

ХЕРСОНСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

(повне найменування вищого навчального закладу)

ФАКУЛЬТЕТ ІНЖЕНЕРІЇ ТА ТРАНСПОРТУ

(назва факультету)

КАФЕДРА ЕНЕРГЕТИКИ, ЕЛЕКТРОТЕХНІКИ І ФІЗИКИ

(повна назва кафедри)

Пояснювальна записка

до кваліфікаційної роботи
першого (бакалаврського) рівня освіти
(рівень вищої освіти)

На тему «Розробка електричної частини підстанції 220 / 110 / 10 кВ»

Виконав:	здобувач	<u>2</u>	курсу, групи	<u>2ЕЛс</u>
спеціальності	<u>141. Електроенергетика,</u> <u>електротехніка та електромеханіка</u>			
	(код і назва спеціальності)			
освітньо- професійної програми	<u>Електротехніка та</u> <u>електротехнології</u>			
	(назва ОПП)			

Унгурян Т.Г.

(прізвище та ініціали)

Керівник

Погребняк І.Ф.

(прізвище та ініціали)

Рецензент

Мешков Ю.Є.

(прізвище та ініціали)

Хмельницький – 2026 р.

ХЕРСОНСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
Факультет Інженерії та транспорту
Кафедра Енергетики, електротехніки і фізики
Освітній рівень Перший (бакалаврський)
Напрямок підготовки 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
Освітня програма Електротехніка та електротехнології

ЗАТВЕРДЖУЮ

В.о. зав. кафедри енергетики та
електротехніки

к.т.н., доц. Курак В.В.
«09» лютого 2026 р.

З А В Д А Н Н Я
НА ВИПУСКНУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧУ

Унгуряну Тимофію Георгійовичу

1. Тема роботи Розробка електричної частини підстанції 220 / 110 / 10 кВ

Затверджена наказом по Університету від «15» січня 2026 р. № 65-с

2. Термін здачі здобувачем закінченого проєкту (роботи) 01.06.2026 р.

3. Вихідні дані до роботи Навантаження підстанції 220/110/10 кВ на всіх
рівнях напруги, довжина та кількість ліній.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, що їх належить
розробити) 1. Оглядова частина (Розглянути основні конфігурації розподільних
установок підстанцій, особливості їх реалізації та вимоги до устаткування на
різних рівнях напруги.)

2. Методична частина (Обрати методику розробки електричної частини
підстанції. Розглянути загальні принципи вибору основного комутаційного та
захисного електрообладнання.)

3. Дослідницька частина (Розробити електричну частину підстанції
220/110/10 кВ. Розрахувати струми короткого замикання та обґрунтувати вибір
основного комутаційного та захисного електрообладнання на всіх рівнях напруги.

Розробити систему заземлення та захисту від ударів блискавки.)

4. Охорона праці (Розглянути небезпечні та шкідливі фактори на робочому
місці електромонтера, що виконує роботи на підстанції 220/110/10 кВ).

5. Висновки до роботи.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень)
Слайди електронної презентації

6. Консультанти по роботі

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
Оглядова частина	Погребняк І.Ф.	09.02.2026	09.03.2026
Методична частина	Погребняк І.Ф.	09.02.2026	30.04.2026
Дослідницька частина	Погребняк І.Ф.	09.02.2026	28.05.2026
Охорона праці	Кузнєцов С.І.	09.02.2026	28.05.2026
Нормоконтроль	Погребняк І.Ф.	09.02.2026	29.05.2026

7. Дата видачі завдання «09» лютого 2026 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№	Назва етапів дипломного проєкту(роботи)	Термін виконання етапів проєкту	Примітка
1.	Огляд розподільних установок підстанцій, вимог до електрообладнання	09.02.2026-09.03.2026	виконано
2.	Вибір методики розробки електричної частини підстанції	09.02.2026-30.04.2026	виконано
3.	Розробка схеми електричних з'єднань підстанції 220 / 110 / 10 кВ	09.02.2026-08.05.2026	виконано
4.	Вибір електрообладнання на стороні ВН 220 кВ	09.02.2026-12.05.2026	виконано
5.	Вибір електрообладнання на стороні СН 110 кВ	09.02.2026-15.05.2026	виконано
6.	Вибір електрообладнання на стороні НН 10 кВ	09.02.2026-22.05.2026	виконано
7.	Охорона праці	09.02.2026-28.05.2026	виконано

Здобувач _____ Унгурян Т.Г.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи _____ Погребняк І.Ф.
(підпис) (прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Кваліфікаційна робота бакалавра на тему «Розробка електричної частини підстанції 220/110/10 кВ» включає в собі пояснювальну записку та графічну частину. Пояснювальна записка містить 69 сторінок формату А4, 15 рисунків, 12 таблиць, 25 використаних джерела, 10 слайдів електронної презентації.

Ключові слова: підстанція 220/110/10 кВ, РУ, автотрансформатор, струм короткого замикання, вимикач, роз'єднувач, трансформатор струму, трансформатор напруги, запобіжник, шина, ізолятор, заземлення, блискавкозахист.

У роботі розроблено електричну частину підстанції 220/110/10 кВ. На стороні 220 кВ прийнято схему РУ відкритого виконання із однією системою збірних шин та обхідною. На стороні 110 кВ прийнято схему РУ відкритого виконання із однією системою збірних шин та обхідною. На стороні 10 кВ прийнято схему РУ закритого виконання з секціонуванням збірних шин та АВР. Розраховано струми короткого замикання та обґрунтовано вибір основного комутаційного та захисного електрообладнання. Розроблено систему заземлення та захисту від ударів блискавки підстанції.

В розділі «Охорона праці» розглянуто небезпечні та шкідливі фактори на робочому місці електромонтера, що виконує роботи в електроустановках високої напруги на підстанції 220/110/10 кВ.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	4
1 ОГЛЯДОВА ЧАСТИНА.....	5
1.1 Огляд нормативних вимог до електричної частини підстанції	5
1.2 Висновки.....	13
2 МЕТОДИЧНА ЧАСТИНА.....	14
2.1 Методика розробки електричної частини підстанції	14
2.2 Висновки.....	20
3 ДОСЛІДНИЦЬКА ЧАСТИНА	21
3.1 Вибір схеми підстанції.....	21
3.2 Вибір кількості та потужності трансформаторів підстанції	22
3.3 Розрахунок струмів короткого замикання	25
3.4 Вибір електрообладнання на стороні 220 кВ.....	28
3.5 Вибір електрообладнання на стороні 110 кВ.....	31
3.6 Вибір електрообладнання на стороні 10 кВ	35
3.7 Вибір схеми живлення власних потреб підстанції.....	41
3.8 Розрахунок заземлення підстанції	43
3.9 Розрахунок блискавкозахисту підстанції	46
3.10 Висновки.....	49
4 ОХОРОНА ПРАЦІ	51
4.1 Характеристика робочого місця.....	51
4.2 Заходи з охорони праці на підстанції.....	54
4.3 Розрахунок штучного освітлення підстанції	60
4.4 Висновки.....	62
ВИСНОВКИ	63
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	66

ВСТУП

Головна схема електричних з'єднань є відповідальною ланкою в проектуванні електричної частини трансформаторної підстанції, оскільки вона обумовлює характеристики системи електропостачання в цілому: надійність, економічність, ремонтоздатність, безпеку обслуговування, зручність експлуатації, зручність розміщення електрообладнання, можливість подальшого розширення тощо [1].

З огляду на зазначене, дана робота на тему «Розробка електричної частини підстанції 220 / 110 / 10 кВ» є актуальною [2].

Об'єкт дослідження – електрична частина підстанції 220 / 110 / 10 кВ.

Предмет дослідження – параметри електрообладнання підстанції 220 / 110 / 10 кВ.

Мета роботи – розробити електричну частину підстанції 220 / 110 / 10 кВ.

Основні задачі роботи:

- розробити схему електричних з'єднань підстанції 220 / 110 / 10 кВ [1, 2];
- обґрунтувати вибір основного електрообладнання на всіх рівнях напруги підстанції 220 / 110 / 10 кВ [1, 2];
- розглянути питання забезпечення охорони праці на трансформаторній підстанції 220 / 110 / 10 кВ [2, 3].

1 ОГЛЯДОВА ЧАСТИНА

1.1 Огляд нормативних вимог до електричної частини підстанції

Розподільна установка – це електроустановка, призначена для прийому і розподілу електричної енергії, що містить електричні апарати, шини та допоміжні пристрої [4].

