

Міністерство освіти і науки України
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя
(повне найменування вищого навчального закладу)
Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії
(назва факультету)
Кафедра електричної інженерії
(повна назва кафедри)

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня

магістр

(освітній ступінь (освітньо-кваліфікаційний рівень))

на тему: **Забезпечення надійності системи електропостачання ТП 110/10 кВ**

Виконав(ла): студент(ка) VI курсу, групи ЕЕМЗ-61
спеціальності 141

Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(шифр і назва спеціальності)

_____ Клименко Д. Р.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник _____ Сисак І. М.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Нормоконтроль _____ Вакуленко О. О.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Завідувач кафедри _____ Тарасенко М. Г.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Рецензент _____
(підпис) (прізвище та ініціали)

Тернопіль
2020

Міністерство освіти і науки України
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя

Факультет Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії
(повна назва факультету)
 Кафедра Електричної інженерії
(повна назва кафедри)

ЗАТВЕРДЖУЮ
 Завідувач кафедри
 _____ Тарасенко М. Г.
(підпис) (прізвище та ініціали)
 « 02 » вересня 2020 р.

**ЗАВДАННЯ
 НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ**

на здобуття освітнього ступеня _____ магістр
(назва освітнього ступеня)
 за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(шифр і назва спеціальності)
 студенту _____ Клименку Дмитру Руслановичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Забезпечення надійності системи електропостачання ТП 110/10 кВ

Керівник роботи Сисак Іван Михайлович, к.т.н.
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Затверджені наказом ректора від « 01 » вересня 2020 року № 4/7-619

2. Термін подання студентом завершеної роботи 10 грудня 2020 року

3. Вихідні дані до роботи Генеральний план району з позначенням місця розташування підстанції, головна схема електричних з'єднань підстанції до реконструкції

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)

1. Аналітичний розділ

2. Розрахунково-дослідницький розділ

3. Проектно-конструкторський розділ

4. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень, слайдів)

1. Генеральний план району з позначенням місця розташування підстанції 1 л. ф – А1

2. Головна схема електричних з'єднань підстанції до і після реконструкції 1 л. ф – А1

3. Грозозахист та заземлення підстанції 1 л. ф – А1

4. План підстанції 1 л. ф – А1

5. Схема власних потреб підстанції 110/10 кВ 1 л. ф – А1

6. Схема релейного захисту підстанції 1 л. ф – А1

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Гурик О. Я. к.т.н., доцент		
	Клепчик В.М., старший викладач		
Нормоконтроль	Вакуленко О.О., старший викладач		

7. Дата видачі завдання 2 вересня 2020 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Вступ	01.08.2020	
2	Аналітичний розділ	01.09.2020	
3	Розрахунково-дослідницький розділ	01.10.2020	
4	Проектно-конструкторський розділ	01.11.2020	
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	01.12.2020	
6	Висновки	01.12.2020	
7	Оформлення пояснювальної записки	10.12.2020	
8	Оформлення графічної частини	10.12.2020	

Студент

_____ (підпис)

Клименко Д.Р.

_____ (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

_____ (підпис)

Сисак І.М.

_____ (прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Клименко Д.Р. Забезпечення надійності системи електропостачання ТП 110/10 кВ. 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя. Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії. Кафедра електричної інженерії, група ЕЕмз-61. – Тернопіль.: ТНТУ, 2020.

Стор. – 80; рис. – 9; табл. – 17; креслень - 8; джерел - 15; додатків - 8.

В кваліфікаційній роботі проаналізовано добовий графік навантаження трансформатора. Проведено вибір числа та потужності трансформаторів підстанції. Проведено вибір головної схеми електричних з'єднань підстанції. Проведено розрахунок струмів короткого замикання. Здійснено вибір обладнання розподільного пристрою високої та низької напруги. Проведено вибір трансформаторів власних потреб. Здійснено вибір релейного захисту та автоматики. Проведено розрахунок освітлювальної мережі. Здійснено розрахунок захисного заземлення.

Ключові слова: трансформаторна підстанція, електроенергія, електрична частина, силовий трансформатор.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	6
1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ.....	8
1.1 Головні понижуючі підстанції.....	8
1.2 Коротка характеристика ПС.....	11
1.3 Висновки до розділу.....	13
2 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ.....	14
2.1 Обробка графіків навантажень споживачів підстанції та їх аналіз...	14
2.2 Вибір числа та потужності силових трансформаторів.....	16
2.3 Вибір головної схеми ПС.....	19
2.4 Розрахунок струмів короткого замикання.....	20
2.4.1 Види, причини і наслідки коротких замикань.....	20
2.4.2 Призначення розрахунків. Порядок виконання розрахунків...	21
2.4.3 Розрахунок струмів КЗ.....	22
2.5 Висновки до розділу.....	24
3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ.....	30
3.1 Вибір основного електричного обладнання та струмоведучих частин.....	30
3.1.1 Вибір обладнання розподільного пристрою високої напруги..	30
3.1.1.1 Перевірка гнучких шин.....	30
3.1.1.2 Вибір вимикачів.....	31
3.1.1.3 Вибір роз'єднувачів.....	34
3.1.1.4 Вибір трансформаторів струму.....	35
3.1.1.5 Вибір трансформатора напруги.....	39
3.1.1.6 Вибір заземлювачів та обмежувачів перенапруги.....	41
3.1.2 Вибір обладнання розподільного пристрою низької напруги..	42
3.1.2.1 Вибір шин.....	42
3.1.2.2 Вибір вимикачів.....	43
3.1.2.3 Вибір запобіжників.....	44

	5
3.1.2.4 Вибір трансформаторів струму 10 кВ.....	44
3.1.2.5 Вибір трансформатора напруги.....	46
3.2 Розрахунок власних потреб підстанції.....	47
3.2.1 Вибір трансформаторів власних потреб.....	47
3.2.2 Вибір джерела оперативного струму на підстанції.....	50
3.3 Вибір релейного захисту та автоматики.....	51
3.3.1 Загальна інформація.....	51
3.3.2 Розрахунок вставок захисту трансформатора з використанням пристрою РС83-ДТ2.....	52
3.3.3 Розрахунок вставок диференціального захисту трансформатора.....	54
3.3.4 Розрахунок уставок струмової відсічки (МСЗ 1) захисту трансформатора.....	60
3.3.5 Розрахунок уставок максимального струмового захисту (МСЗ 2) трансформатора.....	62
3.3.6 Розрахунок уставок захисту від перевантаження (МСЗ 3) трансформатора.....	64
3.3.7 Газовий захист.....	66
3.4 Розрахунок освітлювальної мережі ВРП.....	66
3.5 Висновки до розділу.....	69
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	70
4.1 Засоби та заходи електробезпеки, що використовуються за нормального режиму роботи електроустановок.....	70
4.2 Проведення аварійно-відновлювальних та інших невідкладних робіт на енергомережах в осередках ураження.....	74
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ.....	78
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	79
ДОДАТКИ.....	1
Додаток А. Розрахунок захисного заземлення.....	2

ВСТУП

Актуальність теми. Для підвищення надійності функціонування електричних мереж можуть використовуватися різні методи. Необхідна надійність живлення для системи електропостачання може бути забезпечена необхідною кількістю трансформаторів, ліній живлення та секцій шин.

Надійність можна охарактеризувати здатністю системи електропостачання та всіх елементів, що входять до її складу забезпечувати споживача електричною енергією відповідної якості без перерв в електропостачанні та аварій. Ці аварії та перерви в електропостачанні порушують план виробництва, призводять до аварій в обладнанні.

Надійність СЕП залежить від схеми, за якою побудована система, резервування та надійності кожного окремого елемента, врахуючи можливе перевантаження.

Тому, забезпечення надійності системи електропостачання трансформаторної підстанції є актуальною задачею.

Мета і завдання дослідження. Метою кваліфікаційної роботи є забезпечення надійності системи електропостачання ТП 110/10 кВ.

Відповідно до вказаної мети необхідно розв'язати наступні завдання:

- проаналізувати добовий графік навантаження трансформаторів;
- провести вибір числа та потужності силових трансформаторів підстанції та трансформаторів власних потреб;
- провести вибір головної схеми електричних з'єднань підстанції;
- провести розрахунок струмів короткого замикання;
- здійснити вибір обладнання розподільчих пристроїв високої та низької напруги;
- провести вибір обладнання релейного захисту та автоматики;
- здійснити розрахунок освітлювальної мережі відкритого розподільного пристрою;
- провести розрахунок захисного заземлення.

Об'єкт дослідження – режими електропостачання трансформаторних підстанцій.

Предмет дослідження – заходи та способи підвищення надійності роботи трансформаторної підстанції 110/10 кВ.

Наукова новизна отриманих результатів. Отримало подальший розвиток впровадження методів підвищення надійності роботи трансформаторних підстанцій.

Практичне значення отриманих результатів. Запропоновані технічні рішення щодо заміни комутаційного обладнання дозволить підвищити надійність роботи трансформаторної підстанції.

Апробація. Результати досліджень за темою кваліфікаційної роботи були представлені на IX Міжнародній науково-технічній конференції молодих учених та студентів «Актуальні задачі сучасних технологій» (25-26 листопада 2020 року), Тернопіль, Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя.

Структура роботи. Робота складається з вступу, 4 розділів, висновків, переліку посилань (15 найменувань).

Загальний обсяг текстової частини - 80 сторінок, 17 таблиць, 9 рисунків.

1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ

1.1 Головні понижуючі підстанції

Одним з основних принципів побудови електричних мереж, який забезпечує вимоги за надійністю, є уніфікація конструктивних вирішень питань.

Є ряд вимог, який повинні відповідати схеми головних з'єднань підстанцій [15]:

- бути простими, економічними, наочними;
- забезпечувати надійне живлення споживачів у всіх режимах роботи;
- забезпечувати надійність транзиту потужності через ПС;
- допускати поетапний розвиток ПС.

В залежності від способу приєднання ПС до електричної мережі та місця ПС в мережі живлення, ПС бувають:

- тупікові (живлення здійснюється однією або двома радіальними лініями);
- прохідні (приєднані до електричної мережі за допомогою лінії з двостороннім живленням);
- вузлові (приєднані до електричної мережі трьома або більше лініями);
- відгалужувальні (приєднуються у “відпайку”).

На рис. 1.1 показано основні типи приєднань ПС до електричної мережі [15].

На рис. 1.2 представлено схеми розподільних пристроїв, які використовувалися для підключення ПС за старими нормами проектування.

У деяких з цих схем замість вимикачів застосовувалися короткозамикачі та відокремлювачі. Наявність цих апаратів ускладнюють схеми захисту та автоматики. Тому ці апарати більше не застосовують.

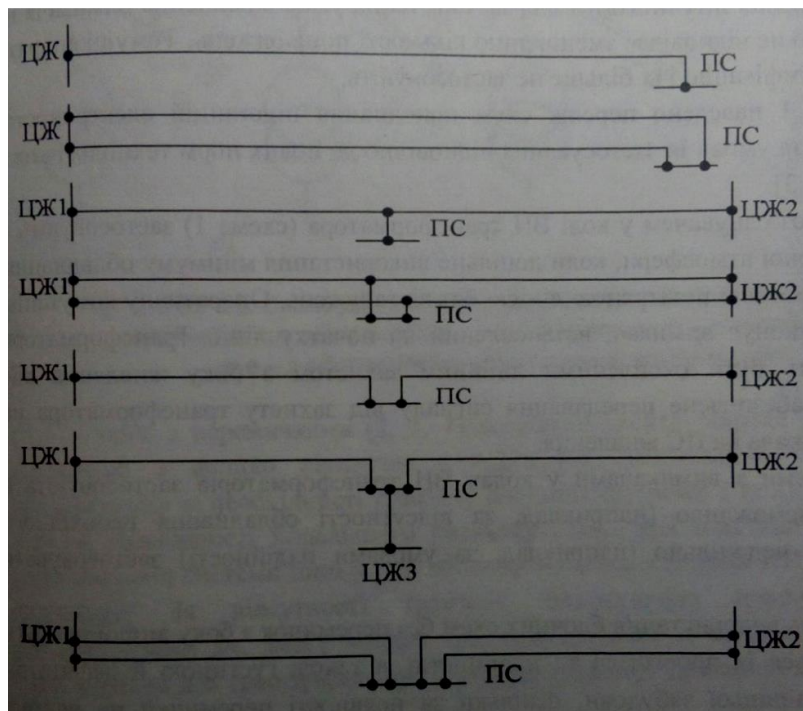


Рисунок 1.1 – Основні типи приєднань ПС до електричної мережі
схема 1, 2 – тупикова ПС; 3, 4 – відгалужувальна ПС; 5 – прохідна ПС; 6, 7
– вузлова ПС

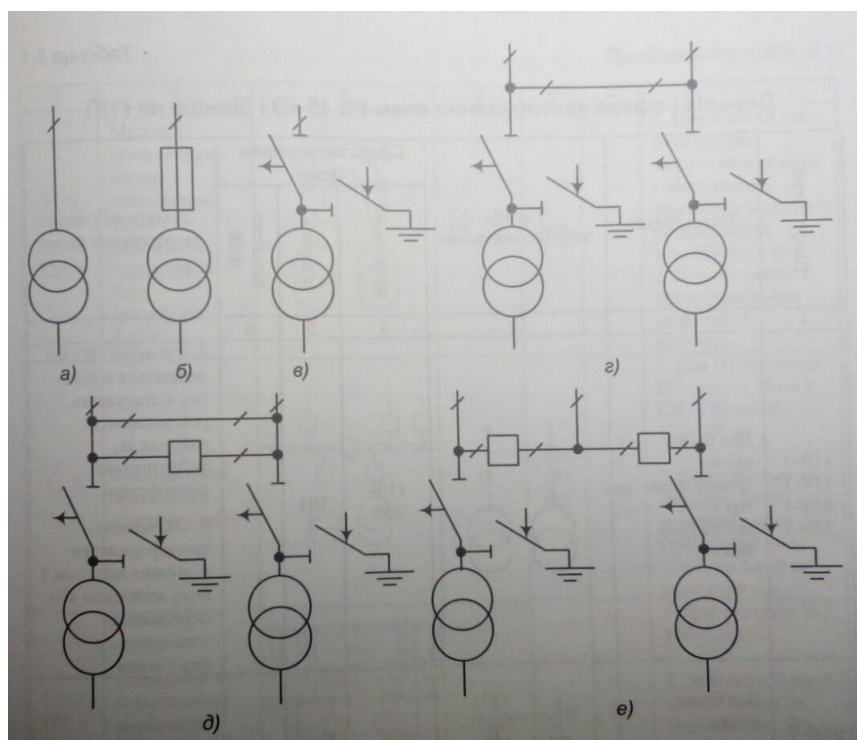


Рисунок 1.2 – Схеми розподільних пристроїв вищої напруги головних
понижуючих ПС
а - з роз'єднувачем; б – із запобіжником; в-е – з відокремлювачами та
короткозамикачами

Конструкції головних понижуючих підстанцій, що використовуються в електропостачанні, дуже різноманітні. Дуже широко використовуються у масовій експлуатації КТП з вищою напругою 35 кВ та 110 кВ.

На рис. 1.3 зображено схеми в ВН 35 кВ та 110 кВ.

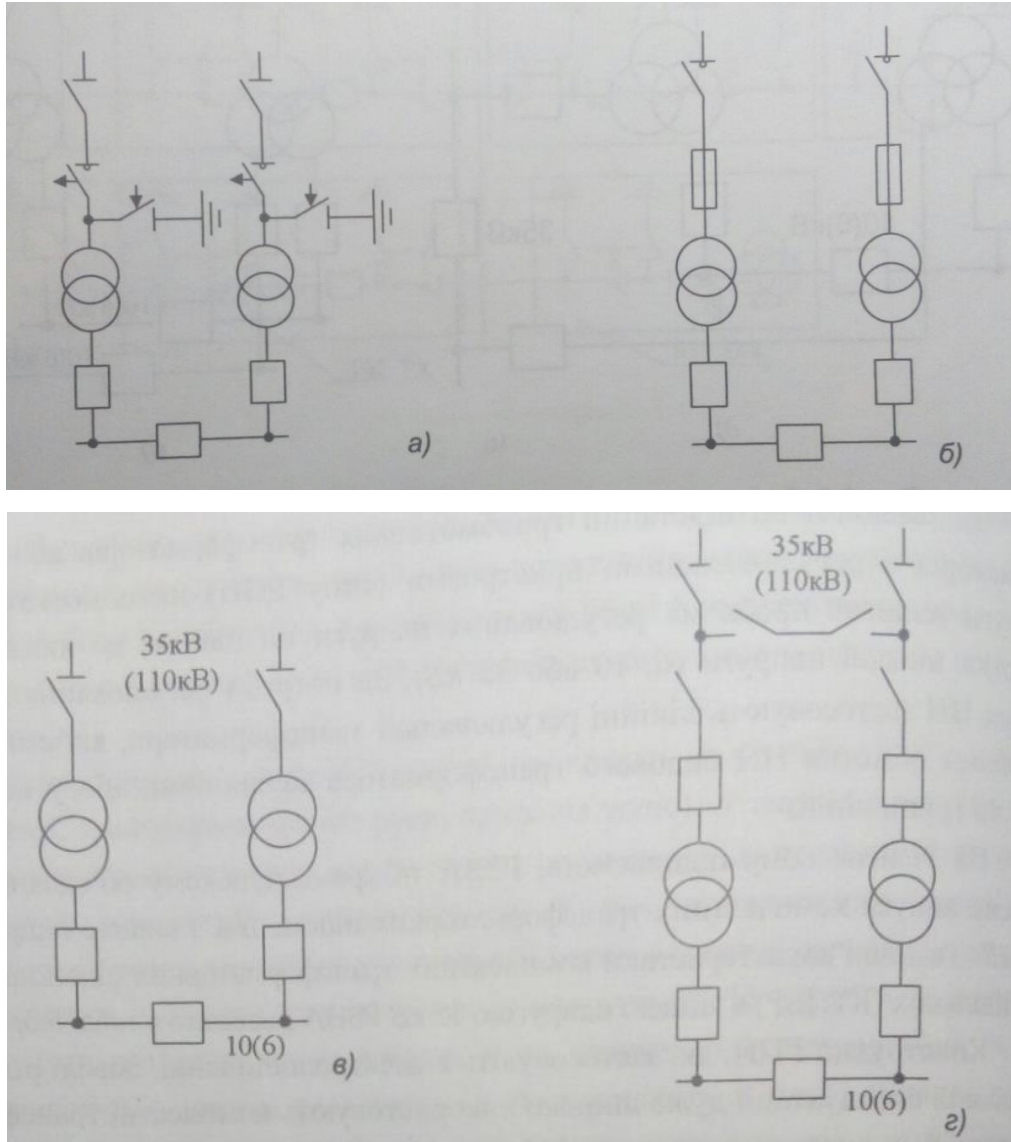


Рисунок 1.3 – Схеми головних понижуючих підстанцій

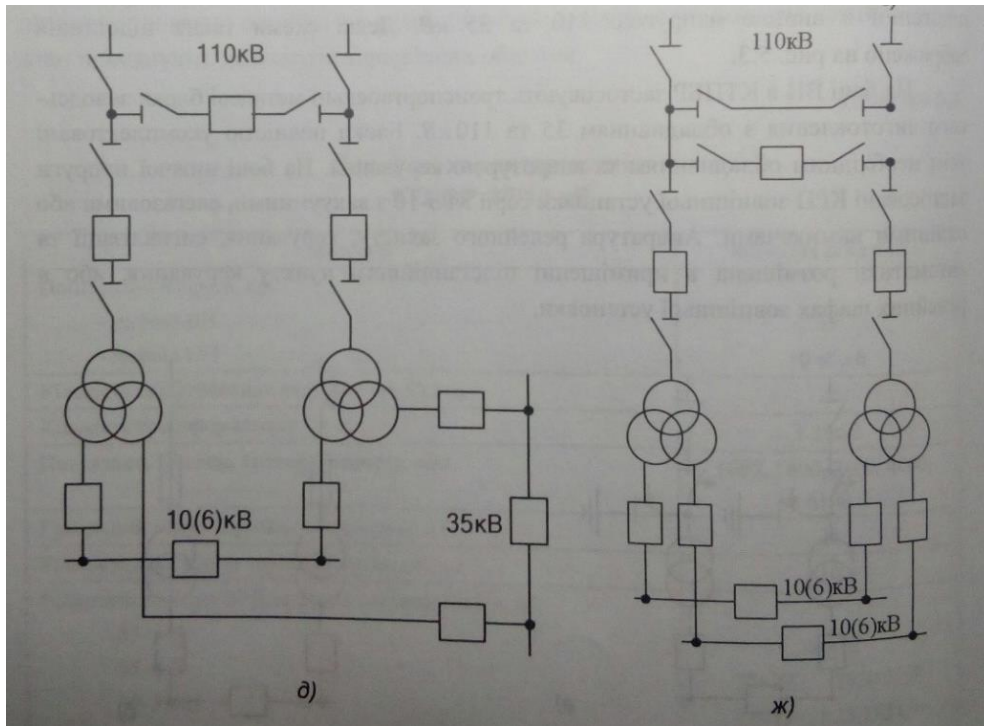


Рисунок 1.3 – Схеми головних понижуючих підстанцій (продовження)

На стороні високої напруги використовують транспортабельні металеві блоки заводського виготовлення з обладнанням 35 кВ та 110 кВ. Дані блоки є повністю укомплектовані всіх необхідним обладнанням і апаратурою керування. На стороні низької напруги застосовані комплектні розподільні пристрої зовнішньої установки серії КРЗ–10 з вакуумними, елегазовими або масляними вимикачами. Апаратура РЗ, керування, автоматики і сигналізації розташована в приміщенні підстанційного пункту керування, або в релейних шафах зовнішньої установки.

