products_ru.pdf
18. Лагутін В. М. Захист трансформаторів 10 кВ/ В.М. Лагутін, О. Є. Рубаненко, В.В Тептя.– Вінниця: ВНТУ, 2008. –76с.
19. Шабат М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография / М.А. Шабат. – СПб.: ПЭИПК, 2003. – 4-е изд. – 350 с.
20. Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения : учебник для вузов / В. А. Андреев. – 6-е изд., стер. – М: Высш. шк., 2008. – 639 с.

21. Кідиба В.П. Релейний захист електроенергетичних систем: Підручник / В.П. Кідиба – Львів: Видавництво Національного університету "Львівська політехніка", 2013. – 533 с.
22. Захаров, О. Г. Надежность цифровых устройств релейной защиты. Показатели. Требования. Оценки [Текст] / О. Г. Захаров. — М.: Инфра-инженерия, 2014. — 128 с.
23. ГКД 34.35.604-96. Технічне обслуговування пристроїв релейного захисту, протиаварійної автоматики, електроавтоматики, дистанційного керування та сигналізації електричних станцій і підстанцій 110-750 кВ. Правила. – К.: 1996. –259с.
24. ГКД 34.35.603-95 Технічне обслуговування пристроїв релейного захисту та електроавтоматики електричних мереж 0,4-35 кВ. Правила – К.: 1995.– 360с.
25. РЗА подстанций, качество электроэнергии и измерения: [електронний ресурс] / Режим доступу: http://m.energy.siemens.com/ru/pool/ru/Power-TransmissionPEG/PEG_part06_RU.pdf
26. Дифференциальная защита 7UT612: [електронний ресурс] / Режим доступу: https://w5.siemens.com/web/ua/ru/em/Automation,_control_and_protection/Relay_Protection/Differential_protection_of_transformers/Documents/file_8_1.pdf
27. SIPROTEC 7UT61 Дифференциальная защита трансформаторов, генераторов, двигателей и сборных шин: [електронний ресурс] / Режим доступу: https://w5.siemens.com/web/ua/ru/em/Automation,_control_and_protection/Relay_Protection/Differential_protection_of_transformers/Documents/file_68_1.pdf
28. РС83-ДТ2. Устройство дифференциальной защиты и автоматики по току / Техническое описание и инструкция по эксплуатации – Паспорт ЕАБР.656112.005ТО, 2010 – 48с.
29. Газовое реле Бухгольца ВФ-80/Q: [електронний ресурс] / Режим доступу: <http://www.zess.zp.ua/strantov.php?itovar=1>

30. Диченко П. М. Справочник проектировщика электрических сетей подстанций / П. М. Диченко. – К.: Гос. издат. техн. литературы УССР, 1963 г. – 708 с.
31. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования. Под ред. В. И. Круповича и др.– М.: Энергоатомиздат, 1981. – 560 с.
32. Федоров А. А. Основы электроснабжения промышленных предприятий: [Учебник для ВУЗов] / А. А. Федоров, В. В. Каменева – 4-е изд. / А. А. Федоров, В. В. Каменева. – М.: Энергоатомиздат, 1984 г. – 482 с.
33. Баптиданов Л. Н. Электрооборудование электростанций и подстанций / Л. Н. Баптиданов, В. И. Тарасов. – М.: Энергоатомиздат, 1960 г. – 408 с.
34. Идельчик В. И. Электрические системы и сети / В.И. Идельчик. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
35. Монтаж силовых трансформаторов/ В. Я. Филиппишин, А.С.Туткевич. – М.: Энергоатомиздат, 1981. – 432 с.
36. Системи електропостачання. Елементи теорії та приклади розрахунків: навчальний посібник / М. Й. Бурбело, О. О. Бірюков, Л. М. Мельничук. – Вінниця : ВНТУ, 2011. – 204 с.
37. Зорин В. В. , Тисленко В.В. Надежность систем электроснабжения / В. В. Зорин, В. В. Тисленко. – К.: Вища шк., 1984. – 192 с.
38. Справочник по ремонту и техническому обслуживанию электрических сетей / Под ред. К. М. Антипова, И. Е. Бандуилова. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 560 с.

SUMMARY

Oleksandr Fesenko. CHARACTERISTIC OF OPTION OF ELECTRICAL EQUIPMENT FOR SWITCHOVER OF THE TRANSFORMER SUBSTATION TO HIGH VOLTAGE. Volodymyr Dahl East-Ukrainian national university. Electrical engineering department. Group ESE-18dm. – Severodonetsk, 2021.

Pages – 93; Drawings – 10; Tables – 13; Sources – 29.

The work justifies the reconstruction of the transformer substation which feeds the enterprises of the industrial district and the urban infrastructure. The main scheme of the transformer substation is chosen. The modes are calculated for electrical shortcircuit. Switching equipment selected. Relay protection and transformer automatic are selected. Used substation equipment must be replaced with new one. Those equipment is produced by Siemens.

Keywords:

TRANSFORMER SUBSTATION, ELECTRIC SHORT CIRCUIT, RELAY PROTECTION AND AUTOMATION, HIGH-VOLTAGE LINE, CURRENT PROTECTION, OPEN SWITCHGEAR