Якщо розподільна установка розташована всередині будівлі, то вона називається закритою. Закриті розподільні установки (ЗРУ) споруджуються звичайно при напрузі 3-20 кВ. При вищих напругах, як правило, споруджуються відкриті РУ. Однак при обмеженій площі під РУ або при підвищеному забрудненні атмосфери можуть застосовуватися ЗРУ на напруги 35-220 кВ [4-11].

Розподільні установки повинні забезпечувати надійність роботи електроустановки, що може бути виконано тільки при правильному виборі та розміщенні електроустаткування, при правильному підборі типу та конструкції РУ відповідно до Правил улаштування електроустановок (ПУЕ). Обслуговування РУ повинне бути зручним і безпечним [4, 7].

Розподільна установка повинна бути економічною. Для зменшення вартості електромонтажних робіт і прискорення спорудження РУ широко застосовують укрупнені вузли, зібрані на спеціалізованій монтажній базі. Такими вузлами можуть бути камери й шафи з убудованим електроустаткуванням: камери для збірних шин і шинних роз'єднувачів, шафи керування вимикачами, шафи лінійних роз'єднувачів тощо. Для приєднання ліній 6-10 кВ у сучасних РУ широко застосовують шафи комплектних розподільних пристроїв [8].

РУ 6-10 кВ із однією системою шин без реакторів на лініях, що відходять, широко застосовуються в промислових установках і міських мережах. У таких РУ встановлюються маломасляні або безмасляні вимикачі невеликих габаритів, що дозволяє все устаткування одного приєднання

розмістити в одній камері. Такі РУ з камерами КСО-266, КСО-366 одержали широке поширення. Однак ремонт вимикачів у цих камерах складний, тому замість них на сьогодні застосовують камери з вимикачами, розташованими на викотному візку комірки комплектної розподільної установки [8].

Комплектна розподільна установка (КРУ) – це розподільна установка, яка складається із закритих шаф із вбудованими в них апаратами, вимірювальними й захисними приладами та допоміжними пристроями [11].

Шафи КРУ виготовляються на заводах, що дозволяє домогтися ретельної зборки всіх вузлів і забезпечення надійної роботи електроустановки. Шафи з повністю зібраним й готовим до роботи устаткуванням надходять на місце монтажу, де їх встановлюють, з'єднують збірні шини на стиках шаф, підводять силові й контрольні кабелі. Застосування КРУ дозволяє прискорити монтаж розподільного пристрою. КРУ безпечно в обслуговуванні, тому що всі частини, що перебувають під напругою, закриті металевим кожухом [11].

Як ізоляція між струмоведучими частинами в КРУ можуть бути використані повітря, масло, тверда ізоляція, інертні гази. КРУ з масляною й газовою ізоляцією можуть виготовлятися на високі напруги (у світовій практиці є конструкції на 220, 400 й 500 кВ). У КРУ можуть застосовуватися звичайні апарати або спеціально призначені для КРУ, одночасно можуть застосовуватися ті й інші. Наприклад, для КРУ 6-10 кВ застосовуються вимикачі звичайної конструкції, а замість роз'єднувачів – втичні контакти [8,10,11].

Застосування КРУ приводить до скорочення обсягу й строків проектування, при необхідності легко виконуються реконструкція та розширення електроустановки [8].

Для РУ 6-10 кВ знижувальних підстанцій, а також у системі власних потреб підстанцій для схеми з однією системою шин широко застосовуються КРУ різних типів: з маломасляними вимикачами ВМП, ВММ, ВМПІ, ВК і

МГГ; з електромагнітними вимикачами ВЕМ, ВЕ; з вакуумними вимикачами ВВ/TEL, ВНВП, ВВТЕ і ВВТП [11].

Крім КРУ внутрішньої установки використовуються КРУН – зовнішньої установки [8].

Комплектні трансформаторні підстанції (КТП) виготовляються на заводах і великоблочними вузлами доставляються на місце монтажу. Широке впровадження КТП дозволило прискорити монтаж підстанцій і зменшити їх габарити [8].

Розподільна установка, розташована на відкритому повітрі, називається відкритою розподільною установкою. Як правило, РУ напругою 35 кВ і вище споруджуються відкритими [9].

Так само як і ЗРУ, відкриті РУ повинні забезпечити надійність роботи, безпеку й зручність обслуговування при мінімальних витратах на спорудження, можливість розширення, максимальне застосування великоблочних вузлів заводського виготовлення [9].

Всі апарати ВРУ звичайно розташовуються на невисоких підставах (металевих або залізобетонних). По території ВРУ передбачаються проїзди для можливості механізації монтажу й ремонту встаткування. Шини можуть бути гнучкими із багатодротових проводів або із твердих труб. Гнучкі шини кріпляться за допомогою підвісних ізоляторів на порталах, а тверді - за допомогою опорних ізоляторів на залізобетонних або металевих стійках. Застосування твердої ошиновки дозволяє відмовитися від порталів і зменшити площу ВРУ [10,11].

Конструкції відкритих розподільних установок різноманітні та визначаються схемою електричних з'єднань, типом вимикачів, роз'єднувачів та їхнього взаємного розташування [10].

Вимоги до схем розподільних установок передбачені «Нормами технологічного проектування підстанцій» та полягають у наступному [8-13]:

- електрична схема повинна відповідати умовам роботи станції (підстанції) в енергосистемі й очікуваних режимах [8];

- бути досить зручною в експлуатації, а саме: простою і наочною, мати мінімальний обсяг перемикачів, пов'язаних із зміною режиму; доступною для ремонту електричного устаткування без порушення режиму установки [8];
- передбачати можливість автоматизації електроустановки в економічно доцільному обсязі [8];
- бути досить економічно виправданого ступеня надійності [9].

Розподільні установки станцій та підстанцій характеризуються номінальною напругою, кількістю і потужністю приєднаних генераторів, трансформаторів; потужністю, видаваною в мережу; кількістю приєднаних ліній; режимом роботи та перспективою розвитку системи. При малій кількості приєднань рекомендовано застосовувати спрощені схеми з малою кількістю вимикачів. При великій кількості приєднань відношення кількості вимикачів до кількості приєднань лежить у межах від 1 до 2, застосовуються досить складні схеми РУ [10].

В РУ з однією системою збірних шин (рис. 1.1) кожне приєднання містить вимикач і два роз'єднувачі – шинний і лінійний.

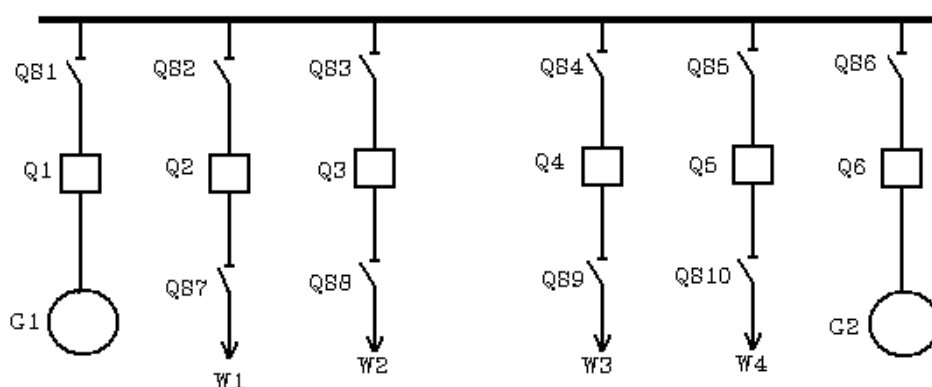


Рисунок 1.1 – РУ з однією системою збірних шин [9]

У даній схемі операції з роз'єднувачами допускаються тільки при відключеному вимикачі відповідного приєднання. Ясність цієї вимоги й простота РУ практично виключають помилкові операції з роз'єднувачами [9].

Переваги схеми з однією системою збірних шин полягає в її винятковій простоті й низькій вартості [10].

Недоліки:

- профілактичний ремонт збірних шин шинних роз'єднувачів пов'язаний з відключенням усього пристрою на час ремонту [11];
- ремонт вимикачів і лінійних роз'єднувачів пов'язаний з відключенням відповідних приєднань, що небажано, а в деяких випадках неприпустимо [11];
- коротке замикання в зоні збірних шин призводить до повного відключення РУ [11];
- зовнішнє КЗ і відмова вимикача приєднання також призводить до повного відключення РУ [11].