1.2 Коротка характеристика ПС

На підстанції 110/10 кВ встановлено наступне обладнання. Дане обладнання випущене в 60-тих роках:

- а) ВПР–110 кВ (виконаний за схемою “Блок трансформатор - лінія”):
- роз'єднувачі РНДЗ–2–110/1000;

- відділювачі *ОД* – 110;
- короткозамикачі *КЗ* – 110;
- розрядники *РВС* – 110;

б) *КРПЗ* – 10 кВ (виконаний за схемою “одна секція шин”):

- шафи *К* – 47;
- вимикачі *ВМГ* – 10 – 20 / 630;
- розрядники *РВП* – 10;

3) Трансформатор - *T2*: *ТМН* – 6300 / 110;

4) На підстанції є громозахист, заземлюючий пристрій та освітлення.

Територія ПС обгороджена дерев'яною огорожею, яка є суцільною. Її висота становить 2,5 м.

За час експлуатації, обладнання, що встановлене на ПС фізично і морально застаріло. Тому, воно не здатне забезпечувати необхідну надійність, так як втратило свій ресурс.

Отже, на ПС будемо встановлювати другий силовий трансформатор. Перший силовий трансформатор будемо залишати без заміни, оскільки стан трансформатора є задовільним. Графіки навантаження показують, що трансформатор працював з невеликими перевантаженнями. Трансформатор буде замінений в тому випадку, якщо відбудеться істотне погіршення його параметрів або ж він вийде з ладу. Громозахист є у хорошому стані. Тому, буде проведено перевірочний розрахунок ефективності даного громозахисту. Заземлення на ПС будемо замінювати на нове. Старе заземлення будемо використовувати як додаткове. Також будемо виконувати розрахунок системи освітлення ПС.

1.3 Висновки до розділу

1. Розглянуто основні вимоги, які ставляться до головних схем електричних з'єднань підстанцій. Здійснено класифікацію підстанцій в залежності від їх місця в мережі живлення та способу приєднання до електричної мережі. Розглянуто схеми розподільних пунктів високої напруги згідно старих норм технологічного проектування, а також схеми головних понижуючих ПС, які застосовуються в даний час.
2. Проведена коротка характеристика підстанції.

2 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ

2.1 Обробка графіків навантажень споживачів підстанції та їх аналіз

Основними вимогами, які ставляться під час вибору числа та потужності силових трансформаторів є:

- 1) надійність електропостачання споживачів (врахування категорійності споживачів електроенергії відносно необхідної надійності електропостачання);
- 2) мінімум приведених витрат на силові трансформатори з урахуванням динаміки зростання електричних навантажень підстанції.

Потужність трансформаторів в нормальних умовах роботи повинна забезпечувати живлення всіх приймачів електричної енергії (I, II та III категорії) цього вузла.

Потужність трансформаторів вибирають також з врахуванням економічно доцільного режиму роботи. Також повинно бути забезпечення резервування живлення споживачів при відключенні одного трансформатора. Враховуються умови, що навантаження силових трансформаторів в нормальних і післяаварійних режимах по нагріву не повинне викликати скорочення природного терміну служби цих трансформаторів.

Необхідність забезпечення потрібної якості напруги у споживачів при змінному навантаженні, вимагає застосування на ПС 35 кВ і вище за силові трансформатори зі вбудованими пристроями РПН, які здійснюють автоматичне регулювання напруги під навантаженням.

В процесі експлуатації ПС Сновидовичі був побудований деревообробний комбінат, що відноситься до II категорії по надійності електропостачання, тому для забезпечення необхідної надійності електропостачання на підстанції 110/10 має бути встановлений другий трансформатор [4].

Побудуємо добовий графік навантажень силових трансформаторів на базі зимових вимірювань на ПС Сновидовичі. Дані зимових вимірювань приведені в табл. 2.1.

Таблиця 2.1 – Зимові вимірювання на ПС Сновидовичі

Час t , год	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00
S_{max} , МВ·А	4.0	3.9	3.6	3.5	4.2	4.4	5.5	6.2

Продовження табл. 2.1

Час t , год	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00
S_{max} , МВ·А	7.0	6.2	6.0	5.6	6.2	6.1	6.1	5.9

Продовження табл. 2.1

Час t , год	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	24:00
S_{max} , МВ·А	6.1	6.1	5.6	5.8	6.1	5.5	4.3	3.7

На рис. 2.1 показано добовий графік навантажень.

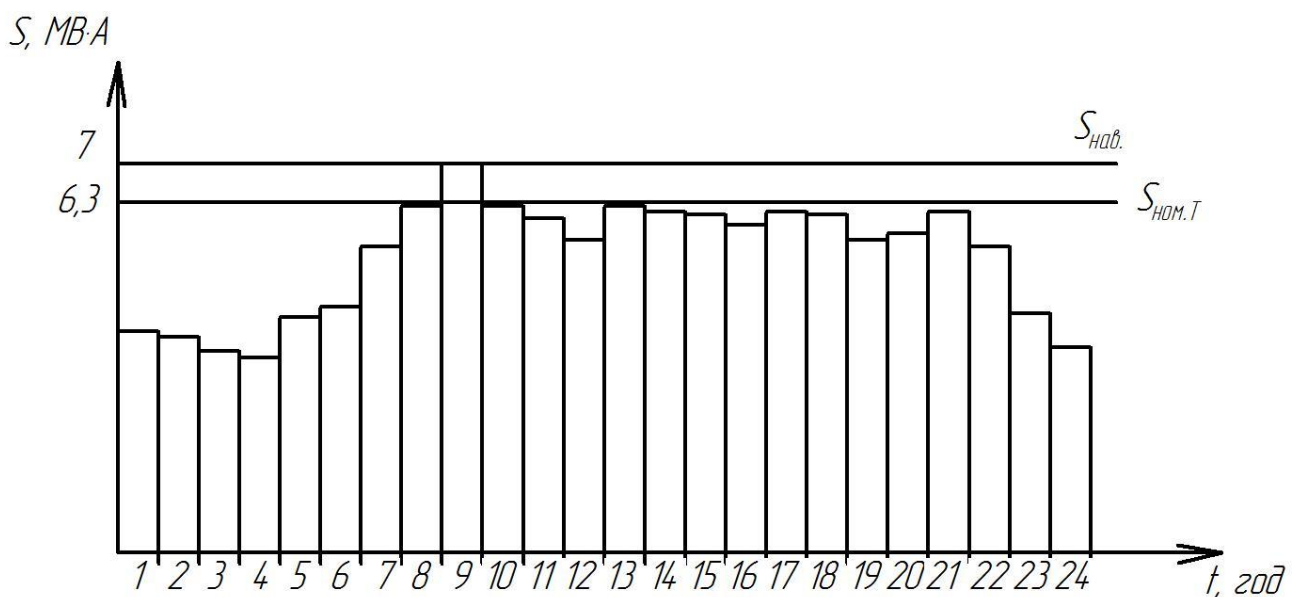


Рисунок 2.1 – Добовий графік навантажень силових трансформаторів

Отже, з добового графіку навантаження видно, що на протязі доби одну годину силовий трансформатор працює перевантаженим. Вибрати необхідну потужність силового трансформатора можна з використанням добового графіку навантаження.

2.2 Вибір числа та потужності силових трансформаторів

Трансформатори являють собою основні елементами систем електропостачання та використовуються в усіх галузях економіки. Сюди можна включити промисловість, житлово-комунальне господарство, сільське господарство, окремі фірми, установи та організації. Надійність електропостачання різних споживачів та економічність роботи електрообладнання визначається правильним вибором виду та потужності силових трансформаторів.

Найбільш популярними є трифазні трансформатори. Втрати в таких силових трансформаторах на 12–15% нижчі. Витрата активних матеріалів та вартість на 20–25 % менші. Це порівняння можна зробити з групою трьох однофазних силових трансформаторів такої ж потужності в сумі.

Вибір числа та потужності трансформаторів на ПС являється одним з основних питань при побудові раціональної схеми електропостачання. У нормальних умовах силові трансформатори мають забезпечити живлення усіх електричних приймачів району, який вони обслуговують.

Вибір потужності силових трансформаторів здійснюється відповідно до розрахункового навантаження об'єкту електропостачання, темпу зростання навантажень, числа годин використання максимуму навантаження, допустимого перевантаження силових трансформаторів, вартості електричної енергії.

Відповідно до НТПП [3] та *ГОСТом* 14209–97 [9] на ПС 35–750 кВ варто вибирати трифазні силові трансформатори (за необхідності автотрансформатори) та тільки у деяких випадках можливе використання

групи, яка складається з однофазних, або групи з двох трифазних силових трансформаторів потужності, що складає 50%.

На ПС 35–750 кВ двох категорій, зазвичай, передбачають встановлення двох силових трансформаторів, потужність кожного з яких вибирається, зазвичай, не більше 70% від максимального навантаження ПС.

Для коректного вибору номінальної потужності силового трансформатора (за необхідності автотрансформатора) потрібно бачити добовий графік навантаження, який показує як максимум, так і середньодобове активне навантаження ПС. Також добовий графік навантаження відображає тривалість максимуму навантаження. Використовуємо добовий графік навантаження, що приведений на рис. 2.1.

При цьому максимум навантаження складає:

$$S_{\text{макс}} = 7 \text{ МВА}.$$

Проведемо розрахунок орієнтовної потужності одного силового трансформатора за формулою [5]:

$$S_{\text{т.роз}} \leq (0,65 - 0,7) \cdot S_{\text{макс}}; \quad (2.1)$$

$$S_{\text{т.роз}} \leq 0,7 \cdot 7 = 4,9 \text{ МВА}$$

Найближча стандартна потужність меншого значення $S_{\text{т.ном}} = 4,0 \text{ МВА}$.

Приймаємо до встановлення інший трансформатор ТМН–6300/110, номінальна потужність $S_{\text{т.ном}} = 6,3 \text{ МВА}$. Таке рішення прийняте з врахуванням того, що на ПС вже стоїть такий трансформатор. Також використання трансформатора з більшою потужністю дасть змогу в подальшому збільшити навантаження.

При розгляді графіку добового навантажень, очевидно, що цей силовий трансформатор по систематичному навантаженню проходить, оскільки перевантаження трансформатора склало тільки одну годину, згідно [5] допускається перевантаження в 2 рази.

Перевіряємо силовий трансформатор на аварійне перевантаження.

Коефіцієнт початкового навантаження K_1 знаходиться за формулою:

$$K_1 = \frac{1}{S_{ном}} \cdot \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot \Delta t_1 + S_2^2 \cdot \Delta t_2 + \dots + S_m^2 \cdot \Delta t_m}{\Delta t_1 + \Delta t_2 + \dots + \Delta t_m}}, \quad (2.2)$$

де S_1, S_2, \dots, S_m – значення навантаження на інтервалах $\Delta t_1, \Delta t_2, \dots, \Delta t_m$.

$$K_1 = \frac{1}{6,3} \cdot \sqrt{\frac{3,98^2 + 3,88^2 + 3,62^2 + 3,51^2 + 4,24^2 + 4,42^2 + 5,51^2 \cdot 2 + 6,23^2 \cdot 3 + 6,02^2}{23}} \times \\ \times \sqrt{\frac{5,62^2 \cdot 2 + 6,13^2 \cdot 3 + 6,08^2 \cdot 2 + 5,9^2 + 5,75^2 + 4,3^2 + 3,7^2}{23}} = 0,85.$$

Коефіцієнт перевантаження K_2 знаходиться за формулою:

$$K_2' = \frac{1}{S_{ном}} \cdot \sqrt{\frac{(S_1')^2 \cdot \Delta h_1 + (S_2')^2 \cdot \Delta h_2 + \dots + (S_m')^2 \cdot \Delta h_m}{\Delta h_1 + \Delta h_2 + \dots + \Delta h_m}}, \quad (2.3)$$

де S_1', S_2', \dots, S_m' – значення перевантаження на інтервалах $\Delta h_1, \Delta h_2, \dots, \Delta h_m$.

$$K_2' = \frac{1}{6,3} \cdot \sqrt{\frac{7^2}{1}} = 1,1.$$

Згідно таблиць, які приведені в [5], визначаємо допустиму норму аварійних перевантажень K_2 . Також визначаємо тривалість h допустимої норми аварійних перевантажень. Для силових трансформаторів з системою охолодження M та середньорічною температурою

$$t^\circ = 10^\circ C;$$

$$h' = 24 \text{ год}.$$

Так як

$$K_{\max} = \frac{S_{\max}}{S_{ном.т}}; \quad (2.4)$$

$$K_{\max} = \frac{7}{6,3} = 1,1,$$

і $K_2' = 1,1 > 0,9 \cdot K_{\max} = 0,9 \cdot 1,1 = 0,99$, то приймаємо $K_2 = K_2' = 1,1$.

Тому, трансформатор $ТМН-6300/110$ проходить по нормальних і по аварійних перевантаженнях. Встановлюємо даний силовий трансформатор на ПС.

Паспортні дані силового трансформатора $TMH-6300/110$ показані в табл. 2.2.

Таблиця 2.2 – Паспортні дані силового трансформатора $TMH-6300/110$ [10]

Тип	$S_{ном}, MVA$	Каталожні дані					
		$U_{ном об.}, kV$		$U_k, \%$	$\Delta P_k, kVt$	$\Delta P_{xx}, kVt$	$I_{xx}, \%$
		ВН	НН				
$TMH-6300/110$	6.3	115	11	10.5	44	11.5	0.8

Продовження табл. 2.2

Тип	Межі регулювання U_m	Розрахункові дані		
		$R_m, Ом$	$X_m, Ом$	$\Delta Q_{xx}, kVar$
$TMH-6300/110$	$\pm 10 \times 1,5\%$	14.7	220.4	50.4

2.3 Вибір головної схеми ПС

На підстанції Сновидовичі 110/10 кВ силовий трансформатор Т1 з боку вищої напруги 110 кВ підключений за спрощеною схемою через відокремлювач ВК і короткозамикач КЗ. Відгалуження від ліній живлення заведені на ПС через лінійні роз'єднувачі.

Дана схема не задовольняє вимогам по надійності електропостачання споживачів проектованої ПС, а також не забезпечує надійну роботу усієї мережі при деяких аварійних режимах. Тому в проектному варіанті планується використання схеми містка з ремонтною перемичкою. На стороні ВН замість ВК і КЗ встановимо елегазові вимикачі ВГБУ-110, роз'єднувачі типу РНДЗ-2-

110/1000, ОПН замість розрядників РВС-110, РВП-110 і трансформатор напруги на 2 СШ типу НКФ-110-83У1.

Ця схема відрізняється наочністю, достатньою надійністю, гнучкістю і простотою технічного обслуговування. А основне, дозволяє забезпечити високий рівень надійності електропостачання споживачів, які живляться від цієї ПС, а також підвищує надійність роботи усієї мережі в цілому.

На стороні 10 кВ додаємо другу секцію шин К2 у складі КРПЗ-10кВ, секційний вимикач ВВ/TEL-10/630 і секційний роз'єднувач РВЗ. Також буде виконана заміна комірок КРПЗ серії К-47 на комірки КРПЗ типу К-59. У комірці КРПЗ типу К-59 встановлені вакуумні вимикачі ВВ/TEL-10/630, на відміну від К-47, в якій встановлені масляні вимикачі, в К-59 є електричний нагрівач для обігріву механічної частини приводу.

Проектуються дві відходящі лінії від секції шин К2-10 кВ трансформатора Т-2, одна з яких призначена для електропостачання сільськогосподарських споживачів, інша лінія – для деревообробного заводу. Вільні комірки, що залишилися, призначені для резервного електропостачання.

2.4 Розрахунок струмів короткого замикання

2.4.1 Види, причини і наслідки коротких замикань

Причинами коротких замикань (КЗ) зазвичай є пошкодження ізоляції, які обумовлені її механічними пошкодженнями, старінням ізоляції, накидуванням сторонніх предметів на проводи ліній електропередачі (ЛЕП), перенапруженнями, прямими ударами блискавки, проїздом під ЛЕП негабаритних механізмів (кранів з піднятою стрілою і т.д.), поганим доглядом за обладнанням.

При коротких замиканнях струми в пошкоджених фазах зростають у декілька разів в порівнянні з їх нормальним значенням. Натомість напруга знижується, особливо поблизу місця пошкодження.