Частково недоліки РУ з однією системою збірних шин усуваються секціонуванням збірних шин, тобто їхньому поділу на частини-секції з установкою в точках розподілу секційних вимикачів (рис. 1.2) [9].

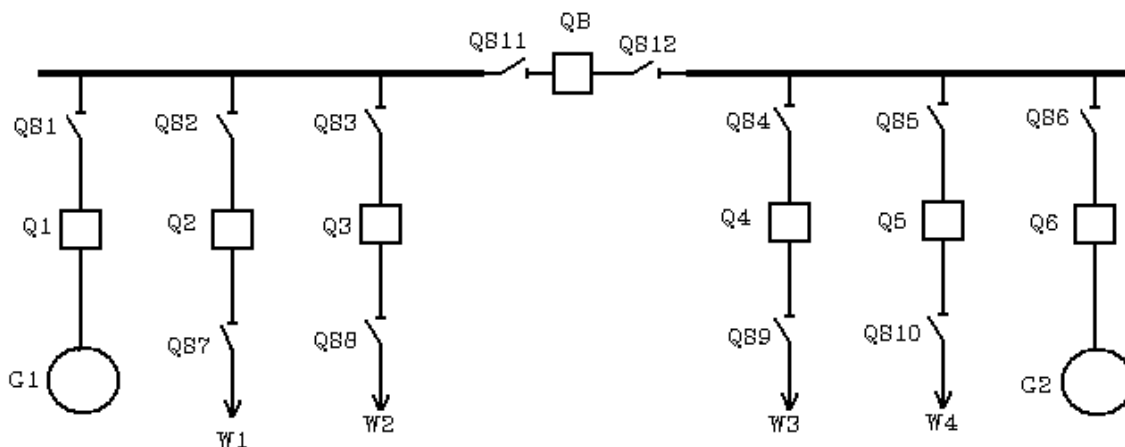


Рисунок 1.2 – РУ з секціонуванням збірних шин [9]

Секціонування виконується так, щоб кожна секція мала джерело енергії (генератор або трансформатор). Кількість секцій залежить від кількості та потужності джерел енергії, напруги, схеми мережі [9].

У РУ з великою кількістю секцій збірні шини замикають у кільце. Секціонування дозволяє підвищити надійність РУ та електроустановки в

цілому. Однак, при замиканні на секційному вимикачі відключаються одночасно обидві секції [11].

У РУ 6-10 кВ підстанцій секційні вимикачі, як правило, розімкнуті для зменшення струмів короткого замикання, але на них необхідно встановлювати пристрої автоматичного ввімкнення резерву (АВР) [12].

Для забезпечення можливості почергового ремонту вимикачів без порушення електропостачання споживачів у РУ 110-220 кВ передбачають обхідну систему шин (рис. 1.3) [9].

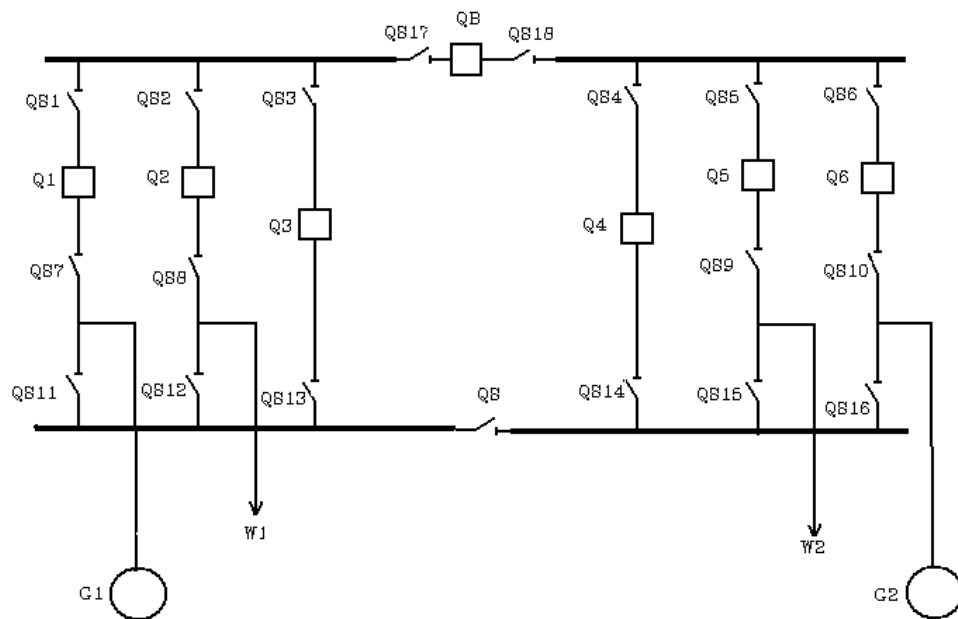


Рисунок 1.3 – РУ з обхідною системою шин [9]

При нормальній роботі обхідні роз'єднувачі й обхідні вимикачі відключені. Захист приєднання під час ремонту здійснюється обхідним вимикачем і його релейним захистом. Замість двох обхідних вимикачів у подібних схемах застосовують один із двома шинними роз'єднувачами, якими можна підключити ту або іншу секцію шин [9].

РУ з однією секціонованою системою збірних шин набули застосування на станціях і підстанціях при напрузі до 220 кВ включно [12].

Установки з однією секціонованою системою збірних шин (без обхідної) застосовують у РУ 10 кВ трансформаторних підстанцій [13].

Кожне приєднання РУ із двома системами збірних шин містить вимикач і два шинних роз'єднувачі (рис. 1.4). Додатково встановлюється шиноз'єднувальний вимикач (ШЗВ) [9].

Схема використовується в РУ 110-220 кВ. Шиноз'єднувальний вимикач, як правило, замкнений. Розмикання ШЗВ іноді робиться для зменшення струмів короткого замикання [9].

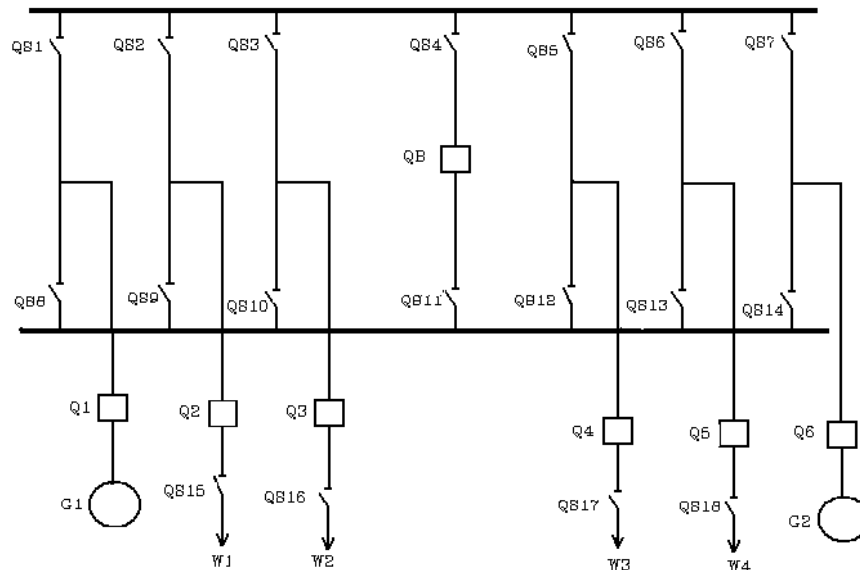


Рисунок 1.4 – РУ із двома системами збірних шин [9]

Перемикання приєднань із однієї системи шин на іншу робиться за допомогою шинних роз'єднувачів. При вимкненому ШЗВ всі розімкнуті роз'єднувачі першої й другої системи шин шунтовані через збірні шини ШЗВ. У цих умовах на будь-якому приєднанні можна виключити роз'єднувач однієї системи й відключити роз'єднувач іншої системи шин [9].

У процесі перемикання струм зміщується з одного роз'єднувача в інший без утворення дуги. Якщо ШЗВ розімкнути – ці операції неприпустимі [9].

Щоб уникнути неправильних операцій з роз'єднувачами передбачають блокувальні пристрої. Шинні роз'єднувачі кожного приєднання заблоковані з ШЗВ. Крім того, є блокування між роз'єднувачами й вимикачами в межах кожного приєднання. Блокування виконується у вигляді замків на приводах – електромагнітних або механічних [13].