Протікання значних струмів короткого замикання викликає сильний нагрів провідників, і як наслідок це веде до збільшення втрат електричної енергії. Це може привести до втрати механічної міцності струмоведучих частин та електричних апаратів. Також це прискорює старіння та руйнування ізоляції провідників.

До заходів, які зменшують небезпеку розвитку аварій можна віднести:

- вибір раціональної схеми мережі;
- застосування струмообмежувальних пристроїв;
- правильний вибір апаратів за умовами короткого замикання.

Отже необхідно визначити струми короткого замикання, а також враховувати їх характер зміни протягом часу. Це дасть нам змогу здійснити вказані заходи.

2.4.2 Призначення розрахунків. Порядок виконання розрахунків

Розрахунок струмів короткого замикання дає змогу вирішити наступні завдання:

- вибору та перевірки електричних апаратів та провідників;
- зіставлення, оцінки і вибору головної схеми ПС;
- проектування заземлюючих пристроїв;
- проектування та налаштування пристроїв РЗ і автоматики;
- аналізу стійкості роботи енергетичних систем;
- аналізу аварій в електроустановках та електричних системах.

Розрахунок струмів трифазного короткого замикання виконуємо в такому порядку:

1. Складемо розрахункову схему даної електричної установки, в якій намітимо розрахункові точки короткого замикання;

2. На основі складеної розрахункової схеми даної електричної установки складемо еквівалентну схему заміщення, на якій всі опори пронумеруємо;

3. Знайдемо величини опорів всіх елементів складеної схеми заміщення в іменованих одиницях; покажемо їх на схемі заміщення; позначимо розрахункові точки короткого замикання;

4. Приводимо схему заміщення до найбільш простого виду шляхом поступового перетворення відносно розрахункової точки короткого замикання, щоб кожне джерело живлення або група джерел живлення, які характеризуються певними значеннями еквівалентної електрорушійної сили $E''_{екв}$ та ударного коефіцієнта $k_{уд}$, були пов'язані з точкою короткого замикання одним результуючим опором;

5. Знаходимо за законом Ома початкове діюче значення періодичної складової струму короткого замикання I_{n0} . Далі знаходимо ударний струм i_{y0} , періодичну та аперіодичну складові струму короткого замикання для моменту часу $t(I_{nt}, i_{at})$.

2.4.3 Розрахунок струмів КЗ

Виконаємо розрахунок трифазного струму КЗ і визначимо періодичну складову останнього струму. Цей струм будемо визначати для найбільш важкого режиму роботи мережі. Струми розраховується з боку вищої та нижчої напруги ПС. Прийmemo деякі припущення при розрахунках струмів короткого замикання [1]:

- 1) КЗ настає в такий момент часу, при якому струм короткого замикання матиме найбільше своє значення;
- 2) всі джерела, які беруть участь в живленні даної точки короткого замикання працюють одночасно з номінальним навантаженням;
- 3) не враховуються ємності, відповідно, і їх струми в повітряних та кабельних лініях;
- 4) електрорушійні сили всіх джерел живлення співпадають по фазі;
- 5) опір місця короткого замикання приймається рівним нулю;

- б) при розрахунках не враховуються струми намагнічення силових трансформаторів
- 7) напруга джерел живлення залишається незмінною
- 8) розрахункова напруга кожного ступеня на 5% приймається вище за номінальну напругу мережі;

На рис. 2.2 приведена розрахункова схема ПС Сновидовичі. На рис. 2.3 приведена схема заміщення ПС Сновидовичі.

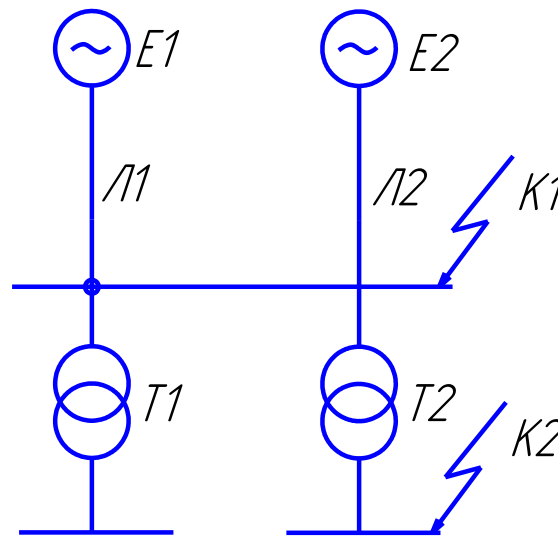


Рисунок 2.2 – Розрахункова схема підстанції Сновидовичі

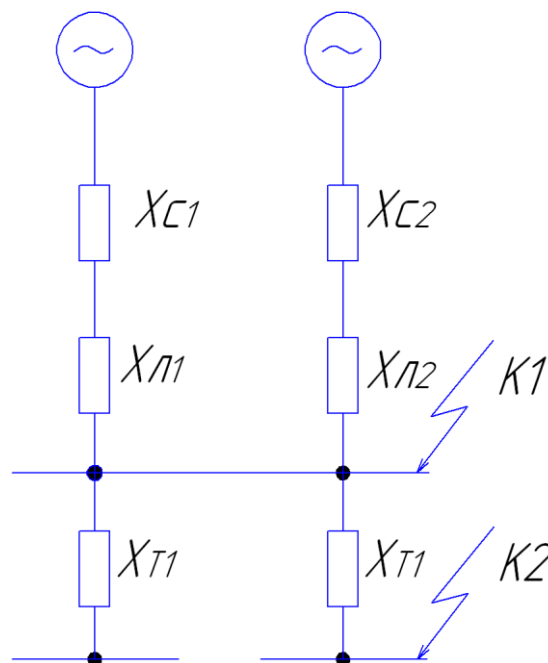


Рисунок 2.3 – Схема заміщення підстанції Сновидовичі

Початкові дані для проведення розрахунку:

Л1: одноколова повітряна лінія з проводом АС–150/24:

$$x_0 = 0,420 \text{ Ом/км},$$

$$L = 33,1 \text{ км}.$$

Т1: трансформатор ТМН–6300/110:

$$S_{\text{ном}} = 6,3 \text{ МВ}\cdot\text{А},$$

$$u_{\kappa} = 11\%.$$

Л2: одноколова повітряна лінія з проводом АС–150/24:

$$x_0 = 0,420 \text{ Ом/км},$$

$$L = 23,5 \text{ км}.$$

Т2: трансформатор ТМН–6300/110:

$$S_{\text{ном}} = 6,3 \text{ МВ}\cdot\text{А},$$

$$u_{\kappa} = 11\%.$$

При наближеному приведенні у відносних одиницях визначаємо параметри схеми заміщення.

Визначимо струми КЗ для максимального режиму.

Струми короткого замикання для максимального режиму (взято з документації ПС Сновидовичі):

- на шинах підстанції Томашгород:

$$I_{\text{КЗmax}} = 3465 \text{ А};$$

- на шинах підстанції Сновидовичі:

$$I_{\text{КЗmax}} = 4815 \text{ А}.$$

Приймаємо базисну потужність $S_B = 1000 \text{ МВА}$. За базисну напругу приймаємо середню номінальну напругу $U_B = 115 \text{ кВ}$.

Визначаємо опір всієї систем у відносних одиницях:

$$X_C = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{КЗ}} \cdot U_B}; \quad (2.5)$$

$$X_{C1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 3,456 \cdot 115} = 1,45 \text{ в.о.}; \quad X_{C2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 4,815 \cdot 115} = 1,04 \text{ в.о.}$$

Опір ПЛ:

$$X_{Л} = x_0 \cdot l_{ПЛ} \cdot \frac{S_B}{U_B^2}; \quad (2.6)$$

$$X_{Л1} = 0,42 \cdot 33,1 \cdot \frac{1000}{115^2} = 1,05 \text{ в.о.};$$

$$X_{Л2} = 0,42 \cdot 23,5 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,75 \text{ в.о.}$$

Опір силових трансформаторів:

$$X_{T1} = X_{T2} = \frac{u_{КЗ} \cdot S_B}{100\% \cdot S_{ном.Т}}, \quad (2.7)$$

$$X_{T1} = X_{T2} = \frac{10,5 \cdot 1000}{100 \cdot 6,3} = 16,67 \text{ в.о.}$$

Визначимо еквівалентний опір всієї систем і ПЛ

$$\frac{1}{X_{екв}} = \frac{1}{X_{C1} + X_{Л1}} + \frac{1}{X_{C2} + X_{Л2}}; \quad (2.8)$$

$$\frac{1}{X_{екв}} = \frac{1}{1,45 + 1,05} + \frac{1}{1,04 + 0,75} = 0,96;$$

$$X_{екв.} = \frac{1}{0,96} = 1,04 \text{ в.о.}$$

Розрахуємо базисний струм

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B}; \quad (2.9)$$

$$I_B = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА.}$$

Визначаю струм КЗ в точці К1 - шини 110 кВ.

Струм КЗ в точці К1 (періодична складова $I_{Пт}$ приймається незмінною впродовж всього процесу замикання, вона рівна початковому значенню $I_{П0}$):

$$I_{K1} = I_{П0} = I_{П.t} = \frac{E_{екв.} \cdot I_B}{X_{екв.}}; \quad (2.10)$$

$$I_{K1} = I_{П0} = I_{П.t} = \frac{1 \cdot 5020}{1,04} = 4827 \text{ A}.$$

Знайдемо ударний струм КЗ в точці К1:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{K1} \quad (2.11)$$

де $k_y = 1,8$ – ударний коефіцієнт.

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 4827 = 12288 \text{ A}.$$

Знайдемо аперіодичну складову струму короткого замикання:

$$i_{at1} = \sqrt{2} \cdot I_{K1} \cdot e^{\frac{-t}{T_a}}; \quad (2.12)$$

$$i_{at1} = \sqrt{2} \cdot 4827 \cdot e^{\frac{-0,06}{0,05}} = 2048 \text{ A},$$

де T_a – постійна часу загасання аперіодичної складової. Значення постійної часу загасання аперіодичної складової для установок напругою вище 1000 В - $T_a = 0,05 \text{ c}$ [6].

Знайдемо робочий струм у максимальному режимі

$$I_{роб.макс} = 1,4 \cdot \frac{S_{н.т.}}{\sqrt{3}} \cdot U_n; \quad (2.13)$$

$$I_{роб.макс} = 1,4 \cdot \frac{6300}{\sqrt{3}} \cdot 115 = 44,28 \text{ A}.$$

Знайдемо струм КЗ в точці К2 - шини 10 кВ:

$$I_{K2} = I_{П0} = I_{П.t} = \frac{E_{екв.} \cdot I_B}{X_{екв.} + X_{T1}} \cdot k_{TP}; \quad (2.14)$$

$$I_{K2} = I_{П0} = I_{П.t} = \frac{1 \cdot 5020}{1,04 + 16,67} \cdot \frac{115}{11} = 3105 \text{ A}.$$

Визначимо ударний струм КЗ в точці К2:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{K2}; \quad (2.15)$$

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 3105 = 7904 \text{ A}.$$

Визначимо аперіодичну складову струму короткого замикання:

$$i_{at2} = \sqrt{2} \cdot I_{K2} \cdot e^{\frac{-t}{T_a}}; \quad (2.16)$$

$$i_{at2} = \sqrt{2} \cdot 3105 \cdot e^{\frac{-0,06}{0,05}} = 1317 \text{ A}.$$

Знайдемо потужність трифазного короткого замикання:

$$S_{к.з.} = \sqrt{3} \cdot U_{cp} \cdot I_{I0}; \quad (2.17)$$

$$S_{к.з.} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 3,105 = 56,47 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Визначимо в максимальному режимі робочий струм:

$$I_{роб. max} = 1,4 \cdot \frac{6300}{\sqrt{3}} \cdot 11 = 485 \text{ A}.$$

Розрахуємо в мінімальному режимі струми КЗ (взято з документації підстанції Сновидовичі):

- на шинах підстанції Томашгород $I_{K3min} = 1715 \text{ A}$;
- на шинах підстанції Сновидовичі $I_{K3min} = 1335 \text{ A}$.

Приймаємо базисну потужність $S_B = 1000 \text{ МВА}$. Приймаємо середню номінальну напругу $U_B = 115 \text{ кВ}$ за базисну напругу.

Опір всієї систем у в.о.:

$$X_C = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot I_{K3} \cdot U_B}; \quad (2.18)$$

$$X_{C1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 1,715 \cdot 115} = 2,93 \text{ в.о.};$$

$$X_{C2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 1,335 \cdot 115} = 3,76 \text{ в.о.}$$

Розрахуємо еквівалентний опір всієї систем і ПЛ:

$$\frac{1}{X_{екв}} = \frac{1}{X_{C1} + X_{Л1}} + \frac{1}{X_{C2} + X_{Л2}}; \quad (2.19)$$

$$\frac{1}{X_{екв.}} = \frac{1}{2,93 + 1,05} + \frac{1}{3,76 + 0,75} = 0,47;$$

$$X_{екв.} = \frac{1}{0,47} = 2,13 \text{ в.о.}$$

Визначаємо струм КЗ в точці К1 - шини 110 кВ.

Розрахуємо струм КЗ в точці К1:

$$I_{К1} = \frac{E_{екв.} \cdot I_B}{X_{екв.}}; \quad (2.20)$$

$$I_{К1} = \frac{1 \cdot 5020}{2,13} = 2357 \text{ А.}$$

Визначаємо струм КЗ в точці К2 - шини 10 кВ.

Знайдемо струм КЗ в точці К2:

$$I_{К2} = \frac{E_{екв.} \cdot I_B}{X_{екв.} + X_{Т1}} k_{ТР}; \quad (2.21)$$

$$I_{К2} = \frac{1 \cdot 5020}{2,13 + 16,67} \cdot \frac{115}{11} = 2924 \text{ А.}$$

Результати отриманих розрахунків заводимо в табл. 2.3.

Таблиця 2.3 – Дані розрахунку струмів короткого замикання

Параметр	Максимальний режим		Мінімальний режим	
	Точка К1	Точка К2	Точка К1	Точка К2
$I_{КЗ}$	4827 А	3105 А	2357 А	2924 А
$i_{уд}$	12288 А	7904 А	-	-
$i_{ат}$	2048 А	1317 А	-	-

Розрахункові струми КЗ на шинах ВН і НН підстанції отримали невисокі, отже, застосування додаткових пристроїв для пониження цих струмів не потрібно.

Вимикачі, які випускаються в даний час, мають можливість відключити такий струм. Це відбувається без додаткових заходів по зниженню струмів короткого замикання:

$$\text{для ВН} - I_{відкл.ном} = 40 \text{ кА}$$

$$\text{для НН} - I_{відкл.ном} = 12,5 \text{ кА.}$$

2.5 Висновки до розділу

1. Проаналізовано добовий графік навантаження силових трансформаторів, що є основою для заміни трансформаторів підстанції.
2. Проведено вибір числа та потужності силових трансформаторів підстанції. Обґрунтовано встановлення силового трансформатора 6300/110.
3. Проведено вибір головної схеми електричних з'єднань підстанції. Для високої сторони запропоновано схему "Місток з ремонтною перемичкою".
4. Проведено розрахунок струмів короткого замикання, що є основою для вибору комутаційної апаратури підстанції.

3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

3.1 Вибір основного електричного обладнання та струмоведучих частин

3.1.1 Вибір обладнання розподільного пристрою високої напруги

3.1.1.1 Перевірка гнучких шин

Струмоведучі частини зі сторони 110 кВ виконані гнучкими проводами АС-150/24. Переріз гнучких шин перевіримо по економічній щільності струму.

$$J_e = 1,1 \text{ A/мм}^2 \text{ при } T_{\max} = 3000 - 5000 \text{ год.}$$

для неізолюваних шин і проводів, виконаних з алюмінію [4].

$$q_e = \frac{I_n}{J_e}; \quad (3.1)$$

де I_n – струм без перевантажень, для нормального режиму;

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

$$I_n = \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (3.2)$$

$$S_{\max} = S_{\text{нав.}} + S_{\text{транз.}}; \quad (3.3)$$

$S_{\max} = 7000 \text{ кВА}$ (значення максимального навантаження з добового графіку навантажень підприємства),

$S_{\text{транз.}} = 25000 \text{ кВА}$ (транзитна потужність, тобто потужність, що проходить через підстанцію, оскільки ПС являється прохідною і усі ПС в цьому районі з'єднані в кільце – кільцева схема).

$$I_n = \frac{7000 + 25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 160 \text{ A};$$

$$q_e = \frac{160}{1,1} = 145 \text{ мм}^2.$$

Вибраний провід марки $AC-150/24$, $I_{доп} = 450$ А проходить по економічній щільності струму.

Перевіряємо вибраний провід по тривалому допустимому струму:

$$I_{нав.мах} < I_{доп}; \quad (3.4)$$

$$I_{нав.мах} = 1,5 \cdot I_n$$

$$I_{нав.мах} = 1,5 \cdot 160 = 240 \text{ А};$$

$$240 \text{ А} < 450 \text{ А}.$$

Перевірка на схлюстування не виконується, оскільки струм трифазного короткого замикання $I_{к.з.}^{(3)} = 4,827 \text{ кА} < 50 \text{ кА}$.

Перевірку на термічну дію струмів КЗ не будемо виконувати. Це обумовлено тим, що шини виконані оголеними проводами на відкритому повітрі.

3.1.1.2 Вибір вимикачів

Автоматичний вимикач є одним із основних електричних апаратів в електричних установках. Його основне призначення полягає у відключенні та включенні в колі у всіх можливих режимах. До таких режимів слід віднести перевантаження, довготривале навантаження, КЗ, ХХ. Найбільш важкою та найбільш відповідальною операцією в при електричних комутаціях є відключення струмів короткого замикання. Також слід відмітити іншу операцію – включення на існуюче КЗ.

До вимикачів ВН висуваються наступні важливі вимоги:

- найбільша швидкість відключення;
- надійне відключення струмів будь-якого значення;
- легкість ревізії елементів конструкції вимикача;
- придатність для швидкодіючого АПВ (швидке включення вимикача зразу після відключення);
- зручність експлуатації та транспортування;
- вибухо та пожежобезпечність.

Вимикачі ВН мають тривало витримувати номінальну напругу $U_{ном}$ і номінальний струм $I_{ном}$.

Відповідно до *ГОСТ 687–78E* вимикачі характеризуються:

- допустимий відносний вміст аперіодичної складової струму в струмі відключення $\beta_{норм}$. Нормоване значення $\beta_{норм}$ визначається для моменту розходження контактів $\tau = t_{з.мін} + t_{в.ч.} = 0,01 + t_{в.ч.}$. Якщо $\tau > 0,09$ с, то приймають $\beta_{норм} = 0$;
- номінальний струм відключення $I_{ном.відкл.}$;
- стійкість при наскрізних струмах. Даний параметр характеризується струмами термічної стійкості $I_{тер.}$ і діючим значенням струму електродинамічної стійкості $I_{дин}$, $i_{дин}$ – амплітудне значення, пік;
- цикл операцій – являє собою послідовність комутаційних операцій, що виконує вимикач. Ці операції виконуються з заданими інтервалами;
- власний час відключення $t_{в.ч.}$ – інтервал часу від моменту того як подана команда на відключення до того моменту, як відбудеться припинення зіткнення дугогасильних контактів;
- номінальний струм включення – струм КЗ, який вимикач з відповідним приводом здатний включити без приварювання контактів і інших пошкоджень, при $U_{ном}$ і заданому циклі.