Переваги схеми РУ із двома системами збірних шин [13]:

- можливість почергового ремонту збірних шин без перерви електропостачання [13];
- можливість розподілу системи на дві частини з метою підвищення надійності електропостачання або обмеження струмів короткого замикання [13];
- можливість перемикання приєднань на одну або іншу систему відповідно до режиму роботи установки [13].

Недоліки:

- при ремонті однієї системи всі приєднання перемикаються на іншу, відповідно на цей час надійність установки знижується [5];
- при замиканні в ШЗВ відключаються обидві системи шин [8];
- у випадку зовнішнього КЗ на будь-якому приєднанні й відмові його вимикача відключається вся система шин [9];
- ремонт вимикачів і лінійних роз'єднувачів пов'язаний з відключенням відповідних приєднань [9];
- складність РУ [13];
- часті перемикання за допомогою роз'єднувачів підвищують імовірність ушкоджень у цій зоні збірних шин [8].

При великій кількості приєднань обидві системи збірних шин секціонують. У РУ 110кВ та РУ 220 кВ підстанцій секціонують обидві системи шин за допомогою нормально замкнутих ШЗВ. Таким чином, РУ ділиться на чотири частини (рис. 1.5) [9].

Для забезпечення почергового ремонту вимикачів передбачають обхідну систему шин та обхідні вимикачі. З метою зменшення кількості вимикачів у пристроях із двома системами збірних шин функції обхідного й ШЗВ можуть бути об'єднані. При двох секціях потрібні два таких вимикачі [13].

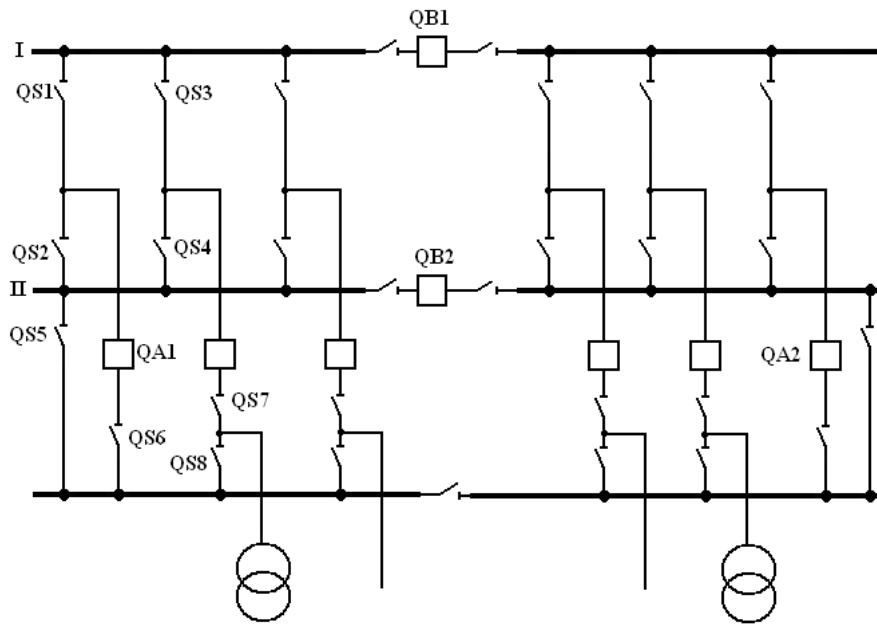


Рисунок 1.5 – РУ із двома системами збірних шин та обхідною [9]

РУ із двома системами збірних шин дуже складні. Застосовуються при напругах 110-220 кВ і великій кількості приєднань [5].

1.2 Висновки

У розділі розглянуто основні конфігурації розподільних установок трансформаторних підстанцій, особливості їх реалізації та вимоги до устаткування на різних рівнях напруги.

Проведено аналіз найбільш поширених типових структурних схем розподільних установок трансформаторних підстанцій, визначено їх переваги та недоліки.

2 МЕТОДИЧНА ЧАСТИНА

2.1 Методика розробки електричної частини підстанції

Розробка електричної частини підстанції змінного струму має відповідати вимогам «Норм технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6– 750 кВ» та «Правил улаштування електроустановок» [1, 4, 8].

Згідно [8] на ПС 35-750 кВ приймається, як правило, установка двох силових трансформаторів.

Номінальна потужність одного трансформатора визначається за формулою [1]:

$$S_{\text{розр}} = \frac{S_{\text{ВН}}}{2 \cdot 0,7}. \quad (2.1)$$

Коефіцієнт завантаження трансформатора визначається за формулою [1]:

$$K = \frac{S_{\text{ВН}}}{2 \cdot S_{\text{НОМ}}}. \quad (2.2)$$

Необхідно врахувати можливість перевантаження трансформаторів, керуючись наступними правилами [6]:

- в аварійному режимі допускається перевантаження протягом 5 діб на 40% від номінальної потужності на час максимумів навантаження не більше 6 годин на добу, якщо коефіцієнт початкового навантаження не більше 0,93 [4];
- в інших випадках необхідно користуватися таблицями перевантажувальної здатності трансформаторів [6].

Обраний за допустимістю аварійного перевантаження в зимовий період трансформатор необхідно перевірити на допустимість систематичного перевантаження в літній період при ремонті другого трансформатора [14].

В електричних установках можуть виникати різні види коротких замикань, що супроводжуються різким збільшенням сили струму. Тому електроустаткування підстанції має бути стійким до струмів короткого замикання [1, 15].

Розрахунок струмів короткого замикання (КЗ) виконується з метою перевірки вибраних вимикачів і провідників [1]. Тому необхідно визначити такі величини: періодичну складову струму трифазного КЗ в початковий момент часу $I_{п0}$, періодичну та аперіодичну складові в момент початку розходження контактів $I_{пт}$ та $i_{ат}$, ударний струм КЗ $i_{уд}$, тепловий імпульс B_K [16].

Розрахунок струмів КЗ бажано виконувати у відносних одиницях. Базисну потужність рекомендується приймати рівною 1000 МВ·А. За базисну напругу $U_б$ приймають середню напругу $U_{сер}$ ступеня, на якому виникає КЗ (6,3; 10,5; 37; 115; 230 кВ) [16].

Послідовність розрахунку струмів КЗ така: складають розрахункову схему та схему заміщення; вказують точки, в яких необхідно визначити струм КЗ; визначають опори елементів системи електропостачання і приводять їх до базисних умов; визначають розрахункові величини: $I_{п0}$; $I_{пт}$; $i_{ат}$ та $i_{уд}$ від енергосистеми і від високовольтних електродвигунів, а також B_K [16].

Заданою величиною для розрахунку струмів КЗ є початкове значення періодичної складової струму КЗ $I_{п0}$ на високій стороні ТП або потужність трифазного КЗ $S_K = \sqrt{3}U_бI_{п0}$ [16].

З метою перевірки вибраних вимикачів і кабелів необхідно розрахувати вказані вище величини на шинах нижчої напруги трансформаторної підстанції [1, 15].

До високовольтного устаткування, що обирається, відносяться: високовольтні вимикачі, шини, роз'єднувачі, ізолятори, трансформатори

струму і напруги, обмежувачі напруги, трансформатори власних потреб, дугогасильні котушки [14].

Основні умови вибору і перевірки високовольтних електричних апаратів наступні [8-16]:

Вибір комутаційної та захисної апаратури виконується для розподільних установок всіх рівнів напруги [7].

Згідно вказівок [1, 7] обирається основне електрообладнання:

- вимикачі;
- роз'єднувачі;
- трансформатори струму;
- трансформатори напруги;
- обмежувачі перенапруг (розрядники);
- струмопровідні шини;
- підвісні, опорні та прохідні ізолятори.

Струмопровідні частини (шини, кабелі) та всі види електричних апаратів (вимикачі, роз'єднувачі, запобіжники, відокремлювачі, короткозамикачі, вимірювальні трансформатори для електроустановок) повинні обиратися відповідно до розрахованих максимальних розрахункових значень (силою струмів, напругами, потужностями відключення) для нормального режиму та режиму короткого замикання. Для їхнього вибору порівнюються зазначені розрахункові значення з припустимими значеннями для струмоведучих частин і високовольтного устаткування [1-16].

При цьому для забезпечення надійної безаварійної роботи розрахункові значення повинні бути менше припустимих [4].

При виборі перерізу кабелів визначальним є струм навантаження в нормальних і післяаварійних режимах (ушкодження однієї лінії). Поперечний переріз жил кабелів вибирається по робочій силі струму й економічній густині струму і перевіряється [1-16]:

- за нагріванням робочим (розрахунковим) струмом [1];
- за втратою напруги в нормальних і післяаварійних режимах [1,4];

– на термічну стійкість до струмів короткого замикання [1,4].

Шини обираються за струмом навантаження та перевіряються на термічну і динамічну дію струмів короткого замикання [4].

У схемах розподільних установок з вимикачами рекомендується передбачати застосування вакуумних, елегазових або маломасляних вимикачів [1].

Вибору підлягають вимикачі в колах силових трансформаторів, секційні або прохідні, вимикачі на лініях, що відходять [1].

Приймачами власних потреб є оперативні кола, електродвигуни системи охолодження трансформаторів, електродвигуни компресорів, освітлення, електроопалення приміщень, електропідігрівання комутаційної апаратури високої напруги і шаф, установлених на відкритому повітрі, зв'язок, сигналізація тощо [15].

Розрахункову максимальну потужність трансформатора власних потреб визначають підсумовуванням установленої потужності окремих приймачів, помножених на коефіцієнт попиту [15].

Вибір електричних апаратів напругою понад 1 кВ здійснюють за відповідністю умовам [1-16]:

1. міцності ізоляції для роботи в тривалому режимі та при короткочасних перенапругах:

$$U_{ном.е.а} \geq U_{ном.м}, \quad (2.3)$$

де $U_{ном.е.а}$ і $U_{ном.м}$ – номінальна напруга електричного апарату і номінальна напруга мережі (установки), в якій застосовується електричний апарат відповідно [4];

2. допустимого нагрівання струмами в тривалому режимі [1-16]:

$$I_{ном.е.а} \geq I_{ф}, \quad (2.4)$$

де $I_{ном.е.а}$ і $I_{ф}$ – номінальний струм електричного апарату і струм форсованого режиму (максимальний робочий струм) відповідно [4];

3. відповідності навколишньому середовищу (нормальне, пожежонебезпечне, вибухонебезпечне), виду установки (зовнішня, внутрішня), її конструктивному виконанню (стаціонарна, висувна) [1-16];

4. параметрів основної функціональної характеристики: для комутаційних апаратів це струм вимикання (вмикання) при КЗ (комутаційна здатність), для електричних апаратів захисту – номінальний струм плавкої вставки запобіжника чи уставка розчеплювача автомата, для трансформаторів струму – це опір навантаження вторинного кола [1-16].

Перевірку електричних апаратів здійснюють за їх стійкістю та працездатністю при наскрізних струмах КЗ. Повинні виконуватися умови [1]:

5. струм електродинамічної стійкості [1]:

$$i_{дин} \geq i_y, \quad (2.5)$$

де i_y – розрахунковий ударний струм;

6. допустимий струм термічної стійкості I_T^2 за допустимий час термічної стійкості t_T [1]:

$$I_m^2 \cdot t_m \geq I_k^2 t, \quad (2.6)$$

де I_k і t – розрахункові параметри струму КЗ і дійсного часу вимикання КЗ [1].

Умови вибору за пунктами 1-3 однакові для всіх електричних апаратів [1-16].

Вимикач вибирають для нормального і максимального режимів роботи [1].

Вимикачі навантаження вибирають за пунктами 1-3 і перевіряють на стійкість при наскрізних струмах КЗ за пунктами 5 та 6, а вибір комутаційної здатності за пунктом 4 полягає у виконанні умов [13]:

$$I_{\text{ном.вимик}} \geq I_{\text{вимик.розр}}, \quad (2.7)$$

$$I_{\text{ном.вмик}} \geq I_{\text{вмик.розр}}, \quad (2.8)$$

де $I_{\text{ном.вимик}}$ і $I_{\text{ном.вмик}}$ – номінальні струми вимикання і вмикання відповідно [13].

Номінальний струм вимикання звичайно не перевищує номінального струму вимикача навантаження [13].

Запобіжник має струмообмежувальну дію (величина струму КЗ не досягає максимальної очікуваної розрахункової величини), тому на стійкість до наскрізних струмів КЗ перевіряти його непотрібно [13], але перевіряється умова:

$$I_{\text{ном.вимик}} \geq I_{n(t)}, \quad (2.9)$$

де $I_{\text{ном.вимик}}$ – номінальний струм вимикання при нормованих умовах роботи;
 $I_{n(t)}$ – значення періодичної складової струму КЗ для часу t [13].

Як апарат захисту запобіжник повинен бути вибраний з урахуванням його захисної характеристики. Таким чином, номінальний струм плавкої вставки $I_{\text{ном.вст}}$ при захисті трансформаторів вибирають не тільки з урахуванням форсованого режиму, але й перехідних процесів вмикання трансформатора [16]:

$$I_{\text{ном.вст}} \geq (1,5 - 2) I_{\text{ном.т}}. \quad (2.10)$$

Якщо зазначені вище умови виконуються і запобіжник здатний вимкнути найменший можливий аварійний струм даного кола, то коло захищене [13].

Трансформатор струму вибирають за номінальною напругою і максимальним струмом заданого кола і проводять перевірку [13]:

– за напругою установки: $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном.}}$;

- за струмом: $I_{норм} \leq I_{ном.ТА}; \quad I_{max} \leq I_{ном.ТА};$
- за електродинамічною стійкістю: $i_y \leq I_{дин};$
- за термічною стійкістю: $B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер};$
- за класом точності;
- за вторинним навантаженням: $r_2 \leq z_{2ном}.$

2.2 Висновки

У методичній частині роботи обрано методику розробки електричної частини підстанції. Розглянуто загальні принципи вибору електричних апаратів на всіх рівнях напруги.

3 ДОСЛІДНИЦЬКА ЧАСТИНА

3.1 Вибір схеми підстанції

В роботі необхідно розробити електричну частину підстанції розподільної мережі на напругах 220 кВ, 110 кВ та 10 кВ [1].

Згідно рекомендацій [8] на стороні вищої напруги (ВН) 220 кВ приймаємо до встановлення схему РУ відкритого виконання (ВРУ-220 кВ) із однією системою збірних шин та обхідною [9].

Згідно рекомендацій [8] на стороні середньої напруги (СН) 110 кВ приймаємо до встановлення схему РУ відкритого виконання (ВРУ-110 кВ) із однією системою збірних шин та обхідною [9].

Згідно рекомендацій [8] на стороні нижчої напруги (НН) 10 кВ приймаємо до встановлення схему РУ закритого виконання (ЗРУ-10 кВ) з секціонуванням збірних шин та АВР [9].

Типова блок-схема передачі потужності підстанції 220/110/10 кВ наведена на рис. 1.1.

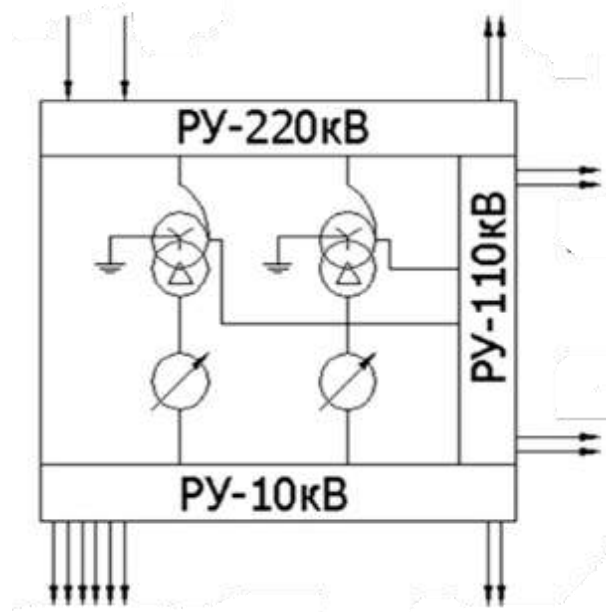


Рисунок 3.1 – Типова блок-схема передачі потужності підстанції 220/110/10 кВ [1]

Робоча схема підстанції 220/110/10 кВ з розподілом вихідних ліній за секціями та трансформаторами наведена на рис. 1.2 [9].