На основі параметрів, які передбачені в *ГОСТ 687–78E*, робимо розрахунок вимикачів ВН. Вибираємо елегазовий вимикач марки ВГБУ – 110 – 40/2000.

Розрахункові параметри мережі та каталожні дані вимикачів ВН і приведені в табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Вибір вимикачів на стороні 110 кВ [14]

Умови вибору	Розрахункові величини	Каталожні дані вимикача ВГБУ –110–40/2000
$U_{ном} \geq U_c$	$U_c = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{max}$	$I_{max} = I_{роб. max} = 35,14 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$
$I_{відкл. ном} \geq I_{нт}$	$I_{нт} = 4,827 \text{ кА}$	$I_{відкл. ном} = 40 \text{ кА}$
$i_{а. ном} \geq i_{ат}$	$i_{ат} = 3,067 \text{ кА}$	$i_{а. ном} = 20,9 \text{ кА}$
$I_{дин} \geq I_{н0}$	$I_{н0} = 4,827 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$
$i_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{уд} = 12,288 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$	$B_k = 2,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 40^2 \cdot 3 =$ $= 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Вибір ввідних вимикачів виконаний виходячи зі струму, що проходить через трансформатор у випадку, коли він працює на обидві системи шин нижчої напруги, тобто для аварійного режиму:

$$I_{max} = \frac{S_{нав}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (3.8)$$

$$I_{max} = \frac{7000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 35,14 \text{ А}.$$

Вибір секційного вимикача виконаний виходячи з того що, через секційний вимикач проходить $\frac{1}{2}$ навантаження.

$$I_{max} = \frac{S_{нав}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (3.9)$$

$$I_{max} = \frac{7000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 115} = 17,57 \text{ А}.$$

Розрахуємо аперіодичну складову струму КЗ (за методикою, викладеною в [6]):

$$i_{а. \tau} = \sqrt{2} \cdot I_{н. \tau} \cdot e^{-\tau/T_a}; \quad (3.10)$$

$$i_{а. \tau} = \sqrt{2} \cdot 4827 \cdot e^{-0,04/0,05} = 3067 \text{ А};$$

$$\tau = 0,01 + t_{в.ч.}; \quad (3.11)$$

$$\tau = 0,01 + 0,030 = 0,04 \text{ с},$$

де T_a – стала часу згасання аперіодичної складової струму КЗ (для розподільчих пристроїв підвищеної напруги ПС з [6]).

Розрахунок інтеграла Джоуля:

$$B_k = I_{n.0}^2 \cdot (t_{\text{відкл.}} + T_a); \quad (3.12)$$

$$B_k = 4,827^2 \cdot (0,04 + 0,05) = 2,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

де $t_{\text{відкл.}}$ – максимальний час відключення пошкодження на цій ділянці (включаючи дію РЗ).

Визначаємо номінальне допустиме значення аперіодичної складової у струмі, що відключається, для часу τ (по [8]):

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{норм}} \cdot I_{\text{відкл.ном}}}{100}; \quad (3.13)$$

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 37 \cdot 40}{100} = 20,9 \text{ кА}.$$

де $\beta_{\text{норм}}$ – визначена з графіку для часу з [8].

Таким чином, вибраний вимикач задовольняє усім вимогам приведеним в *ГОСТ 687 – 78*.

3.1.1.3 Вибір роз'єднувачів

Роз'єднувачі, що встановлюються у ВРП, повинні мати відповідну ізоляцію і надійно виконувати свої функції в несприятливих умовах довкілля.

Роз'єднувачами не можна відключати струми навантаження. Це обумовлено тим, що контактна система роз'єднувачів не має дугогасильних пристроїв. В разі помилкового відключення струмів навантаження виникає стійка дуга, що може привести до міжфазного короткого замикання та нещасних випадків з персоналом. Електричне коло має бути розімкнене вимикачем перед тим, як здійснювати операцію роз'єднувачем.

Вибір роз'єднувачів виконаний згідно [11]:

- по струму $I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$;

- по напрузі установки $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- по термічній стійкості $B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$;
- по електродинамічній стійкості $I_{уд} \leq I_{дин}$;
- по конструкції.

Вибираємо роз'єднувача РНДЗ-110/630, їх позначення QSG1...QSG10 [140211-10-СХ.02.ЭЗ].

Параметри роз'єднувача приведені в табл. 3.2.

Таблиця 3.2 – Параметри роз'єднувачів [14]

Умови вибору	Розрахункові величини	Каталожні дані роз'єднувача РНДЗ-110/630
$U_{ном} \geq U_c$	$U_c = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{max}$	$I_{max} = 35,14 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
$i_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{уд} = 12,288 \text{ кА}$	$i_{дин} = 80 \text{ кА}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$	$B_k = 2,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 31,5^2 \cdot 4 = 3969 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

3.1.1.4 Вибір трансформаторів струму

ТС має замкнутий магнітопровід та дві обмотки:

- первинну;
- вторинну.

Первинна обмотка ТС підключається послідовно в коло вимірюваного струму I_1 , до вторинної обмотки приєднуються вимірювальні прилади, які створюють струм I_2 .

ТС характеризується коефіцієнтом трансформації (КТ) для номінального режиму:

$$K_I = \frac{I_{1ном}}{I_{2ном}}, \quad (3.13)$$

де $I_{1ном}$ і $I_{2ном}$ – відповідно номінальні значення первинного та вторинного струму трансформатора струму.

КТ ТС не є постійною величиною та може відрізнятись від номінального значення внаслідок похибки. Дана похибка є обумовлена наявністю струму намагнічення.

Струмову похибку можна визначити за виразом:

$$\Delta I\% = \frac{K_1 I_2 - I_1}{I_1} \cdot 100. \quad (3.14)$$

Похибка ТС залежить від його конструктивних особливостей: магнітної проникності матеріалу магнітопроводу, перерізу магнітопроводу, середньої довжини магнітного шляху, значення $I_1 \cdot \omega_1$. Залежно від вимог, що висуваються до ТС, їх випускаються з класами точності 0,2; 0,5; 1; 3; 10. Ці класи точності є струмовою похибкою у відсотках від номінального струму при навантаженні ПО струмом 100–120% для перших трьох класів та 50–120 % - для двох останніх класів точності. Кутова похибка також нормується для ТС класів точності 0,2; 0,5 та 1.

Похибка ТС залежить від навантаження на вторинній обмотці і від кратності струму на первинній обмотці по відношенню до номінального струму. Збільшення кратності струму і навантаження призводять до збільшення похибки.

При значно менших струмах чим номінальний струм, тобто при первинних струмах, похибка ТС також буде зростати.

ТС класу 0,5 застосовують для приєднання лічильників грошового розрахунку; класу 0,2 - для приєднання точних лабораторних приладів, класів 3 і 10 – для РЗ; класу 1 – для усіх технічних вимірювальних приладів.

Трансформатор струму вибираю згідно [4]:

- по струму $I_{\max.роб} \leq I_{1ном}$, $I_{роб} \leq I_{1ном}$;

- по напрузі установки $U_{уст} \leq U_{ном}$;

- по електродинамічній стійкості: $i_{y\delta} \leq \sqrt{2} \cdot I_{1ном} \cdot k_{e\delta}$; $i_{y\delta} \leq i_{дин}$,

де $i_{y\delta}$ – ударний струм КЗ;

$I_{1ном}$ – номінальний первинний струм ТС;

$k_{e\delta}$ – кратність електродинамічної стійкості, згідно каталогу;

$i_{дин}$ – струм електродинамічної стійкості.

- по конструкції та по класу точності;

- по вторинному навантаженні $Z_2 \leq Z_{2ном}$

де Z_2 – вторинне навантаження ТС;

$Z_{2ном}$ – номінальне допустиме навантаження ТС у вибраному класі точності.

- по термічній стійкості: $B_{\kappa} \leq (\kappa_m \cdot I_{1ном})^2 \cdot t_{тер}$; $B_{\kappa} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$,

де B_{κ} – тепловий імпульс;

κ_m – кратність термічної стійкості, згідно каталогу;

Індуктивний опір струмових кіл є невеликим, звідси $Z_2 \approx r_2$. Вторинне навантаження складається з опору сполучних проводів, приладів та перехідного опору контактів:

$$r_2 = r_{прил} + r_{пров} + r_{\kappa}. \quad (3.15)$$

Опір приладів знаходиться за виразом:

$$r_{прил} = \frac{S_{прил}}{I_2^2}, \quad (3.16)$$

де $S_{прил}$ – споживана приладами потужність;

I_2 – номінальний струм приладу, вторинний.

Приймаємо опір контактів рівним 0,1 Ом. Опір сполучних проводів залежить від їх перерізу та довжини. Для того щоб ТС працював у вибраному класі точності, потрібно забезпечити умову:

$$r_{прил} + r_{пров} + r_{\kappa} \leq Z_{2ном}; \quad (3.17)$$

звідки:

$$r_{\text{пров}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{прил}} - r_{\text{к}}. \quad (3.18)$$

Переріз сполучних проводів визначаємо по формулі:

$$F = \frac{\rho \cdot l_{\text{роз}}}{r_{\text{пров}}}, \quad (3.19)$$

де ρ – питомий опір проводу;

$l_{\text{роз}}$ – довжина, яка розраховується і залежить від схеми з'єднання ТС, м.

Таблиця 3.3 – Навантаження ТС вторинне

Прилад	Тип	Навантаження по фазах, В·А		
		А	В	С
Амперметр	Э-365	0.5	-	-
Ватметр	Д-335	0.5	-	0.5
Лічильник	ЄвроАльфа	3.6	3.6	3.6
Разом:		4.6	3.6	4.1

Самою завантаженою фазою є фаза "А".

Знаходимо загальний опір приладів:

$$r_{\text{прил}} = \frac{4,6}{5^2} = 0,184 \text{ Ом}.$$

Для ТФЗМ-110-У1 в класі 0,5 $Z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом}$.

Знаходимо допустимий опір проводу:

$$r_{\text{пров}} = 1,2 - 0,184 - 0,1 = 0,916 \text{ Ом}.$$

Для ПС застосовую кабель з жилами з алюмінію, орієнтовна довжина якого становить 60 м, ТС з'єднані у неповну зірку, звідси $l_{\text{роз}} = \sqrt{3} \cdot l$, отже:

$$q = \frac{\rho \cdot \sqrt{3} \cdot l_{\text{роз}}}{r_{\text{пров}}}; \quad (3.20)$$

$$q = \frac{(0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 60)}{0,916} = 3,21 \text{ мм}.$$

Приймаємо контрольний кабель з алюмінієвими жилами перерізом 4мм^2 .

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 60}{4} = 0,74 \text{ Ом}.$$

Отже, вторинне навантаження становить:

$$r_2 = 0,184 + 0,74 + 0,1 = 1,024 \text{ Ом}.$$

Таблиця 3.4 – Розрахунок ТС 110кВ

Розрахункові дані	Дані ТФЗМ-110-У1
$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 35,14 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 50 - 600 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 12,288 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 126 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 2,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 2028 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$r_2 = 1,024 \text{ Ом}$	$r_2 = 1,2 \text{ Ом}$

Вибрані ТС ТФЗМ-110-У1 з коефіцієнтом трансформації 100/5А, клас точності 0,5/10Р/10Р.

3.1.1.5 Вибір трансформатора напруги

Трансформатор напруги (ТН) призначений для зниження ВН до стандартного значення 100 або $\frac{100}{\sqrt{3}}$ В. Також ТН призначений для відділення кіл вимірювання і РЗ від первинних кіл ВН. Обмотка ВН ТН включена на напругу мережі U_1 , а до обмотки НН (напруга U_2) приєднані паралельно котушки вимірювальних приладів та реле. ТН на відміну від ТС працює в режимі, який близький до ХХ, так як опір паралельних котушок приладів та реле є великий, а струм, що споживається ними, невеликий.

Номинальний КТ можна визначити за наступним виразом:

$$K_U = \frac{U_{1ном}}{U_{2ном}}, \quad (3.21)$$

де $U_{1ном}$, $U_{2ном}$ – відповідно номінальні первинна і вторинна напруги.

Втрати та розсіяння магнітного потоку у сердечнику приводять до похибок вимірювання:

$$\Delta U\% = \frac{K_U \cdot U_2 - U_1}{U_2} \cdot 100. \quad (3.22)$$

В ТН, так само як і в ТС, вектор ВН зміщений відносно вектору ПН не точно на кут 180° . Якраз це і визначає кутову похибку. В залежності від номінальної похибки класи точності розрізняють наступні: 0,2; 0,5; 1; 3. Похибка ТН залежить від конструкції магнітопроводу, магнітної проникності сталі, а також від $\cos\varphi$ навантаження.

Сумарне споживання обмоток реле та вимірювальних приладів, підключених до ВО ТН, не повинне перевищувати номінальну потужність ТН, так як це приведе до зростання похибки.

ТН можуть використовуватися з різними схемами з'єднання обмоток. Це обумовлено їх призначенням.

ТН вибираються згідно [4]:

- по конструкції та схемі з'єднання обмоток;
- по напрузі установки $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- по вторинному навантаженню $S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$;
- по класу точності.

де $S_{ном}$ – номінальна потужність ТН для вибраного класу точності. Слід звернути увагу на те, що для однофазних ТН, які сполучені в схему «зірка», приймається сумарна потужність трьох фаз; для ТН, які сполучені за схемою «відкритого трикутника» – подвійна потужність одного ТН;

$S_{2\Sigma}$ – навантаження усіх реле і вимірювальних приладів, що приєднані до ТН, $B \cdot A$.

По наступній формулі визначається навантаження приладів:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{\text{прил}} \times \cos \varphi_{\text{прил}})^2 + (\sum S_{\text{прил}} \times \sin \varphi_{\text{прил}})^2} = \sqrt{P_{\text{прил}}^2 + Q_{\text{прил}}^2}. \quad (3.23)$$

Таблиця 3.5 – Навантаження ТН 110 кВ

Найменування приладу	Потужність, споживана однією котушкою, $B \cdot A$	$\cos \varphi$	Споживана потужність		
			Bm	BAp	$B \cdot A$
Вольтметр Э762	9	1	9	0	9
Ватметр Д585	10	1	10	0	10
Лічильник "ЄвроАльфа"	1.5	0.53	0.8	1.27	1.5
Разом по ТН:	-	-	19.8	1.27	19.8

Вторинне навантаження ТН $S_{2\Sigma} = 19,8 B \cdot A$.

Вибираємо ТН НКФ-110-58 з параметрами:

- номінальна напруга:

- первинної обмотки – $110000/\sqrt{3} B$;
- основною вторинної обмотки – $100/\sqrt{3} B$;
- додатковою вторинної обмотки – $100 B$;

- $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$;

- номінальна потужність, клас точності 0,5 $S_{\text{ном}} = 400 B \cdot A$.

- гранична допустима потужність $2000 B \cdot A$.

Їх позначення TV1, TV2 (140211-10 – СХ.02.Э3)

3.1.1.6 Вибір заземлювачів та обмежувачів перенапруги

Для захисту обладнання від різного виду перенапруг на ПС повсюди використовуються обмежувачі перенапруг (ОПН). Вони забезпечують необхідний захист усього обладнання та відрізняються досить високою надійністю.

Приймаємо згідно [4] до встановлення в нейтраль силового

трансформатора ОПН типу *ОПНН-110/85-У1* [14].

Для захисту комутаційного та силового обладнання приймаємо до встановлення ОПН типу *ОПН-110/85-У1* [14]. Їх позначення *RU3, RU4*.

Вибираємо заземлювач типу *ЗОН-110М-У1* [14]. Їх позначення *QSG11, QSG12 [140211-10 - СХ.02.Э3]*.

3.1.2 Вибір обладнання розподільного пристрою низької напруги

3.1.2.1 Вибір шин

Оскільки на ПС намічається встановлення КРП типу *КРПЗ К-59*, то перевірка жорстких шин не виконується. Тому виберемо тільки шинний міст *10 кВ* від силового трансформатора до вводу в КРПЗ.

Шинний міст *10 кВ* виконаємо гнучкими проводами.

Вибір перерізу шин проводиться по тривалому допустимому струму з умови нагріву для максимальних навантажень обтяжуючого режиму.

Максимальне значення струму навантаження становить:

$$I_{\max} = \frac{7000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 384,9 \text{ А.}$$

Переріз вибираю по економічній щільності струму.

$J_e = 1,1 \text{ А/мм}^2$ при $T_{\max} = 3000 - 5000 \text{ год.}$ для неізольованих шин та проводів з алюмінію [4]. По формулах (3.2) і (3.1):

$$I_n = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 346,4 \text{ А;}$$

$$q_e = \frac{346,4}{1,1} = 314,9 \text{ мм}^2.$$

Вибираємо провід марки *АСО-400/22*, $I_{\text{дон}} = 830 \text{ А}$ [10].

Перевіряємо провід по допустимому струму.

$$I_{\text{нав.макс}} < I_{\text{дон}};$$

$$384,9 \text{ А} < 830 \text{ А.}$$

Перевірка на схльостування не виконується, оскільки струм трифазного КЗ $I_{к.з.}^{(3)} = 2,92 \text{ кА} < 50 \text{ кА}$.

Перевірка на термічну дію струмів КЗ не виконується, так як шини виконані оголеними проводами на відкритому повітрі.

3.1.2.2 Вибір вимикачів

Вимикач в колі силового трансформатора 110/10 кВ на стороні низької напруги вибираю по обтяжуючому режиму.

Секційний вимикач вибираємо за умовою:

$$I_{роб} = \frac{S_{max}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном.т}}; \quad (3.24)$$

$$I_{роб} = \frac{7000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 192,5 \text{ А.}$$

Ввідний вимикач вибирається з умови:

$$I_{роб.макс} = \frac{7000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 384,9 \text{ А.}$$

Методика вибору аналогічна, як для вимикачів 110 кВ.

Приймаємо до встановлення вимикач марки *ВВ/TEL* –10–12,5/630–У2. Їх позначення на схемі [140211–10.СХ.02.ЭЗ] Q3...Q10. Вибір вимикачів відображено в табл. 3.6.

Таблиця 3.6 – Вибір вимикачів на НН 10кВ [14]

Умови вибору	Розрахункові величини	Каталожні дані вимикача <i>ВВ/TEL</i> –10–12,5/630–У2
$U_{ном} \geq U_c$	$U_c = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{макс}$	$I_{макс} = I_{роб.макс} = 384,9 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
$I_{відкл.ном} \geq I_{нт}$	$I_{нт} = 3,105 \text{ кА}$	$I_{відкл.ном} = 12,5 \text{ кА}$
$i_{а.ном} \geq i_{ат}$	$i_{ат} = 0,901 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = 7,07 \text{ кА}$
$i_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{уд} = 7,904 \text{ кА}$	$i_{дин} = 32 \text{ кА}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$	$B_k = 1,49 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 12,5^2 \cdot 3 =$ $= 469 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Розрахунок аперіодичної складової струму КЗ (за методикою, викладеною в [6]):

Розрахунок ведеться по формулах (3.9) (3.10) (3.11) (3.12).

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot 3105 \cdot e^{-0,095/0,06} = 901 \text{ А};$$

$$\tau = 0,01 + 0,085 = 0,095 \text{ с}.$$

Розрахунок інтеграла Джоуля:

$$B_k = 3,105^2 \cdot (0,095 + 0,06) = 1,49 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Визначаємо номінальне допустиме значення аперіодичної складової у відключаючому струмі $\beta_{\text{норм}} = 40\%$ (з каталожних даних вимикача):

$$i_{a.\text{ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 12,5}{100} = 7,07 \text{ кА}.$$

Таким чином бачимо, що вибраний вимикач задовольняє усім вимогам.

3.1.2.3 Вибір запобіжників

У колі 10 кВ ТВП ТСКС-40/10-У3 встановлюємо запобіжники типу ПКТ 103-10-100-12,5-У3.

$$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{НОМ}} = 100 \text{ А};$$

$$I_{\text{ном.відкл.}} = 12,5 \text{ кА}.$$

У колі 10 кВ ТН вибираємо запобіжник типу ПКН-001-10-У3.

$$U_n = 10 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{НОМ}} = 200 \text{ А};$$

$$I_{\text{ном.відкл.}} = 50 \text{ кА}.$$

3.1.2.4 Вибір трансформаторів струму 10 кВ

Вибираються аналогічно ТС для ВН [4].

Визначаємо максимальний робочий струм, який буде протікати по ввідних вимикачах 10 кВ (при включеному секційному вимикачі і відключенні одного з трансформаторів):

$$I_{\max} = \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}; \quad (3.25)$$

$$I_{\max} = \frac{7000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 385 \text{ А};$$

$$i_{\text{уд}} = 7,904 \text{ А};$$

$$B_{\kappa} = 1,49 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Вибираємо ТС типу ТПЛ-10-м У2 з $I_{\text{ном}} = 400 \text{ А}$, клас точності ВО 0,5/10Р. В табл. 3.7 зведені дані розрахунків. Їх позначення на схемі ТА7.ТА15 [140211-10 - СХ.02.ЭЗ].

Таблиця 3.7 – Вибір ТС 10 кВ

Розрахункові дані	Каталожні дані ТПЛ-10-м У2
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\max} = 192,5 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 400 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 7,904 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 200 \text{ кА}$
$B_{\kappa} = 1,49 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\kappa} = 3468 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$r_2 = 0,314 \text{ Ом}$	$r_2 = 0,4 \text{ Ом}$

Таблиця 3.8 – Вторинне навантаження ТС

Прилад	Тип	Навантаження по фазах, В·А		
		А	В	С
Амперметр	Э-365	0.5	-	-
Ватметр	Д-335	0.5	-	0.5
Лічильник	Євро Альфа	3.6	3.6	3.6
Разом:		4.6	3.6	4.1

Самою завантаженою фазою є фаза «А». Отже, загальний опір приладів:

$$r_{\text{прил}} = \frac{4,6}{5^2} = 0,184 \text{ Ом}.$$

Для ТПЛ–10–м У2 в класі точності 0,5 $Z_{2\text{ном}} = 0,4 \text{ Ом}$.

Допустимий опір проводу:

$$r_{\text{пров}} = 0,4 - 0,184 - 0,1 = 0,116 \text{ Ом}.$$

Для ПС застосовуємо кабель з орієнтовною довжиною 4 м. Кабель застосовуємо з алюмінієвими жилами:

$$F = \frac{\rho \cdot l_{\text{роз}}}{r_{\text{пров}}}; \quad (3.26)$$

$$F = \frac{0,0283 \cdot 4}{0,116} = 0,98 \text{ мм}^2.$$

Отже, приймаємо контрольний кабель з алюмінієвими жилами перерізом 4 мм².

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 4}{4} = 0,03 \text{ Ом}.$$

Тому, вторинне навантаження буде становити:

$$r_2 = 0,03 + 0,184 + 0,1 = 0,314 \text{ Ом}.$$

3.1.2.5 Вибір трансформатора напруги

В табл. 3.9 приведено вторинне навантаження ТН.

Вторинне навантаження трансформатора:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2}; \quad (3.27)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{19,8^2 + 1,27^2} = 19,8 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Таблиця 3.9 – Вторинне навантаження ТН 10 кВ.

Найменування приладу	Потужність, споживана однією котушкою, $B \cdot A$	$\cos\varphi$	Споживана потужність		
			Bm	BAp	$B \cdot A$
Вольтметр Э762	9	1	9	0	9
Ватметр Д585	10	1	10	0	10
Лічильник "ЄвроАльфа"	1.5	0.53	0.8	1.27	1.5
Разом по ТН:	-	-	19.8	1.27	19.8

Вибираємо ТН *НТМИ*–10–66 з параметрами:

- номінальна напруга:
 - первинної обмотки – 10000 В;
 - основної вторинної обмотки – 100 В;
 - додаткової вторинної обмотки – 100 / 3 В;
- $U_{ном} = 10$ кВ;
- гранична потужність 960 В·А.
- номінальна потужність в класі точності 0,5 $S_{ном} = 120$ В·А.

Вибір усього обладнання, його технічні характеристики, прийняті по [2].

Вибраний ТН *НТМИ*–10–66 задовольняє усі умови.

3.2 Розрахунок власних потреб підстанції

3.2.1 Вибір трансформаторів власних потреб

Склад споживачів ВП ПС залежить від потужності силових трансформаторів, типу електрообладнання, конструкції ПС, способу обслуговування та виду оперативного струму, наявності синхронних компенсаторів,.

Оперативні кола, система охолодження трансформаторів, система телемеханіки та система зв'язку є найбільш відповідальними споживачами ВП ПС.

Найменша кількість споживачів ВП на ПС – це обігрів приводів шаф КРПЗ, електродвигуни обдування трансформаторів, освітлення ПС.

Живлення споживачів ВП здійснюється від мережі 380/220 В. Це обумовлено тим, що потужність таких споживачів є невелика, Дана мережа отримує живлення від понижувальних масляних трансформаторів.

Потужність трансформаторів ВП вибирається по навантаженнях ВП ПС.

По встановленій потужності із застосуванням $\cos \varphi = 0,85$ можна визначити навантаження ВП підстанції. Також це навантаження можна підрахувати за формулою:

$$S_{роз} = k_n \cdot \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2}, \quad (3.28)$$

де k_n – коефіцієнт попиту. Даний коефіцієнт враховує наступні коефіцієнти: коефіцієнти одночасності та коефіцієнт завантаження. Приблизно його можна прийняти рівним 1,4.

З умови вибирається потужність трансформаторів:

$$S_m \geq \frac{S_{роз}}{k_{неп}}, \quad (3.29)$$

де $k_{неп}$ – коефіцієнт, який враховує допустиме перевантаження під час аварійного режиму. Приблизно його значення можна прийняти 1,4 також.

Основною умовою вибору схеми підключення ТВП є забезпечення надійного живлення відповідальних споживачів. Тому, в даному випадку, вибираємо схему живлення ВП, де трансформатори ВП приєднуються відпаюванням до ввводів головних трансформаторів, тобто схему з випрямленим змінним оперативним струмом. Таке включення дає змогу запуску підстанції незважаючи на напругу в мережі 10 кВ.

Таблиця 3.10 – Навантаження ВП ПС

Вид споживача	Встановлена потужність		$\cos \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$	Навантаження	
	Одиниці кВт. к – ть	Всього кВт			$P_{уст}$, кВт	$Q_{уст}$, кВАр
Охолодження ТМН – 6300/110	2.5×2	5	0.85	0.62	5	3.1
Підігрівання вимикачів і приводів	0.06×3	1.8	1	0	1.8	
Підігрівання шаф КРПЗ	0.06×14	8.4	1	0	7.2	
Підігрівання приводів роз'єднувачів	0.06×10	6.0	1	0	6.0	
Освітлення, опалення, ЗРП з ОПУ		20	1	0	20	
Освітлення ВРП – 110кВ		5	1	0	5	
Інше		2	1		2	
Разом					48.7	3.1

Розрахункове навантаження при $k_n = 0,8$:

$$S_{роз} = 0,8 \cdot \sqrt{48,7^2 + 3,1^2} = 48,8 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Оскільки до встановлення передбачається два трансформатори ВП:

$$S_m \geq \frac{S_{роз}}{k_{пер}} = \frac{48,8}{1,4} = 37,9 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Приймаємо два трансформатори ТСКС – 40/10 УЗ. Потужність кожного 40 кВ · А.

Вибір виконаний згідно з методикою викладеною в [2,5].

3.2.2 Вибір джерела оперативного струму на підстанції

Для живлення кіл керування комутаційних апаратів, релейного захисту, сигналізації і автоматики застосовуємо оперативний струм. Основною вимогою, яка висувається до джерел оперативного струму, є готовність їх до дії в будь-яких умовах, у тому числі і під час коротких замикань, коли напруга на шинах ПС може знизитися до нуля. На проєктованій підстанції застосований змінний оперативний струм.

В якості джерела оперативного струму для живлення захисту застосовано комбіноване живлення від ТС (ТА) і ТН (ТВ) одночасно (рис. 3.1), тобто використовуємо випрямлений струм.

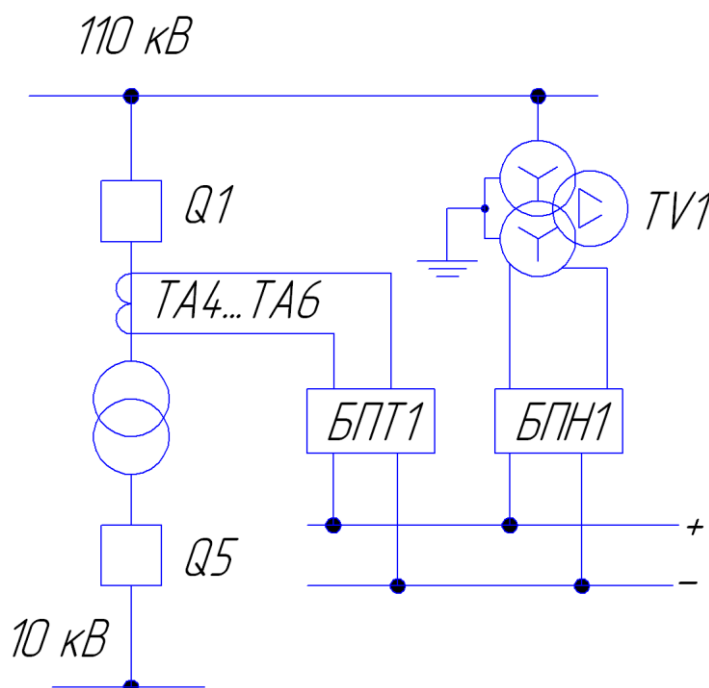


Рисунок 3.1 – Принципова схема комбінованого живлення оперативних кіл

Блоки живлення серії БПТ і БПН, що випускаються заводами, підключаються до ТС і ТН відповідно. Встановлені в блоці випрямлячі живлять оперативні кола сумарним оперативним струмом. Напруга 100 В до блоків живлення БПН-1 приходить від $TV1$ - 110 кВ, до блоку живлення БПН-2 від $TV2$

- 110 кВ, блоки живлення БПТ-1002 №1 і №2 живлять від комплектів виносних ТС ТФЗМ–110кВ.

3.3 Вибір релейного захисту та автоматики

3.3.1 Загальна інформація

Під час експлуатації електричних мереж та різного роду електроустановок, можуть виникати короткі замикання. Зазвичай, при різкому збільшенні струму, тобто КЗ, виникає електрична дуга, яка характеризується високою температурою. В результаті такої електричної дуги може відбуватися руйнація ізоляторів, апаратів, струмоведучих частин. Також протікання великих струмів може викликати перегрівання і неушкоджених струмоведучих частин. Це є основою для подальшого можливого розвитку аварії. Тому, необхідно швидко відключити певний пошкоджений елемент або якусь ділянку. Також необхідно ліквідувати небезпечний режим. Зазвичай для цього використовують релейний захист, тобто спеціальні автоматичні пристрої, які будуть відключати автоматичні вимикачі. Внаслідок відключення автоматичного вимикача, в місці пошкодження гасне електрична дуга, струм короткого замикання припиняє протікати і відповідно на неушкодженій ділянці мережі відновлюється напруга.

Основне призначення релейного захисту:

- виявлення порушення нормального режиму роботи;
- подача попереджувального сигналу обслуговуючому персоналу;
- відключення обладнання з витримкою часу;
- виявлення місця пошкодження;
- швидке автоматичне відключення вимикачем пошкодженої ділянки або обладнання.

Основні вимоги до РЗ:

- Швидкодія.

Тобто відключення короткого замикання повинно здійснюватися з найбільшою швидкістю.

- Селективність

Тобто при короткому замиканні буде відключатися тільки пошкоджена частина мережі

- Надійність

Тобто захист повинен працювати безвідмовно при коротких замикання і не повинен спрацьовувати в той момент, коли це не потрібно.

- Чутливість

Тобто захист має мати певну чутливість. Він повинен реагувати на відхилення від нормального режиму роботи.

Чутливість захисту характеризують коефіцієнтом чутливості $k_{\text{ч}}$. Для захистів, які реагують на струм короткого замикання

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мін}}}{I_{\text{с.з}}}, \quad (3.30)$$

де $I_{\text{к.мін}}$ – мінімальний струм короткого замикання;

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

3.3.2 Розрахунок вставок захисту трансформатора з використанням пристрою РС83-ДТ2

Вибираємо параметри налаштування пристрою РС83-ДТ2 для захисту трансформатора ТМН-6300/110 з схемою з'єднання обмоток Y/Δ-11:

- на ВН – Y;
- на НН – Δ.

Дані трансформатора, взяті із паспорта:

- номінальна напруга – 115 кВ / 11 кВ;
- номінальна потужність – 6,3 МВ · А;
- діапазон регулювання РПН ± 9,78% .

Навантаження трансформатора в максимальному режимі – $S_{нав.маx} = 7000 \text{ кВ} \cdot \text{А}$. Максимальний час захисту відходящих ліній від шин НН трансформатора $t_{маx} = 1,7 \text{ с}$.

Струми КЗ в мінімальному та максимальному режимах роботи енергетичної системи на стороні 110 кВ (точка КЗ $K1$) і шинах 10 кВ (точка КЗ $K2$) приведені в табл. 3.11.

Таблиця 3.11 – Струми КЗ для розрахунку вставок захисту трансформатора

Розрахунок струмів КЗ	Режим енергосистеми	Струм КЗ
на ВН 110 кВ ($K1$)	Максимальний	$I_{K1MAX}^{(3)BH} = 4827 \text{ А}$
	Мінімальний	$I_{K1MIN}^{(3)BH} = 2357 \text{ А}$
на НН 10 кВ ($K2$)	Максимальний	$I_{K2MAX}^{(3)HH} = 3105 \text{ А}$
	Мінімальний	$I_{K2MIN}^{(3)HH} = 2924 \text{ А}$

На рис. 3.2 вказано місце встановлення захисту трансформатора. Також на рисунку показані точки пошкодження. Саме в цих точках необхідно визначити струми короткого замикання для розрахунку вставок захисту.

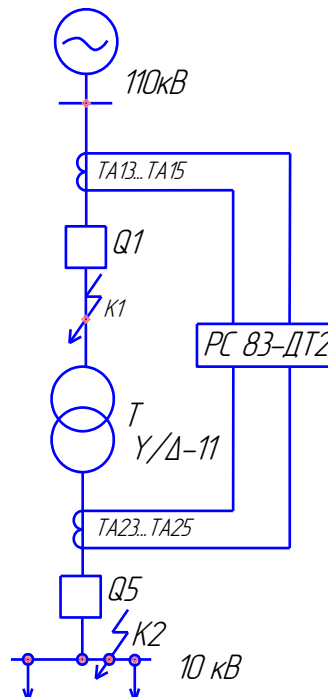


Рисунок 3.2 – Розрахунок вставок захисту трансформатора. Розташування точок короткого замикання

Так як захисти трансформатора підключені до ТС, які встановлені на стороні ВН, звідси потрібно визначити, які струми протікають через них при пошкодженнях на шинах НН. Приведення струмів короткого замикання в точці $K2$ до сторони високої напруги проводиться по формулі:

$$I_{K2}^{(3)BH} = \frac{I_{K2}^{(3)HH}}{k_T}, \quad (3.31)$$

де $I_{K2}^{(3)HH}$ – струм трифазного КЗ на шинах 10 кВ (для точки $K2$);

k_T – коефіцієнт трансформації трансформатора. Даний коефіцієнт рівний - 115/11 кВ. Він приводить значення струму КЗ, який знайдений на ступені напруги 10 кВ, до ступеня напруги 110 кВ.

По формулі (3.31) струм трифазного КЗ у максимальному режимі на шинах 10 кВ (для точки $K2$), приведений до сторони високої напруги трансформатора, рівний:

$$I_{K2MAX}^{(3)BH} = \frac{3105}{115/11} = 297 \text{ А.}$$

По формулі (3.31) струм трифазного КЗ в мінімальному режимі на шинах 10 кВ (для точки $K2$), приведений до сторони високої напруги трансформатора, рівний:

$$I_{K2MIN}^{(3)BH} = \frac{2924}{115/11} = 280 \text{ А.}$$

3.3.3 Розрахунок вставок диференціального захисту трансформатора

Диференціальний захист трансформатора виконаний зі застосуванням пристрою РС83-ДТ2. [7] Для вибору параметрів, необхідно спочатку вибрати КТ ТС, які встановлюються на усіх сторонах силового трансформатора. В табл. 3.12 приведена методика вибору.