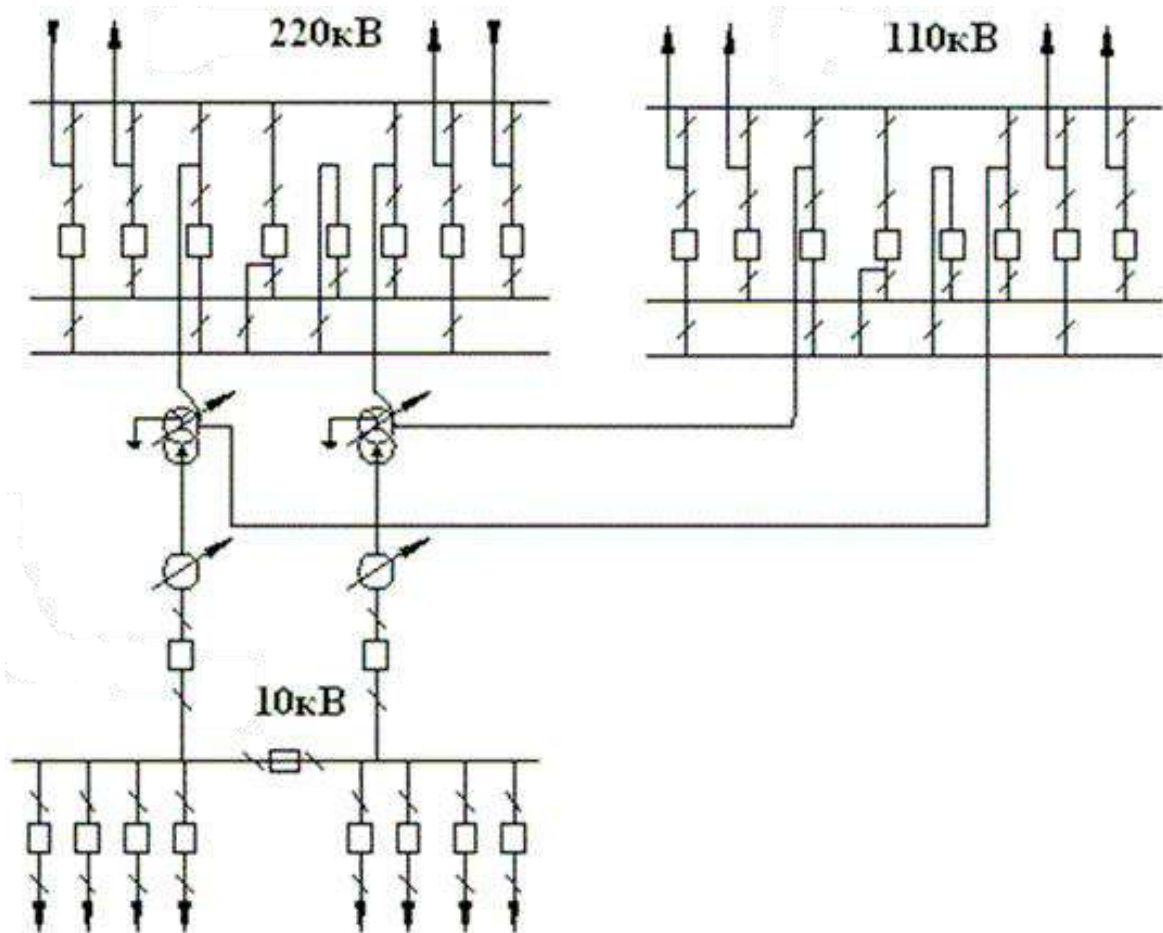


Рисунок 3.2 – Робоча схема підстанції 220/110/10 кВ з розподілом вихідних ліній за секціями та трансформаторами [9]

3.2 Вибір кількості та потужності трансформаторів підстанції

В табл. 3.1. наведено вихідні дані за споживачами підстанції на всіх рівнях напруги [1].

Із врахуванням одночасності максимумів навантаження ($K_{од} = 0,9$ [1]) визначаємо розрахункову потужність підстанції:

$$S_{розр} = S \cdot K_{од} = 126,217 \cdot 0,9 = 113,595 \text{ МВА.}$$

Таблиця 3.1 – Навантаження підстанції 220/110/10 кВ [1]

Споживач	Навантаження				
	P, МВт	$\text{tg } \varphi$	Q, Мвар	S_{Σ} , МВА	$S_{\Sigma p}$, МВА
Л1-10	21	0,6	12,6	24,48	
Л2-10	6	0,6	3,6	6,9997	
Разом 10 кВ	27		16,2	31,49	
На шинах НН					31,49
Л1-110	23	0,5	11,5	25,715	
Л2-110	20	0,5	10	22,36	
Разом 110 кВ	43		21,5	48,08	
На шинах СН					71,55
Л1-220	40	0,6	24	46,647	
Разом 220 кВ	40		24	46,647	
На шинах ВН					126,217

Згідно вказівок [1] попередньо приймаємо до встановлення два автотрансформатори на три рівні напруги 220/110/10 кВ.

Розрахункова потужність автотрансформатора визначається за умовою його задовільної роботи при перевантаженні [1]:

$$S_{\text{ном.т.}} \geq S_{\text{розр}} = \frac{S_{\text{ТР.розр.}}}{1,4} = \frac{71,55}{1,4} = 51,107 \text{ МВА},$$

де 1,4 – коефіцієнт завантаження автотрансформатора [1].

Приймаємо до встановлення автотрансформатор типу АТДЦТН-63 000/220/110 з номінальною потужністю $S_{\text{ном.т.}} = 63\,000$ кВА, схема та група з'єднання обмоток – У_н/Д-0-11 [12].

В табл. 3.2 наведено параметри автотрансформатора АТДЦТН-63000/220/110 [12].

Таблиця 3.2 – Параметри автотрансформатора АТДЦТН-63000/220/110 [12]

Номинальна напруга, кВ			Втрати, кВт		Напруга КЗ, %			Струм НХ, %
ВН	СН	НН	НХ	КЗ	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	
230	121	11	45	215	11	34	21	0,6

Перевіряємо автотрансформатор за умовами роботи в нормальному та аварійному режимах згідно вказівок [1]:

$$k_{з.ав} = \frac{S_{розр.}}{S_{ном}} = \frac{71,55}{63} = 1,136;$$

$$k_{з.ав} = 1,136 \leq k_{п.ав} = 1,4.$$

Визначаємо типову потужність автотрансформатора [1]:

$$k_{тип} = \frac{S_{тип}}{S_{ном.т}} = \frac{(U_{ВН} - U_{СН})}{U_{ВН}} = \frac{(230 - 121)}{230} = 0,474;$$

$$k_{з.ав.НН} = \frac{S_{\Sigma НН}}{S_{тип}} = \frac{31,49}{29,862} = 1,054;$$

$$S_{тип} = k_{тип} \cdot S_{ном.т} = 0,474 \cdot 63 = 29,862 \text{ МВА};$$

$$k_{з.ав.НН} = 1,054 \leq k_{п.ав} = 1,4.$$

$$k_{з.н. НН} = \frac{S_{\Sigma НН}}{2 \cdot S_{тип}} = \frac{31,49}{2 \cdot 29,862} = 0,527;$$

$$k_{з.ав. НН} = \frac{S_{\Sigma НН}}{S_{тип}} = \frac{31,49}{29,862} = 1,054,$$

умови виконуються.

Автотрансформатор АТДЦТН-63000/220/110 задовольняє умовам роботи в нормальному та аварійному режимах згідно вказівок [1].

Остаточню приймаємо до встановлення на підстанції 220/110/10 кВ два автотрансформатори типу АТДЦТН-63 000/220/110 $S_{ном.т.} = 63\,000$ кВА, схема та група з'єднання обмоток $Y_H/D-0-11$ [12].

3.3 Розрахунок струмів короткого замикання

Розрахунок струмів короткого замикання виконується для обґрунтування вибору комутаційних та захисних апаратів [16].

Для розрахунку струмів короткого замикання складаємо розрахункову схему, що відповідає нормальному режиму роботи електричної мережі підстанції (рис. 3.3) [16].