Таблиця 3.12 – Вибір ТС на сторонах трансформатора, що захищається

Найменування величини	Чисельне значення для сторін	
	<i>ВН / 115 кВ</i>	<i>НН / 11кВ</i>
Номінальний струм трансформатора <i>ТМН – 6300 / 110, А</i>	$I_{НОМ}^{ВН} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ1}}$ $I_{НОМ}^{ВН} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 115} = 31,6 А$	$I_{НОМ}^{НН} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ2}}$ $I_{НОМ}^{НН} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 11} = 330,7 А$
Схема з'єднання обмоток силового трансформатора	Y	Δ
Схема з'єднання ТС	Δ	Y
Коефіцієнт схеми (K_{cx})	$\sqrt{3}$	1
Розрахунковий коефіцієнт трансформації ТС	$K_{\Delta} = \frac{K_{cx} \cdot I_{НОМ}^{ВН}}{5}$ $K_{\Delta} = \frac{\sqrt{3} \cdot 31,6}{5} = \frac{54,7}{5}$	$K_{Y} = \frac{K_{cx} \cdot I_{НОМ}^{НН}}{5}$ $K_{Y} = \frac{1 \cdot 330,7}{5} = \frac{330,7}{5}$
Прийнятий коефіцієнт трансформації ТС	$K_{ТС.ВН} = \frac{100}{5}$	$K_{ТС.НН} = \frac{400}{5}$

При виборі струму спрацьовування захисту необхідно забезпечити дію захисту трансформатора для двох режимів його роботи. Перший режим охоплює появу значних кидків струму намагнічення в обмотці живлення при включенні трансформатора. Даний пристрій забезпечений фільтрами струму по другій та по п'ятій вищих гармонічних складових. Уставка спрацьовування, рекомендована виробником – 20% першої гармонічної складової диференціального струму. Другий режим характерний коли через силовий трансформатор проходить максимальний наскрізний струм зовнішнього КЗ. Тобто, коли відбувається пошкодження на шини НН, при трифазних коротких замиканнях поза зоною дії захисту. Досягається за рахунок використання гальмівної характеристики в реле РС83-ДТ2. Коефіцієнт гальмування даної характеристика є постійним. Умови вибору даного коефіцієнта:

- діапазон регулювання під навантаженням трансформатором: 16,02%;
- похибка ТС: 10% ;
- похибка через неточне вирівнювання струмів в плечах захисту: 5% .

Сума:

$$K_T = 1,5 \cdot (0,10 + 0,1602 + 0,05) = 0,465.$$

Гальмівна характеристика чутливого ступеня диференціального захисту пристрою РС83-ДТ2 має коефіцієнт гальмування, який становить 0,5. Даний коефіцієнт є постійним.

Для того, щоб забезпечити недію гальмування від струмів навантаження приймаємо струм початку гальмування рівним $I_{\text{гальм.}} = 5,0 \text{ A}$.

Розрахуємо вставки:

- для кожної із сторін визначаються коефіцієнти вирівнювання по струму.

Для сторони ВН, де ТС з'єднуються в трикутник, коефіцієнт визначаємо по формулі:

$$K_{B1} = \frac{I_{\text{НОМ.ТС.ВН}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НОМ.ТР.ВН}}} \quad (3.32)$$

де $I_{\text{НОМ.ТС.ВН}}$ – первинний номінальний струм ТС, який встановлений зі сторони ВН трансформатора;

$I_{\text{НОМ.ТР.ВН}}$ – номінальний струм сторони ВН силового трансформатора.

$$K_{B1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 31,6} = 1,827,$$

приймаємо $K_{B1} = 1,83$.

Для сторони НН, де трансформатори струму зібрані в зірку, коефіцієнт вирівнювання визначається по формулі:

$$K_{B2} = \frac{I_{\text{НОМ.ТС.НН}}}{I_{\text{НОМ.ТР.НН}}}; \quad (3.33)$$

де $I_{\text{НОМ.ТС.НН}}$ – номінальний первинний струм трансформатора струму встановленого з боку НН трансформатора;

$I_{\text{НОМ.ТР.НН}}$ – номінальний струм сторони НН силового трансформатора.

$$K_{B2} = \frac{400}{330,7} = 1,209,$$

приймаємо $K_{B2} = 1,21$.

- вибирається струм спрацьовування диф. захисту і диф. відсічки.

Вибирається уставка чутливого ступеня диф. захисту в долях номінального струму трансформатора:

$$I_{\bullet CP}^{DT} = 0,5 - 1,0 \text{ (у долях).}$$

Уставку чутливого ступеня дифзахисту для трансформатора потужністю 6,3 МВ·А приймемо $I_{\bullet CP}^{DT} = 1,0$.

Після того, як вибрані коефіцієнти, визначаються по формулах:

$$I_{УСТ} = \frac{5 \cdot I_{\bullet CP}^{DT}}{K_{B1}}, \quad (3.34)$$

де 5 – вторинний номінальний струм ТС;

$I_{\bullet CP}^{DT}$ – уставка диференційного захисту (рівна 0,5 ÷ 1,0);

K_{B1} – коефіцієнт вирівнювання по струму для високої напруги.

$$I_{УСТ} = \frac{5 \cdot I_{\bullet CP}^{DT}}{K_{B2}}, \quad (3.35)$$

де K_{B2} – коефіцієнт вирівнювання по струму.

$$I_{УСТ.ВН}^{DT} = \frac{5 \cdot 1,0}{1,83} = 2,73 \text{ А.}$$

Приймаємо найближчу велику уставку, що можна буде виставити у РС83-ДТ2. Тому уставка струму спрацьовування захисту по стороні ВН приймається

$$I_{УСТ.НН}^{DT} = \frac{5 \cdot 1,0}{1,21} = 4,13 \text{ А}$$

З міркувань, вказаних раніше, уставка струму спрацьовування захисту по стороні НН приймається $I_{УСТ.НН}^{DT} = 4,2 \text{ А}$.

Дійсний струм спрацьовування чутливого ступеня дифзахисту буде рівний:

$$I_{СЗ.ВН}^{DT} = \frac{I_{УСТ.ВН}^{DT} \cdot K_{ТС.ВН}}{K_{СХ.ВН}}, \quad (3.36)$$

де $I_{УСТ.ВН}^{DT}$ – струм уставки спрацьовування захисту на високій стороні;

$K_{CX.BH}$ – коефіцієнт схеми на високій стороні.

$K_{TC.BH}$ – коефіцієнт ТС на низькій стороні;

$$I_{C3.BH}^{ДГ} = \frac{2,8 \cdot 100 / 5}{\sqrt{3}} = 32,3 \text{ А}$$

Перевіряємо коефіцієнт чутливості захисту при короткому замиканні у точці $K2$ (на стороні низької напруги) за відсутності гальмування по формулі:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{K3.min}^{(2)}}{I_{CP.CB}}, \quad (3.37)$$

де $I_{K3.min}^{(2)}$ – мінімальний струм двофазного короткого замикання в точці $K1$;

$I_{CP.CB}$ – струм спрацьовування реле струмової відсічки.

По відомому значенню струму трифазного короткого замикання в мінімальному режимі для точки $K2$ знайдемо струм двофазного КЗ по формулі:

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K3}^{(3)}, \quad (3.38)$$

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 280 = 242 \text{ А}$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{242}{32,3} = 7,49 > 2.$$

Звідси витікає, що чутливий ступінь диференціального захисту пристрою РС83-ДГ2 задовольняє вимогам згідно коефіцієнта чутливості.

Грубий ступінь диференціальної відсічки налаштовується відносно кидка струму намагнічення за величиною уставки струму спрацьовування. Струм спрацьовування має бути рівним $(5 \div 6) \cdot I_{ном}$ трансформатора для середніх умов.

Грубий ступінь диференціальної відсічки не налаштовується за часом від кидка струму намагнічення трансформатора та налаштовується по струму. Приймаємо уставку по струму рівної $5 \cdot I_{ном.т-ра}$ на напрузі 35кВ або $6 \cdot I_{ном.т-ра}$ – на напрузі 110 кВ.

Отже, уставка грубого ступеня дифвідсічки в долях від номінального струму трансформатора становить: $I_{\bullet CP}^{DT} = 6,0$

Вторинний струм спрацьовування визначається по раніше приведеній формулі:

$$I_{УСТ.ВН}^{ДВ} = \frac{5 \cdot I_{\bullet CP}^{ДВ}}{K_{B_1}}; \quad (3.39)$$

$$I_{УСТ.ВН}^{ДВ} = \frac{5 \cdot 6,0}{1,83} = 16,39 \text{ А.}$$

По стороні ВН приймаємо для пристрою РС83-ДТ2 найближчу велику уставку:

$$I_{УСТ.НН}^{ДВ} = \frac{5 \cdot I_{\bullet CP}^{ДВ}}{K_{B_2}}; \quad (3.40)$$

$$I_{УСТ.НН}^{ДВ} = \frac{5 \cdot 6,0}{1,21} = 24,79 \text{ А.}$$

По стороні НН приймаємо для пристрою РС83-ДТ2 найближчу велику вставку.

Дійсний струм спрацьовування грубого ступеня дифвідсічки буде рівний:

$$I_{СЗ.ВН}^{ДВ} = \frac{17 \cdot 100 / 5}{\sqrt{3}} = 196,3 \text{ А.}$$

Перевіримо коефіцієнт чутливості дифзахисту при КЗ на стороні ВН (у точці К1) по формулі (3.37).

По відомому значенню струму трифазного короткого замикання для мінімального режиму у точці К1 знаходимо струм двофазного короткого замикання по формулі (3.38):

$$I_{K_1 \min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2357 = 2041 \text{ А}$$

$$k_q = \frac{2041}{196,3} = 10,4$$

Звідси випливає, що вимоги по коефіцієнту чутливості грубий ступінь дифвідсічки пристрою РС83-ДТ2 задовольняє.

Вибір часу спрацьовування диференціальної відсічки та диференціального захисту.

При струмі спрацьовування, який рівний 0,5 номінального струму трансформатора, витримку часу потрібно встановити приблизно 0,20 с. А коли струм спрацьовування рівний номінальному струму трансформатора, витримку часу потрібно встановити приблизно 0,10 с.

Отже, уставку витримки часу спрацьовування диференціального захисту та диференціальної відсічки приймаємо 0,10 с.

3.3.4 Розрахунок уставок струмової відсічки (МСЗ 1) захисту трансформатора

Струмова відсічка від усіх видів КЗ налаштовується відносно максимального струму зовнішнього КЗ по формулі:

$$I_{CB} \geq k_{НАЛ} \cdot I_{КЗ.max}^{(3)}, \quad (3.41)$$

де $k_{НАЛ}$ – коефіцієнт налаштування, враховує помилку при визначенні струмів і необхідний запас, $k_{НАЛ} = 1,3$.

$I_{КЗ.max}^{(3)}$ – максимальне значення періодичної складової струму в місці встановлення захисту при трифазному короткому замиканні на НН.

Струм зовнішнього КЗ – струм короткого замикання в точці К2, приведений до ВН, рівний:

$$I_{CB} \geq 1,3 \cdot 297 = 386 \text{ А}$$

Струмова відсічка виконується за трьохрелейною схемою зі з'єднанням трансформаторів струму в трикутник. Струм спрацьовування реле струмової відсічення (МСЗ 1) рівний:

$$I_{CP.CB} \geq \frac{I_{CB} \cdot K_{CX}}{K_{ТС.ВН}}, \quad (3.42)$$

де I_{CB} – струм струмової відсічки;

$K_{TC.BH}$ – коефіцієнт ТС на високій напрузі;

K_{CX} – коефіцієнт схеми ТС на високій напрузі.

$$I_{CP.CB} \geq \frac{386 \cdot \sqrt{3}}{100 / 5} = 33,43 \text{ A}.$$

Даний струм може змінюватися від 2,0 до 60,0 A з кроком 0,1. Приймаємо для виставлення в пристрої РС83-ДТ2 найближчий більший струм.

Приймаємо $I_{CP.CB} = 33,4 \text{ A}$.

Розраховуємо дійсний струм спрацьовування струмової відсічки по формулі:

$$I_{CB} = \frac{I_{CP.CB} \cdot K_{TC.BH}}{K_{CX}}; \quad (3.43)$$

$$I_{CB} = \frac{33,4 \cdot 100 / 5}{\sqrt{3}} = 385,7 \text{ A}.$$

Знаходимо двофазний струм КЗ на 110 кВ трансформатора для мінімального режиму роботи енергосистеми.

По відомому значенню струму трифазного короткого замикання для мінімального режиму для точки К1 знайдемо струм двофазного КЗ по формулі (3.38):

$$I_{K1min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2357 = 2041,2 \text{ A}.$$

Коефіцієнт чутливості струмової відсічки при короткому замиканні на боці високої напруги (у точці К1) перевіряємо по формулі (3.37):

$$k_q = \frac{2041,2}{385,7} = 5,3 > 1,2.$$

Отже, резервний захист трансформатора струмовою відсічкою (МСЗ 1) виконуємо застосовуючи пристрій РС83-ДТ2.

Вибирається час спрацьовування струмової відсічки.

Оскільки уставка струмової відсічки вибрана по формулі (3.41), то вона буде діяти тільки при пошкодженнях в трансформаторі, отже витримку часу приймається $t_{CB} = 0,1 \text{ c}$.

3.3.5 Розрахунок уставок максимального струмового захисту (МСЗ2) трансформатора

Під час розрахунку максимального струмового захисту приймаються параметри:

- коефіцієнт повернення реле – $k_{II} = 0,95$;
- коефіцієнт запасу для налаштування струму навантаження – $k_{НАЛ} = 1,2$;
- коефіцієнт узгодження із захистами попередніх ліній – $k_{узГ} = 1,1$.

Максимальний струмовий захист захищає від всіх видів міжфазних КЗ. Трансформатори встановлюються на стороні ВН і збираються за схемою трикутника для резервування основних захистів.

Максимальний струм навантаження трансформатора:

$$I_{НАВ.ВН}^{\max} = \frac{S_{НАВ.ВН}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.ВН}}, \quad (3.44)$$

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

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

$$I_{НАВ.ВН}^{\max} = \frac{7000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 36,7 \text{ А}.$$

Тоді струм спрацьовування МСЗ визначається по формулі:

$$I_{МСЗ} \geq \frac{k_{НАЛ} \cdot k_{ЗАП}}{k_{II}} \cdot I_{НАВ.МАХ}, \quad (3.45)$$

де $k_{НАЛ}$ – коефіцієнт налаштування захисту (1,1-1,2);

$k_{ЗАП}$ – коефіцієнт самозапуску двигуна;

k_{II} – коефіцієнт повернення МСЗ блоку захисту РС83-ДТ2 = 0,95;

$I_{НАВ.МАХ}$ – максимальне значення струму навантаження.

Струм спрацьовування МСЗ 2 рівний:

$$I_{МСЗ} \geq \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,95} \cdot 36,7 = 69,54 \text{ А}.$$

Струм спрацьовування реле МСЗ рівний:

$$I_{CP.MC3} \geq \frac{I_{MC3} \cdot K_{CX}}{K_{TC.BH}}, \quad (3.46)$$

$$I_{CP.MC3} \geq \frac{69,54 \cdot \sqrt{3}}{100/5} = 6,02 \text{ A}.$$

Струм спрацьовування реле *MC3 2* з кроком 0,1 може змінюватися від 2,0 до 60,0 А, отже приймаємо найближчий більший струм для виставлення в РС83-ДТ2.

Приймаємо $I_{CP.MC3} = 6,1 \text{ A}$.

Дійсний струм спрацьовування максимального струмового захисту:

$$I_{MC3} = \frac{I_{CP.MC3} \cdot K_{TC.BH}}{K_{CX}}, \quad (3.47)$$

де $I_{CP.MC3}$ – струм спрацьовування реле максимально-струмового захисту (МТЗ 2)

$$I_{MC3} = \frac{6,1 \cdot 100/5}{\sqrt{3}} = 70,4 \text{ A}.$$

Перевіряємо коефіцієнт чутливості максимального струмового захисту при короткому замиканні на боці НН (для точки *K2*) по формулі (3.37).

$$k_{\chi} = \frac{242}{70,4} = 3,44 > 1,2.$$

Отже, *MC3 2* пристрою РС83-ДТ2 задовольняє вимогам чутливості.

Вибираємо час спрацьовування *MC32* пристрою РС83-ДТ2 по наступній формулі:

$$t_{MC3} = t_{\max} + \Delta t, \quad (3.48)$$

де t_{\max} – максимальний час захисту відходящих ліній від шин низької напруги трансформатора;

Δt – ступінь селективності, приймаємо рівною 0,5 с.

Час спрацьовування *MC3 2* рівний:

$$t_{MC3} = 1,7 + 0,5 = 2,2 \text{ с}.$$

Використовуємо витримку часу *MC3 2* в пристрої РС83-ДТ2.

3.3.6 Розрахунок уставок захисту від перевантаження (МСЗ 3) трансформатора

На стороні живлення трансформатора встановлюється захист від перевантаження.

На стороні ВН струм спрацьовування захисту від перевантаження:

$$I_{\text{ПЕР}} \geq \frac{k_{\text{НАЛ}}}{k_{\text{П}}} \cdot I_{\text{Т.ном}}, \quad (3.49)$$

де $k_{\text{НАЛ}}$ – коефіцієнт налаштування захисту від перевантаження, становить 1,05;

$k_{\text{П}}$ – коефіцієнт повернення струмового реле блоку захисту РС83-ДТ2 дорівнює 0,95:

$I_{\text{Т.ном}}$ – номінальний струм трансформатора для місця встановлення захисту від перевантаження.

Струм спрацьовування захисту від перевантаження рівний:

$$I_{\text{ПЕР}} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 31,6 = 34,9 \text{ А}.$$

Захист від перевантаження включений на ті ж ТС, що і струмова відсічка та МСЗ із схемою з'єднання в трикутник. Отже, струм рівний:

$$I_{\text{СР.ПЕР}} \geq \frac{I_{\text{ПЕР}} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТС.ВН}}}, \quad (3.50)$$

$$I_{\text{СР.ПЕР}} \geq \frac{34,9 \cdot \sqrt{3}}{100 / 5} = 3,02 \text{ А}.$$

Струм спрацьовування реле МСЗ 3 може змінюватись з кроком 0,1 від 2,0 до 60,0 А, тому приймаємо найближчий струм, який можна виставити в пристрої РС83-ДТ2.

Приймаємо $I_{\text{СР.ПЕР}} = 3,0 \text{ А}$.

Час дії захисту від перевантажень вибирається більший, ніж час дії усіх захистів по формулі (3.48).

Час спрацьовування захисту від перевантажень МСЗ 3 рівний:

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

Використовуємо витримку часу максимально-струмового захисту в пристрої РС83-ДТ2.

У табл. 3.13 приведені вибрані параметри налаштування (уставки) захистів трансформатора виконаних із застосуванням пристрою РС83-ДТ2.

Таблиця 3.13 – Параметри налаштування захистів трансформатора пристрою РС83-ДТ2

Найменування параметра	Діапазон регулювання	Параметр
Диференціальний захист		
Коефіцієнт вирівнювання по струму для сторони ВН:	0.01÷5.0 через 0.01	1.83
Коефіцієнт вирівнювання по струму для сторони НН:	0.01÷5.0 через 0.01	1.21
Чутливість диференціального захисту (ДТ)		
Уставка чутливості ступеня ДТ на стороні ВН:	(0.5 ÷ 10.0) А, крок 0.1 А	2.8
Уставка чутливості ступеня ДТ на стороні НН:	(0.5 ÷ 10.0) А, крок 0,1 А	4.2
Уставка витримки часу спрацьовування ДТ, <i>t</i> :	(0,01 ÷ 1,0) с, крок 0,01 с	0.10
Коефіцієнт гальмування	0.5	0.5
Діапазон уставок по струму початку гальмування:	(0,5 ÷ 10,0) А, крок 0,1 А	5.0
Уставка фільтру струму по другій гармонічній складовій від складової першої гармоніки диференціального струму	(10 ÷ 30) %, крок 1 %	20%
Уставка фільтру струму по п'ятій гармонічній складовій від складової першої гармоніки диференціального струму	(10 ÷ 30) %, крок 1 %	20%
Грубий ступінь диференціального захисту (ДВ)		
Уставка грубого ступеня ДВ по стороні ВН:	(5 ÷ 60,0) А, крок 1 А	17
Уставка грубого ступеня ДВ по низькій напрузі:	(5 ÷ 60,0) А, крок 1 А	25
Уставка часу спрацьовування ДВ, <i>t</i> :	10 ÷ 1000 мс, крок 1 мс	100
МСЗ		

Продовження таблиці 3.13

Уставка струмової відсічки (МСЗ 1), $I >$:	(2,0 ÷ 60,0) А, крок 0,1 А	33.4
Уставка витримки часу (МСЗ 1) при $I / I_{уст} > 1, t$:	(0,1 ÷ 25,0) з, крок 0,1 с	0.1
Уставка МСЗ 2, $I >>$:	(2,0 ÷ 60,0) А, крок 0,1 А	6.1
Уставка витримки часу (МСЗ 2) при $I / I_{уст} > 1, t$:	(0,1 ÷ 25,0) з, крок 0,1 с	2.2
Уставка захисту від перевантаження МСЗ 3 $I >>>$:	(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) з, крок 0,1 с	2.7

3.3.7 Газовий захист

Газовий захист (ГЗ) встановлюється на автотрансформаторах, трансформаторах, реакторах з масляним охолодженням, перетворювальних агрегатах, що мають розширювачі.

Захист подає попереджувальний сигнал при повільному газоутворенні. При коротких замикання захист подає сигнал на відключення трансформатора.

Встановлюється газове реле типу $BF - 80/Q$ (ЗАТ "Санар"). Уставка елемента приймається рівною $0,65 м/с$. По струму відключення швидкісний елемент діє на відключення трансформатора через реле $РП-255$, що має утримуючу котушку. На рівні наземного обслуговування через кран виконується відбір газу з корпусу реле.

3.4 Розрахунок освітлювальної мережі відкритого розподільчого пункту

Для освітлення відкритого розподільчого пункту розрахуємо прожекторне освітлення.

До переваг даного освітлення можна віднести:

- сприятливі умови освітлення вертикальних поверхонь;
- полегшення експлуатації за рахунок різкого скорочення числа місць обслуговування.

До недоліків можна віднести:

- більша сліпуча дія;
- необхідність кваліфікованого догляду за прожекторами.

Висота встановлення вибирається із врахуванням економічних міркувань, реабілітовуючих збільшення висоти та вимог обмеження сліпучої дії. Обчислення виконано згідно [13].

Встановлена потужність прожекторного освітлення:

$$P_{уст} = m \cdot E_n \cdot K_z \cdot A, \quad (3.50)$$

де m – коефіцієнт, дорівнює $0,5 \text{ Вт/лм}$;

E_n – норма освітленості, 5лк [4];

K_z – коефіцієнт запасу, $1,3$;

A – площа освітлення, 2537 м^2 .

Встановлену потужність прожекторного освітлення (3.50):

$$P_{уст} = 0,5 \cdot 5 \cdot 1,3 \cdot 2537 = 8245,25 \text{ Вт}.$$

Для освітлення ПС вибираємо 8 прожекторів типу *ИО 04–1000–001* з галогенними лампами *КГ–1000–5* по 2 прожектори на одну опору. Ці прожектори мають міру захисту *IP54*.

Осьова сила світла з лампою *КГ–1000–5*:

$$I_o = \frac{100 \cdot \Phi_1}{\Phi_2}, \quad (3.51)$$

де Φ_1 – світловий потік лампи *КГ–1000*, рівний 22000 лм згідно [13];

Φ_2 – світловий потік лампи *КГ–1500*, рівний 33000 лм згідно [13].

Тоді по формулі (3.51) отримаємо:

$$I_o = \frac{100 \cdot 22000}{33000} = 66,67.$$

Мінімальна висота встановлення прожектора визначається по формулі:

$$H_{\min} = \sqrt{I_o / 400} \quad (3.52)$$

Тоді по формулі (3.52) отримаємо:

$$H_{\min} = \sqrt{66670 / 400} = 12,9 \text{ м.}$$

Приймаємо $h = 13 \text{ м.}$

Кут нахилу в вертикальній площині:

$$\Theta = 1 + \arcsin \sqrt{\frac{\pi \cdot \sin(4 \cdot B_{\text{ВМ}}) \cdot \text{tg}(2 \cdot B_{\text{ГМ}})}{2 \cdot \Phi_{\text{Л}} \cdot n}} \cdot E_{\text{Н}} \cdot K_3 \cdot h, \quad (3.53)$$

де $\Phi_{\text{Л}}$ – світловий потік лампи КГ-1000, становить 22000 лм;

n – коефіцієнт корисної дії прожектора, становить 0,44 [13];

$B_{\text{вм}}$ – половинний максимальний кут розсіювання (для вертикальної площини), становить 13° [13];

$B_{\text{зм}}$ – половинний максимальний кут розсіювання (для горизонтальної площини), становить 15° [13].

Світлорозподіл прожектора можна змоделювати:

$$I_{\text{в}} = I_o \cdot \left[(1 + \cos n \cdot \nu) / 2 \right]^M, \quad (3.54)$$

де M, n – довідкові коефіцієнти, з [13].

Освітлення в кожній точці:

$$E = \frac{I_{\text{в}} \cdot \sin^3(\nu)}{K_3 \cdot h^2}, \quad (3.55)$$

де ν – кут розсіювання.

Знайдемо кут розсіювання:

$$\nu = \arctg h/l - \Theta \quad (3.56)$$

Освітленість точки, найближчої до прожектора, $E_{\text{о}}$ по формулі (10.21):

$$E_{1\text{о}} = \frac{66670 \cdot \left[(1 + \cos 13 \cdot 64,25) / 2 \right]^{1,11} \cdot \sin^3(21,93 + 64,25)}{1,3 \cdot 13^2} \approx 0.$$

$$E_{2\text{о}} = \frac{66670 \cdot \left[(1 + \cos 13 \cdot 6,93) / 2 \right]^{1,11} \cdot \sin^3(21,93 + 6,93)}{1,3 \cdot 13^2} \cdot 2 = 2,85 \text{ лк,}$$

де $\nu = \arctg 13/52,5 - 21,93 = 6,6$.

$$E_{3\delta} = \frac{66670 \cdot \left[\frac{(1 + \cos 13 \cdot 10)}{2} \right]^{1,11} \cdot \sin^3(21,93 + 10)}{1,3 \cdot 13^2} \cdot 2 = 4,86 \text{ лк.}$$

Сумарна освітленість в точці, найближчій до прожектора:

$$E_{4\delta} = \frac{66670 \cdot \left[\frac{(1 + \cos 13 \cdot 3,86)}{2} \right]^{1,11} \cdot \sin^3(21,93 + 3,86)}{1,3 \cdot 13^2} \cdot 2 = 1,21 \text{ лк.}$$

$$E_6 = E_{1\delta} + E_{2\delta} + E_{3\delta} + E_{4\delta} = 0 + 2,85 + 4,86 + 1,21 = 8,92 \text{ лк.}$$

Освітленість середини E_c :

$$E_{c1} = \frac{66670 \cdot \left[\frac{(1 + \cos 13 \cdot 4,9)}{2} \right]^{1,11} \cdot \sin^3(21,93 + 4,9)}{1,3 \cdot 13^2} \cdot 2 = 1,82 \text{ лк.}$$

Освітленості встановлення прожекторів від чотирьох точок:

$$E_{c1} = E_{c1} = E_{c1} = E_{c1} = 1,82 \text{ лк.}$$

Сумарна освітленість точки середини:

$$E_c = E_{c1} \cdot 4 = 1,82 \cdot 4 = 7,28 \text{ лк.}$$

3.5 Висновки до розділу

1. Проведено вибір обладнання розподільчих пристроїв високої та низької напруги, а саме: вимикачів, роз'єднувачів, трансформаторів струму та напруги, обмежувачів перенапруги, запобіжників.

2. Проведено вибір трансформаторів власних потреб. Згідно розрахованого навантаження вибрано 2 трансформатори по 40 кВА.

3. Проведено вибір релейного захисту та автоматики.

4. Проведено розрахунок освітлювальної мережі відкритого розподільного пристрою.

5. Здійснено розрахунок захисного заземлення.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

4.1 Засоби та заходи електробезпеки, що використовуються за нормального режиму роботи електроустановок

Основним заходом, спрямованим на захист від випадкового доторкання до струмопровідних частин в електроустановках до 1000 В, є ізоляція струмопровідних частин. Вона забезпечує технічну працездатність електроустановок, зменшує вірогідність потрапляння людини під напругу, замикань на землю і на корпус електроустановок, зменшує струм через тіло людини при торканні неізольованих струмопровідних частин в електроустановках, що живляться від ізольованої від землі мережі.

Згідно з ГОСТ 12.1.009-76 ізоляція буває:

- робоча – забезпечує нормальну роботу електроустановок і захист від ураження електричним струмом;
- додаткова – забезпечує захист від ураження електричним струмом на випадок пошкодження робочої ізоляції;
- подвійна – складається з робочої і додаткової;
- підсилена – поліпшена робоча ізоляція, яка забезпечує такий рівень захисту, як і подвійна.

З метою забезпечення працездатності електроустановок і безпечної їх експлуатації проводиться контроль стану ізоляції, який характеризується електричною міцністю ізоляції, її електричним опором і діелектричними втратами. В установках напругою більше 1000 В проводять усі види випробувань ізоляції, а при нарузі до 1000 В контролюють електричний опір і електричну міцність.

Виділяють приймально-здавальні випробування, післяремонтні (реконструкція і капітальний ремонт) і міжремонтні.

Електричну міцність ізоляції визначають шляхом випробування підвищеною напругою. Опір ізоляції електроустановок нелінійно залежить від прикладеної напруги. Тому контроль опору ізоляції проводять за робочої напруги або за допомогою спеціальних приладів – мегомметрів.

Вимоги до величини випробувальної напруги, величини опору ізоляції електроустановок та періодичності контролю регламентовано ПУЕ, НПАОП 40.1-1.21-98 «Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів» та іншими чинними нормативно-правовими актами.

В електроустановках напругою більше 1000 В електротравми можливі і при дотику до ізольованих струмопровідних частин. Захист від випадкового дотику в цих електроустановках здійснюється за рахунок забезпечення недоступності струмопровідних частин. Основними заходами забезпечення недоступності струмопровідних частин є розміщення неізольованих струмопровідних частин на недоступній висоті та в недоступному місці, застосування захисних огорож, закритих комутаційних апаратів (пакетних вимикачів, комплектних пускових пристроїв, дистанційних електромагнітних приладів для керування споживачами електроенергії тощо), обмеження доступу сторонніх осіб в електротехнічні приміщення тощо.

Призначення блокувальних пристроїв – унеможливити доступ до неізольованих струмопровідних частин без попереднього зняття з них напруги та попередити помилкові дії персоналу при експлуатації електроустановок, не допустити порушення рівня електробезпеки та вибухозахисту електрообладнання без попереднього відключення його від джерела живлення. Основними видами блокувальних пристроїв є механічні, електричні і електромагнітні.

Механічні блокувальні пристрої – це такі конструкції (стопори, замки, пружинно-стрижньові і гвинтові конструкції тощо), які не дозволяють знімати захисні огорожі електроустановок, відкривати комутаційні апарати без знеструмлення. Електричні блокувальні пристрої забезпечують розрив мережі живлення чи кола керування пускового апарата спеціальними контактами,

змонтованими на дверях огорож, розподільних щитів і шаф, кришках і дверцях кожухів електрообладнання. Електромагнітні блокувальні пристрої використовуються з метою забезпечення необхідної послідовності вмикання і вимикання обладнання. Вони виготовляються, переважно, у вигляді стрижньових електромагнітів. У знеструмленому стані стрижень електромагніту під дією пружини заходить у гніздо корпусу органу керування електроустановки, що не дозволяє маніпулювати цим органом. При подачі напруги на обмотку електромагніту, осердя втягується в котушку, що забезпечує розблокування органу керування електроустановкою і можливість необхідних маніпулювань цим органом.

Засоби орієнтації та сигналізації дають можливість персоналу чітко орієнтуватися в електроустановках, запобігають помилковим діям та надають інформацію відносно перебування електрообладнання під напругою, стану ізоляції та пристроїв захисту, а також про небезпечні відхилення режимів роботи від номінальних. До засобів орієнтації в електроустановках відносять маркування частин електрообладнання, забарвлення неізольованих струмопровідних частин, попереджувальні сигнали, написи, таблички, комутаційні схеми, знаки високої електричної напруги, знаки попереджувальні тощо. В електроустановках напругою понад 1000 В світловою сигналізацією обладнують комірki роз'єднувачів, масляних вимикачів, трансформаторів.

З метою збільшення опору ізоляції проводів електричної мережі відносно землі і зменшення ємнісної складової струму виконують захисне розділення електричних мереж. Розділення протяжних мереж на окремі, електрично незв'язані між собою частини, здійснюють за допомогою трансформаторів з коефіцієнтом трансформації, що дорівнює одиниці. Такі заходи можуть здійснюватися як у мережах, ізольованих від землі, так і при переході від мережі з глухозаземленою нейтраллю до мережі, ізольованої від землі.

При реалізації захисного розділення електричних мереж розділяючий трансформатор як засіб захисту повинен мати високу надійність конструкції і якісну ізоляцію. Корпус трансформатора заземлюється чи занулюється залежно

від режиму нейтралі мережі живлення трансформатора, а заземлення вторинної обмотки трансформатора не допускається.

Малу напругу використовують у приміщеннях з підвищеною небезпекою електротравм та особливо небезпечних для живлення ручного електрифікованого інструмента, ручних переносних ламп, світильників місцевого освітлення з лампами розжарювання, в яких конструктивно не виключена можливість контакту сторонніх осіб із струмопровідними частинами, світильників загального освітлення з лампами розжарювання при висоті підвісу світильників, меншій 2,5 м.

Чинні нормативно-правові акти виділяють два діапазони малої напруги змінного струму: 12 і 42 В.

Напруга 12 В змінного струму повинна застосовуватися для живлення переносних світильників в особливо небезпечних умовах щодо електротравм за умови виконання робіт у металевих, бетонних чи залізобетонних ємностях, кабельних та інших енергетичних підземних комунікаціях, оглядових ямах, вентиляційних камерах тощо. В інших випадках використовують малу напругу до 42 В змінного і до 110 В постійного струму.

Як джерело малої напруги використовують гальванічні елементи, акумулятори та знижувальні трансформатори. При використанні останніх необхідно обов'язково передбачати заходи щодо запобігання переходу напруги мережі на сторону малої напруги.

Для приєднання споживачів малої напруги використовують спеціальні розетки, які конструктивно відрізняються від розеток на більші діапазони напруги.

Забороняється використовувати як джерело малої напруги автотрансформатори, а також резистори та ємності, які обмежують величину струму в колі живлення споживачів малої напруги.

У мережах, ізольованих від землі, зі значною ємністю провідників (кабельні лінії електропередачі, протяжні розгалужені високовольтні мережі) струм однофазних замикань на землю, як і струм, що проходить через тіло

людини при однофазному дотику до струмопровідних частин, в основному визначається ємнісним опором ізоляції провідників. Для зменшення цього струму застосовують компенсацію ємнісної складової струму замикання на землю.

Для цього між нейтраллю мережі і землею вмикають компенсаційні котушки (реактори), індуктивність яких може змінюватись. За умови, що індуктивний опір мережі відносно землі дорівнює ємнісному, ємнісний струм компенсується індуктивним і в мережі виникає резонанс струмів. У такому випадку струм однофазних замикань на землю, а також струм, що проходить через тіло людини при однофазному дотику до струмопровідних частин, в основному залежить від активної складової опору ізоляції і є суттєво меншим у порівнянні з некомпенсованою мережею.

З метою зниження величини напруги дотику та напруги кроку, в електроустановках здійснюють вирівнювання потенціалів. Це досягається за рахунок навмисного підвищення потенціалу опорної поверхні, на якій може стояти людина, до рівня потенціалу струмопровідних частин, яких вона може торкатися, або за рахунок зменшення перепаду потенціалів на поверхні землі чи підлозі приміщень у зоні можливого розтікання струму.

Наприклад, при виконанні робіт без зняття напруги на високовольтних повітряних лініях електропередач, з метою зниження U_d виконують тимчасове електричне з'єднання ізольованої від землі коліски телескопічної вежі з фазним проводом. За таких умов потенціали поверхні, на якій стоїть людина, і струмопровідних частин будуть однаковими і $U_d = 0$.

4.2 Проведення аварійно-відновлювальних та інших невідкладних робіт на енергомережах в осередках ураження

Великі виробничі аварії і катастрофи наносять великих збитків національній економіці, тому забезпечення безаварійної роботи має винятково велике державне значення. Сучасний об'єкт енергетики є складним інженерно-

технічним комплексом. Успіх його роботи багато в чому залежить від стану інших підприємств галузі, об'єктів суміжних галузей, що забезпечують постачання матеріалів і сировини, а також від стану енергопостачання, транспортних комунікацій, зв'язку і т.п. Заходи щодо попередження аварій і катастроф є найбільш складними і трудомісткими. Вони представляють комплекс організаційних і інженерно-технічних заходів, спрямованих на виявлення й усунення причин аварій і катастроф, максимальне зниження можливих руйнувань і втрат у випадку, якщо ці причини цілком не вдасться усунути, а також на створення сприятливих умов для організації і проведення рятувальних і невідкладних аварійно-відбудовних робіт.

Згідно Кодексу цивільного захисту України (далі – Кодекс) (ст. 20 «Завдання і обов'язки суб'єктів господарювання») підприємства, установи та організації незалежно від форм власності і господарювання у сфері захисту населення і територій від надзвичайних ситуацій техногенного та природного характеру:

- планують і здійснюють необхідні заходи для захисту своїх працівників, об'єктів господарювання та довкілля від надзвичайних ситуацій техногенного та природного характеру;

- розробляють плани локалізації і ліквідації аварій (катастроф) з подальшим погодженням із спеціально уповноваженим центральним органом виконавчої влади, до компетенції якого віднесено питання захисту населення і територій від надзвичайних ситуацій техногенного та природного характеру;

- підтримують у готовності до застосування сили і засоби із запобігання виникненню та ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій техногенного та природного характеру;

- створюють та підтримують матеріальні резерви для попередження та ліквідації надзвичайних ситуацій техногенного та природного характеру;

- забезпечують своєчасне оповіщення своїх працівників про загрозу виникнення або про виникнення надзвичайної ситуації техногенного та природного характеру.