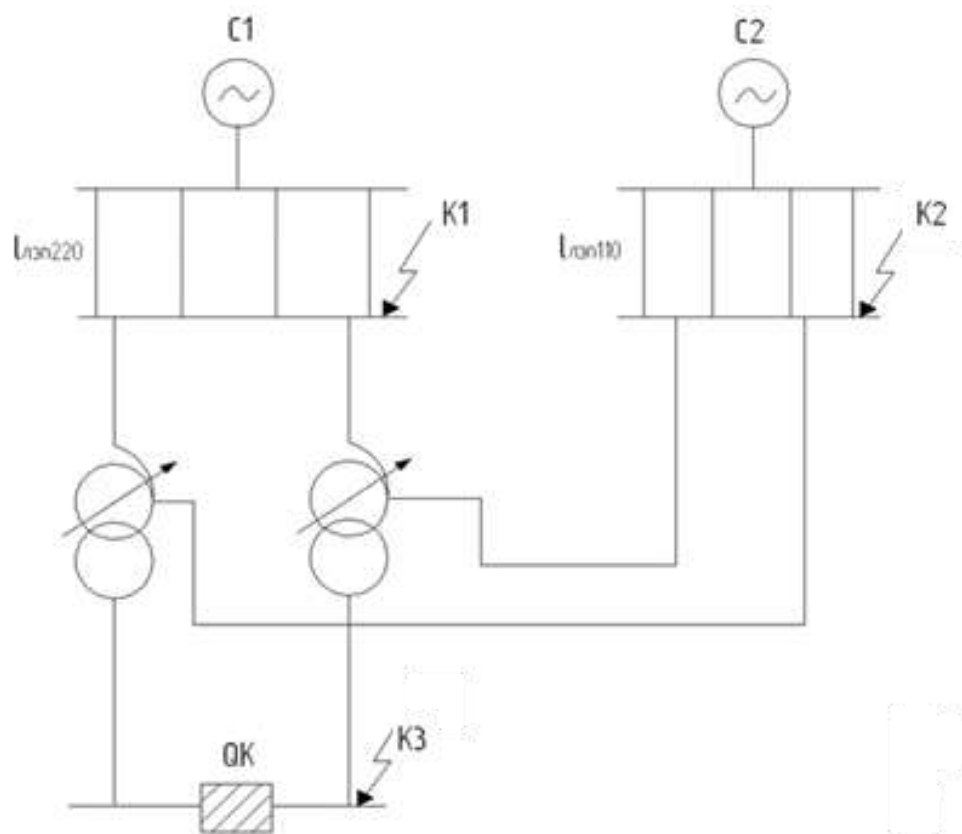


Рисунок 3.3 – Розрахункова схема короткого замикання підстанції 220/110/10 кВ [9,16]

У розрахунковій схемі враховуємо опір генераторів мережі живлення, трансформаторів, високовольтних ліній електропередавання та складаємо схему заміщення (рис. 3.4) для розрахунку короткого замикання згідно вказівок [16].

Знаходимо дійове значення аперіодичної складової струму короткого замикання в момент розмикання дугогасних контактів [16]:

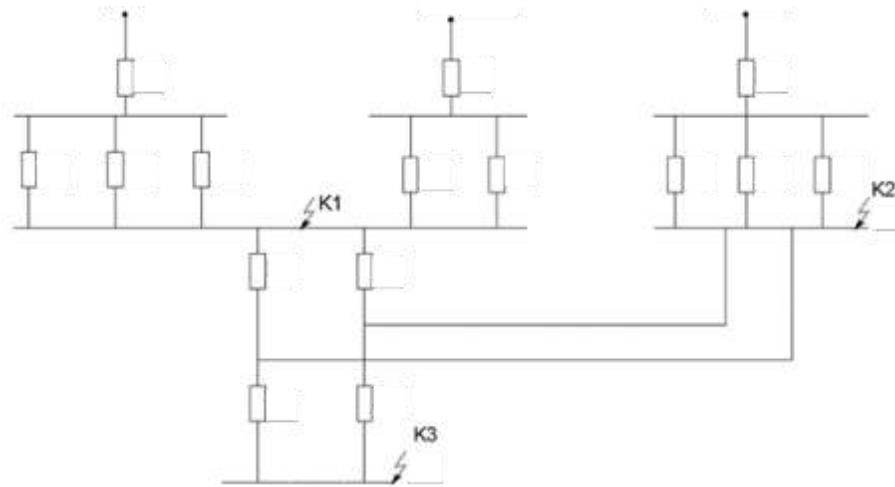


Рисунок 3.4 – Схема заміщення підстанції 220/110/10 кВ для розрахунку короткого замикання [16]

для вимикача 220 кВ:

$$i_{at1} = I''_{к1} \cdot \sqrt{2} \cdot e^{\frac{-t1}{T_{a1}}} = 5,535 \cdot \sqrt{2} \cdot e^{\frac{-0,045}{0,03}} = 1,747 \text{ кА};$$

для вимикача 110 кВ:

$$i_{at2} = I''_{к2} \cdot \sqrt{2} \cdot e^{\frac{-t2}{T_{a2}}} = 2,529 \cdot \sqrt{2} \cdot e^{\frac{-0,045}{0,04}} = 1,161 \text{ кА};$$

для ввідного вимикача 10 кВ:

$$i_{at3} = I''_{к3} \cdot \sqrt{2} \cdot e^{\frac{-t3}{T_{a3}}} = 9,185 \cdot \sqrt{2} \cdot e^{\frac{-1,548}{0,06}} = 8,106 \cdot 10^{-11} \text{ кА};$$

для секційного вимикача 10 кВ:

$$i_{at4} = I''_{к3} \cdot \sqrt{2} \cdot e^{\frac{-t4}{T_{a3}}} = 9,185 \cdot \sqrt{2} \cdot e^{\frac{-1,048}{0,06}} = 3,372 \cdot 10^{-7} \text{ кА};$$

для лінійного вимикача 10 кВ:

$$i_{at5} = I''_{K3} \cdot \sqrt{2} \cdot e^{\frac{-t5}{T_{a3}}} = 9,185 \cdot \sqrt{2} \cdot e^{\frac{-0,548}{0,06}} = 1,403 \cdot 10^{-3} \text{ кА}.$$

Розраховуємо тепловий імпульс струму згідно методики [16]:

$$B_{K1} = I''_{K1}^2 (t_{\text{вимк1}} + T_{a1}) = 5,5352 \cdot (0,07 + 0,03) = 3,064 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{K2} = I''_{K2}^2 (t_{\text{вимк2}} + T_{a2}) = 2,5292 \cdot (0,065 + 0,04) = 0,672 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{K3} = I''_{K3}^2 (t_{\text{вимк3}} + T_{a3}) = 9,1852 \cdot (1,57 + 0,06) = 137,514 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{K5} = I''_{K3}^2 (t_{\text{вимк4}} + T_{a3}) = 9,1852 \cdot (1,07 + 0,06) = 95,332 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{K5} = I''_{K3}^2 (t_{\text{вимк5}} + T_{a3}) = 9,1852 \cdot (0,57 + 0,06) = 53,149 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Результати розрахунку струмів короткого замикання зводимо в табл. 3.3.

Таблиця 3.3 – Зведені результати розрахунку струмів короткого замикання на підстанції 220/110/10 кВ

Розрахункова точка КЗ	I''_K , кА	$I_{уд}$, кА	i_{at} , кА	B_K , кА ² ·с
К1 – Виводи трансформаторів зі сторони ВН 220 кВ	5,535	11,601	1,747	3,064
К2 – Виводи трансформаторів зі сторони СН 110 кВ	2,529	6,305	1,161	0,672
К3 – Збірні шини вхідного вимикача НН 10 кВ	9,185	23,914	$8,106 \cdot 10^{-11}$	137,514
К3 – Збірні шини секційного вимикача НН 10 кВ	9,185	23,914	$3,372 \cdot 10^{-7}$	95,332
К3 – Збірні шини лінійних вимикачів НН 10 кВ	9,185	23,914	$1,403 \cdot 10^{-3}$	53,149

3.4 Вибір електрообладнання на стороні 220 кВ

Навантаження на шинах вищої напруги 220 кВ складає [1]:

$$S_{\Sigma BH} = 46,647 \text{ МВА};$$

$$S_{AT} = 63 \text{ МВА};$$

$$S = 1,4 \cdot S_{AT} + S_{\Sigma BH} = 1,4 \cdot 63 + 46,647 = 134,847 \text{ МВА}.$$

Визначаємо струми у колі ввідного вимикача на стороні 220 кВ [1]:

$$I_{\text{роб макс вв}} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{134,716}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,353 \text{ кА};$$

$$I_{\text{норм вв}} = \frac{I_{\text{роб макс вв}}}{2} = \frac{0,353}{2} = 0,1765 \text{ кА}.$$

Визначаємо струми у колі обхідного вимикача на стороні 220 кВ [1]:

$$I_{\text{роб макс ов}} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{134,716}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,353 \text{ кА};$$

$$I_{\text{норм ов}} = \frac{I_{\text{роб макс вв}}}{2} = \frac{0,353}{2} = 0,1765 \text{ кА}.$$