Організація і проведення рятувальних та інших невідкладних робіт у районах лиха і осередках ураження полягає у виконанні заходів, передбачених чинним законодавством (Постанова Кабінету Міністрів України від 9 січня 2014 року №11 про затвердження Положення про Єдину державну систему цивільного захисту, стаття 79 Кодексу) з питань ліквідації наслідків стихійного лиха, аварій і катастроф, епідемій, епізоотій, що створюють загрозу життю і здоров'ю населення, а також у:

- розвідуванні осередків ураження і визначенні меж (кордонів) цих осередків;

- проведення робіт, пов'язаних з пошуком і рятуванням людей;

- подання допомоги потерпілим;

- евакуації населення з небезпечних районів;

- карантинно-обсерваційних заходах;

- оточенні осередків ураження;

- забезпеченні громадського порядку у районах лиха і осередках ураження;

- здійсненні заходів життєзабезпечення населення;

- соціально-психологічній реабілітації населення;

- здійсненні санітарно-гігієнічних і протиепідемічних заходів.

Для проведення рятувальних та інших невідкладних робіт:

- створюються і утримуються в готовності до дій сили цивільного захисту;

- залучаються в разі потреби інші сили незалежно від їхньої відомчої приналежності та рятувальні добровільні сили;

- здійснюється підготовка органів управління цивільного захисту та опрацювання відповідних планів;

- виготовляються необхідні технічні засоби;

– забезпечується дотримання вимог з безпеки особовим складом сил цивільного захисту, який бере участь в рятувальних та інших невідкладних роботах;

– підтримується інженерне, хімічне, медичне, транспортне та матеріальне забезпечення дій сил, що беруть участь у проведенні робіт.

Підготовка до проведення відновлювальних робіт передбачає створення необхідного матеріально-технічного їх забезпечення. Великі запаси будівельних конструкцій, деталей і матеріалів створювати складно і не завжди економічно доцільно, оскільки це призводить до замороження частини коштів на довгий час. Та деякий запас відновлювальних матеріалів, резерв основних вузлів найнеобхіднішого обладнання, запасних частин може вплинути на строки відновлювання об'єкта. Тому необхідно створювати резерви особливо важливих і легкопошкоджуваних вузлів і деталей обладнання, окремих видів пристосувань верстатів і установок, а також необхідних будівельних і спеціальних матеріалів. За даних економічних умов на підприємстві належним чином створити такі умови не можливо.

При великих аваріях і катастрофах організація робіт із ліквідації наслідків проводиться з врахуванням обстановки, що склалася після аварії або катастрофи, ступеня руйнування й ушкодження будинків і споруджень, технологічного устаткування, агрегатів, характеру аварій на комунально-енергетичних мережах і пожеж, особливостей забудови території об'єкта й інших умов.

Роботи з організації ліквідації наслідків аварій і катастроф проводяться в стислий термін: необхідно швидко врятувати людей, що знаходяться під уламками будинків, у завалених підвалах, і надати їм екстренну медичну допомогу, а також запобігти іншим катастрофічним наслідкам, які пов'язані з загибеллю людей і втратою великої кількості матеріальних цінностей.

З виникненням аварії або катастрофи начальник цивільного захисту на підставі даних розвідки і особистого спостереження приймає рішення на ліквідацію наслідків і ставить завдання формуванням.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

В кваліфікаційній роботі розв'язана практична задача забезпечення надійності системи електропостачання ТП 110/10 кВ на основі аналізу добових графіків навантаження силових трансформаторів.

Одержано наступні результати:

1. Проведено вибір числа та потужності силових трансформаторів підстанції. Обґрунтовано встановлення силового трансформатора *ТМН – 6300/110*.
2. Проведено вибір головної схеми електричних з'єднань підстанції, де для високої сторони запропоновано схему “Місток з ремонтною перемичкою”.
3. Проведено розрахунок струмів короткого замикання, що дозволило провести вибір комутаційного обладнання підстанції.
4. Проведено вибір обладнання розподільчих пристроїв високої та низької напруги, а саме: вимикачів, роз'єднувачів, трансформаторів струму та напруги, обмежувачів перенапруги, запобіжників, що дозволить забезпечити надійність роботи підстанції в цілому.
5. Проведено вибір трансформаторів власних потреб та встановлено два трансформатори по 40 кВА.
6. Проведено вибір обладнання релейного захисту та автоматики, що дозволить забезпечити роботу підстанції в аварійних режимах.
7. Проведено розрахунок освітлювальної мережі відкритого розподільного пристрою.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. ГОСТ 30323-95 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания
2. Неклепаев Б. Н. Электрическая часть станций и подстанций / Б. Н. Неклепаев. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 640 с.
3. Нормы технологического проектирования понижающих подстанций с высшим напряжением 35-750 кВ. 3-е изд. – М.: Энергия, 1979. – 40 с.
4. Правила улаштування електроустановок. / Міненерго вугілля України,. - К., 2017.
5. Мошкин В. И. Проектирование электрической части подстанций систем электроснабжения. Методические указания к курсовому и дипломному проектированию для студентов специальности «Электроснабжение» / В.И. Мошкин. – Курган: Изд-во КГУ, 2005. – 43 с.
6. Расчет токов короткого замыкания. Методические указания к курсовому проектированию по дисциплине «Переходные процессы в системах электроснабжения» для студентов специальности «Электроснабжение» / Сост. В.И. Мошкин. – Курган: Изд-во КГУ, 2005. – 31 с.
7. Релейная защита трансформаторов с использованием микропроцессорного устройства РС83-ДТ2. Методические указания для дипломного проектирования защит трансформаторов раздела «Релейная защита» для студентов специальности 140211 /Сост. Д.Н. Шестаков. – Курган: Изд-во КГУ, 2010. – 43 с.
8. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник для сред. проф. образования/ Л. Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т. В. Чиркова. – М.: Издательский центр «Академия», 2004. – 448 с.
9. ГОСТ 14209-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки.

10. Ананичева С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное электронное текстовое издание / С. С. Ананичева. – Е.: ГОУ ВПО УГТУ – УПИ – 2005. – 52 с.
11. ГОСТ 689-90 Разъединители и заземлители переменного тока и напряжения свыше 1000 В
12. ГОСТ 12.1.030-81 (2001) ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление.
13. Справочная книга для проектирования электрического освещения. / Под ред. Г.М. Кнорринга.– Л.: Энергия, 1976.
14. СНиП 23.05-95 Естественное и искусственное заземление.
15. Маліновський А.А., Хохулін Б.К. Основи електроенергетики та електропостачання: Підручник. 2-ге вид., перероб. І доп. – Львів: Видавництво Національного університету “Львівська політехніка”, 2009. – 436 с.

ДОДАТКИ

Розрахунок захисного заземлення

Аналіз умов праці характеризує проєктовану ПС як таку, що не вимагає виконань яких-небудь спеціальних умов для забезпечення безпечного ведення робіт на території ПС.

Згідно ПУЕ глава 1.7, для безпечного ведення робіт на території ПС, необхідно забезпечити захист обслуговуючого персоналу від ураження електричним струмом і одним з найефективніших методів по забезпеченню цих заходів є застосування захисного заземлення.

Заземлюючі пристрої в електроустановках 110 кВ і вище повинні проєктуватися так, щоб у будь-яку пору року на всій території ПС напруга дотику, під яку може потрапити людина, не перевищувала допустимої напруги $U_{\text{дот}} \leq U_{\text{дот.доп}}$. Безпечна величина залежить $U_{\text{дот.доп}}$ від часу її дії на людину. Рекомендовані величини $U_{\text{дот.доп}}$ приведені в табл. А-1.

Таблиця А-1 – Допустима напруга дотику [5]

Тривалість дії, с	До 0,1	0,2	0,5	0,7	1	Від 1 до 3
$U_{\text{дот.доп}}, \text{В}$	500	400	200	130	100	65

У зв'язку з великим терміном експлуатації існуючого заземлюючого пристрою (ЗП) і неприпустимості зниження рівня безпеки обслуговуючого персоналу потрібен новий ЗП.

Заземлюючий пристрій для установок 110 кВ і вище виконується з вертикальних заземлювачів, сполучних смуг, смуг укладених вздовж рядів обладнання і вирівнюючих смуг, укладених в поперечному напрямку і створюючих заземлюючу сітку із змінним кроком. Між смугами відстань має бути не більше 30 м [12].

Напруга на заземлюючому пристрої при стіканні з нього струму замикання на землю не повинна, як правило, бути більшою за 10 кВ, інакше виникає небезпека пробоею ізоляції кабелів низької напруги.

Початкові дані:

- 1) площа підстанції: $S = 59 \times 43 \text{ м}^2$, $S = 2537 \text{ м}^2$,
- 2) питомий опір верхнього шару ґрунту: $\rho_1 = 150 \text{ Ом} \cdot \text{м}$;
- 3) питомий опір нижнього шару ґрунту: $\rho_2 = 40 \text{ Ом} \cdot \text{м}$;
- 4) глибина промерзання ґрунту: $h_1 = 1,95 \text{ м}$;
- 5) глибина заставляння заземлювача: $t = 0,7 \text{ м}$;
- 6) довжина вертикального заземлювача: $l = 4 \text{ м}$;
- 7) відстань між вертикальними заземлювачами: $a = 3 \text{ м}$.

Розрахунок виконується в наступному порядку:

1 Намічається схема заземлюючого пристрою

За умови рівності їх площ S складний заземлювач замінюється розрахунковою квадратною моделлю (рис. 3.3), загальної довжини горизонтальних провідників, їх глибини заставляння t , числа та довжини вертикальних заземлювачів l та глибини їх заставляння. При проведенні розрахунку багат шаровий ґрунт замінюється двошаровим: верхній завтовшки h_1 з питомим опором ρ_1 (шар сезонних змін), нижній – з ρ_2 .

У заміну дерев'яній огорожі огорожу ПС виконаємо металевою сіткою, стійки огорожі електрично сполучені з металевою сіткою. Для виключення електричного зв'язку зовнішньої огорожі із заземлюючим пристроєм відстань від огорожі до елементів заземлюючого пристрою, розташованих вздовж неї з внутрішньої сторони не менше 2 м [12].

Загальна довжина горизонтальних смуг складає:

- 1) визначаємо час τ_e і знаходиться допустима напруга дотику.

$$\tau_B = t_{P.З.} + t_{B.B.}$$

$$\tau_B = 0,1 + 0,05 = 0,15 \text{ с}$$

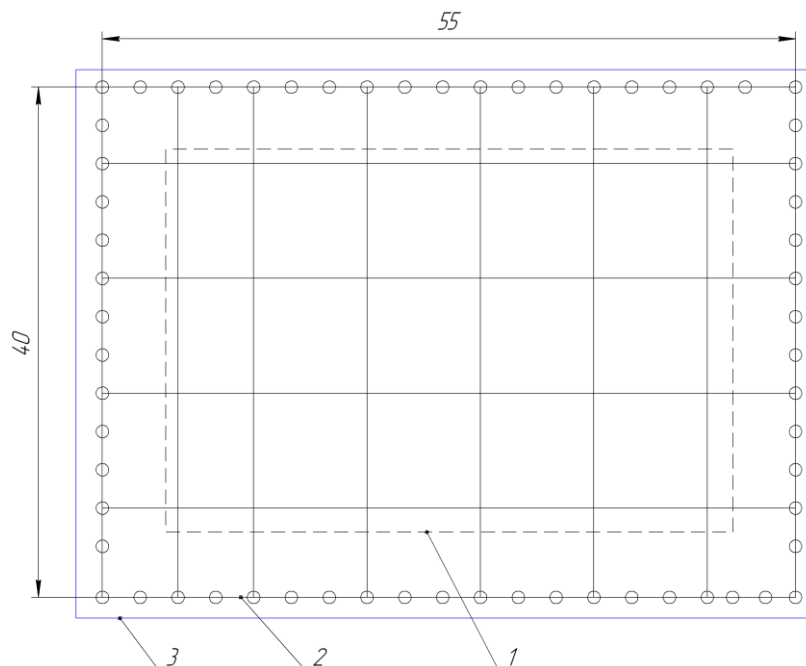


Рисунок 3.3 – Розташування заземлюючого пристрою

1 – площа, зайнята обладнанням; 2 – заземлюючий контур; 3 – огорожа підстанції

Допустима напруга дотику (табл. 3.14) :

$$U_{\text{дот. доп}} = 450 \text{ В};$$

2) визначаємо коефіцієнт напруги дотику по формулі:

$$k_{\Pi} = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_B \cdot L_{\Gamma}}{a \sqrt{S}} \right)^{0,45}},$$

де M – параметр, що залежний від ρ_1 / ρ_2 ;

β – коефіцієнт, що враховує опір стікання струму зі стержнів на землю;

L_{Γ} – сумарна довжина горизонтальних заземлювачів;

l_B – довжина вертикального заземлювача;

S – площа заземлюючого пристрою;

a – відстань між вертикальними заземлювачами.

$$\beta = \frac{R_{\Pi}}{R_{\Pi} + R_C},$$

де R_{Π} – опір тіла людини, при розрахунках приймають рівним 1000 Ом;

R_C – опір розтіканню струму від ступень в землю, приймається

$$R_C = 1,5\rho_{BC};$$

ρ_{BC} – питомий опір верхнього шару землі Ом·м.

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 150} = 0,816.$$

Величина параметра M [5]:

$$\rho_1 / \rho_2 = 150 / 40 = 3,75;$$

$$M = 0,72.$$

Для контуру вибираємо вертикальні заземлювачі завдовжки 4 м Сумарна довжина горизонтальних заземлювачів 650 м Відстань між вертикальними заземлювачами 3 м.

$$k_{II} = \frac{0,72 \cdot 0,816}{\left(\frac{4 \cdot 650}{3 \cdot \sqrt{40 \cdot 55}} \right)^{0,45}} = 0,159;$$

3) напруга на заземлювачі:

$$U_3 = \frac{U_{\text{ДОТ.ДОП}}}{k_{II}}.$$

$$U_3 = \frac{450}{0,159} = 2830 \text{ В}, \text{ лежить в межах допустимого значення (менше } 10 \text{ кВ)};$$

4) знаходимо допустимий опір заземлюючого пристрою:

$$R_{3,\text{ДОП}} = \frac{U_3}{I_3},$$

де I_3 – струм, що стікає зі заземлювача проектованого заземлюючого пристрою при однофазному короткому замиканні (з деяким запасом може бути прийнятий рівним струму трифазного КЗ).

$$R_{3,\text{ДОП}} = \frac{2830}{3105} = 0,91 \text{ Ом.}$$

5) заземлюючий пристрій перетвориться в розрахункову модель квадратної форми, площа якої і сумарна довжина горизонтальних заземлювачів такі ж, як в реальній моделі рис. 3.3.

Сторона квадратної моделі $\sqrt{S} = \sqrt{40 \cdot 55} = 46,9$ м.

Число комірок по стороні моделі:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2\sqrt{S}} - 1 \text{ шт.};$$

$$m = \frac{650}{2 \cdot 46,9} - 1 = 5,9 \text{ шт.},$$

приймаємо $m = 6$ шт. (приймається найближче ціле).

Довжина сторони комірки:

$$e = \frac{\sqrt{S}}{m};$$

$$e = \frac{46,9}{6} = 7,8 \text{ м};$$

Число вертикальних заземлювачів по периметру контуру:

$$n_e = \frac{4\sqrt{S}}{a};$$

$$n_e = \frac{4 \cdot 46,9}{3} = 63 \text{ шт.}$$

приймаємо $n_e = 63$ шт.

Загальна довжина вертикальних заземлювачів:

$$L_B = l_B \cdot n_B;$$

$$L_B = 3 \cdot 63 = 252 \text{ м.}$$

По розрахунковій моделі визначається опір реального заземлюючого пристрою, для чого розраховується відносна глибина заставляння заземлювачів.

$$\text{Відносна глибина: } \frac{l_B + t_{\Gamma}}{\sqrt{S}} = \frac{4 + 0,7}{46,9} = 0,096 < 0,1$$

де t_{Γ} – глибина заставляння заземлювачів.

Знаходимо значення параметра A , необхідного для уточненого значення опору заземлюючого пристрою:

$$A = \left(0,444 - 0,84 \cdot \frac{l_e + t}{\sqrt{S}} \right);$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot 0,096 = 0,37;$$

$$\frac{h_1 - t}{l_B} = 0,31.$$

Визначимо відносний еквівалентний питомий опір ґрунту розрахункової моделі $\frac{\rho_e}{\rho_2}$. Відносний еквівалентний питомий опір для сіток з вертикальними

заземлювачами $\frac{\rho_e}{\rho_2} = 1,344$, тоді

$$\rho_e = 1,344 \cdot \rho_2,$$

$$\rho_e = 1,344 \cdot 40 = 53,8 \text{ Ом}\cdot\text{м}.$$

Потім знаходимо:

$$R_3 = A \frac{\rho_e}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_e}{L_\Gamma + L_B};$$

$$R_3 = 0,37 \cdot \frac{53,8}{46,9} + \frac{53,8}{650 + 252} = 0,48 \text{ Ом},$$

що менше за допустимий $R = 0,5 \text{ Ом}$.

Знаходимо напругу дотику:

$$U_{\text{ДОТ}} = k_{\text{П}} \cdot I_3 \cdot R_3;$$

$$U_{\text{ДОТ}} = 0,159 \cdot 3105 \cdot 0,48 = 237 \text{ В},$$

що менше допустимого значення 450 В .

Визначимо найбільший струм, що стікає із заземлювачів ПС при однофазному короткому замиканні:

$$I_{3\text{max}} = \frac{U_{\text{ДОТ.ДОП}}}{k_{\text{П}} R_3};$$

$$I_{3\text{max}} = \frac{450}{0,159 \cdot 0,48} = 5896 \text{ А}.$$

Перевіряю термічну стійкість смуги $50 \times 5 \text{ мм}^2$. Мінімальний переріз смуги за умовами термічної стійкості при замиканні на землю при приведеному часі проходження струму замикання $t_n = 2 \text{ с}$.

$$F = I_{\text{роз}} \cdot \frac{\sqrt{t_n}}{C}$$

де $C = 74$ – коефіцієнт шин, постійний для сталі.

$$F = 3105 \cdot \frac{\sqrt{2}}{74} = 59,3 \text{ мм}^2.$$

Таким чином, смуга $50 \times 5 \text{ мм}^2$ задовольняє умові термічної стійкості.

Остаточно приймаємо число вертикальних заземлювачів – 63 шт. Відстань між вертикальними заземлювачами – 3 м. В якості вертикальних заземлювачів застосовуємо круглі сталеві стержні діаметром 20 мм, в якості горизонтальних заземлювачів – сталеві смуги $50 \times 5 \text{ мм}$.

Напруга на заземлюючому пристрої менше 10 кВ, тому додаткові заходи по захисту ізоляції відходящих кабелів зв'язку і телемеханіки не передбачаються.

З розрахунків видно, що спроектований контур заземлення задовольняє усім необхідним вимогам по забезпеченню електробезпеки. Отже, може бути використаний на спроектованій підстанції спільно з існуючим контуром заземлення, який використовується як штучний або повторний заземлювач.