Визначаємо струми у колі секційного вимикача на стороні 220 кВ [1]:

$$I_{\text{роб макс св}} = \frac{I_{\text{роб макс вв}}}{2} = \frac{0,353}{2} = 0,1765 \text{ кА};$$

$$I_{\text{норм св}} = \frac{I_{\text{роб макс св}}}{2} = \frac{0,1765}{2} = 0,0883 \text{ кА}.$$

Визначаємо струми у колі автотрансформатора на стороні ВН 220 кВ [1]:

$$I_{\text{роб макс вн ат}} = \frac{K_{\text{п.ав.}} \cdot S_{\text{ном ат}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1,4 \cdot 63}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,231 \text{ кА};$$

$$I_{\text{норм вн ат}} = \frac{I_{\text{роб макс вн ат}}}{2} = \frac{0,231}{2} = 0,116 \text{ кА}.$$

Визначаємо струми у колі збірних шин на стороні 220 кВ [1]:

$$I_{\text{роб макс ЗШ}} = 0,353 \text{ кА};$$

$$I_{\text{норм ЗШ}} = 0,1765 \text{ кА}.$$

Визначаємо струми у колі лінійного вимикача навантаження 220 кВ [1]:

$$I_{\text{раб макс Л1-220}} = \frac{S_{\text{Л1-220}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \frac{n}{2}} = \frac{46,647}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot \frac{2}{2}} = 0,122 \text{ кА};$$

$$I_{\text{норм маш.зав}} = \frac{I_{\text{роб макс Л1-220}}}{2} = \frac{0,122}{2} = 0,061 \text{ кА}.$$

В табл. 3.4 зведено результати вибору електрообладнання на стороні 220 кВ.

Отже, на стороні вищої напруги РУ 220 кВ відкритого виконання підстанції 220/110/10 кВ приймаємо до встановлення наступні комутаційні та захисні апарати:

- ввідний вимикач типу ВГБУ-220-40/2000 У1 з гідроприводом та роз'єднувачем РГ-220/2000УХЛ1 [12];
- обхідний вимикач типу ВГБУ-220-40/2000 У1 з гідроприводом та роз'єднувачем РГ-220/2000УХЛ1 [12];
- секційний вимикач типу ВГБУ-220-40/2000 У1 з гідроприводом та роз'єднувачем РГ-220/2000УХЛ1 [12];
- вимикач кола автотрансформатора на стороні ВН 220 кВ типу ВГБУ-220-40/2000 У1 з гідроприводом та роз'єднувачем РГ-220/2000УХЛ1 [12];
- лінійний вимикач навантаження 220 кВ ВГБУ-220-40/2000 У1 з гідроприводом та роз'єднувачем РГ-220/2000УХЛ1 [12];
- обмежувач перенапруги ОПН-220У-УХЛ1 [12];
- трансформатор напруги ЗНОГ-М-220-1 УХЛ4 [12];
- вбудований трансформатор струму ТВ-220-25ХЛ2 [12].

Таблиця 3.4 – Вибір електрообладнання на стороні 220 кВ

Назва і тип апарату	Умова вибору [1]	За розрахунком	За довідником [12]	Відповідність
Вимикач ВГБУ-220-40/2000 У1 з гідроприводом [12]	$U_{м,ном} \leq U_{ном}$	$U_{м,ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$220 = 220 \text{ кВ}$
	$I_{роб.мах} \leq I_{ном}$	$I_{робмах} \text{ ВВ} = 0,353 \text{ кА}$ $I_{робмах} \text{ ОВ} = 0,353 \text{ кА}$ $I_{робмах} \text{ СВ} = 0,177 \text{ кА}$ $I_{робмах} \text{ ВН АТ} = 0,231 \text{ кА}$ $I_{робмах} \text{ Л1-220} = 0,122 \text{ кА}$	$I_{ном} = 2,0 \text{ кА}$	$0,353 < 2,0 \text{ кА}$ $0,353 < 2,0 \text{ кА}$ $0,177 < 2,0 \text{ кА}$ $0,231 < 2,0 \text{ кА}$ $0,122 < 2,0 \text{ кА}$
	$I_k'' \leq I_{вимк.ном}$	$I_k'' = 5,535 \text{ кА}$	$I_{вимк.ном} = 40 \text{ кА}$	$5,535 < 40 \text{ кА}$
	$i_{a,t} \leq i_{a,ном}$	ВГБУ-220-40/2000 У1 не перевіряється згідно [4]		
	$i_y \leq i_{дин}$	ВГБУ-220-40/2000 У1 не перевіряється згідно [4]		
	$B_k \leq I_{тер}^2 t_{тер}$	$B_k = 3,064 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$3,064 < 4800 \text{ кА}^2\text{с}$
Роз'єднувач РГ-220/2000УХЛ1 [12]	$U_{м,ном} \leq U_{ном}$	$U_{м,ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$220 = 220 \text{ кВ}$
	$I_{роб.мах} \leq I_{ном}$	$I_{робмах} \text{ ВВ} = 0,353 \text{ кА}$ $I_{робмах} \text{ ОВ} = 0,353 \text{ кА}$ $I_{робмах} \text{ СВ} = 0,177 \text{ кА}$ $I_{робмах} \text{ ВН АТ} = 0,231 \text{ кА}$ $I_{робмах} \text{ Л1-220} = 0,122 \text{ кА}$	$I_{ном} = 2,0 \text{ кА}$	$0,353 < 2,0 \text{ кА}$ $0,353 < 2,0 \text{ кА}$ $0,177 < 2,0 \text{ кА}$ $0,231 < 2,0 \text{ кА}$ $0,122 < 2,0 \text{ кА}$
	$B_k \leq I_{тер}^2 t_{тер}$	$B_k = 3,064 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$3,064 < 4800 \text{ кА}^2\text{с}$
	$i_y \leq i_{дин}$	$i_y = 11,601 \text{ кА}$	$i_{дин} = 100 \text{ кА}$	$11,601 < 100 \text{ кА}$
	$Z_2 \leq Z_{2ном}$	$Z_2 = 0,192 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 0,8 \text{ Ом}$	$0,192 < 0,8 \text{ Ом}$
Обмежувач перенапруги ОПН-220У-УХЛ1 [12]	$U_{м,ном} \leq U_{ном}$	$U_{м,ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$220 = 220 \text{ кВ}$
Трансформатор напруги ЗНОГ-М-220-1 УХЛ4 [12]	$U_{м,ном} \leq U_{ном}$	$U_{м,ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$220 = 220 \text{ кВ}$
	$S_2 \leq S_{2ном}$	$S_2 = 57 \text{ ВА}$	$S_{2ном} = 450 \text{ ВА}$	$57 < 450 \text{ ВА}$
Вбудований трансформатор струму ТВ-220-25ХЛ2 [12]	$U_{м,ном} \leq U_{ном}$	$U_{м,ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$220 = 220 \text{ кВ}$
	$I_{роб.мах} \leq I_{ном}$	$I_{робмах} \text{ ВВ} = 0,353 \text{ кА}$ $I_{робмах} \text{ ОВ} = 0,353 \text{ кА}$ $I_{робмах} \text{ СВ} = 0,177 \text{ кА}$ $I_{робмах} \text{ ВН АТ} = 0,231 \text{ кА}$ $I_{робмах} \text{ Л1-220} = 0,122 \text{ кА}$	$I_{ном} = 2,0 \text{ кА}$	$0,353 < 2,0 \text{ кА}$ $0,353 < 2,0 \text{ кА}$ $0,177 < 2,0 \text{ кА}$ $0,231 < 2,0 \text{ кА}$ $0,122 < 2,0 \text{ кА}$
	$B_k \leq I_{тер}^2 t_{тер}$	$B_k = 3,064 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 t_{тер} = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$	$3,064 < 1875 \text{ кА}^2\text{с}$
	$i_y \leq i_{дин}$	$i_y = 11,601 \text{ кА}$	$i_{дин} = 125 \text{ кА}$	$11,601 < 125 \text{ кА}$
	$Z_2 \leq Z_{2ном}$	$Z_2 = 1,051 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 1,2 \text{ Ом}$	$1,051 < 1,2 \text{ Ом}$

Схема однолінійна електрична на стороні вищої напруги РУ 220 кВ наведена на рис. 3.5.

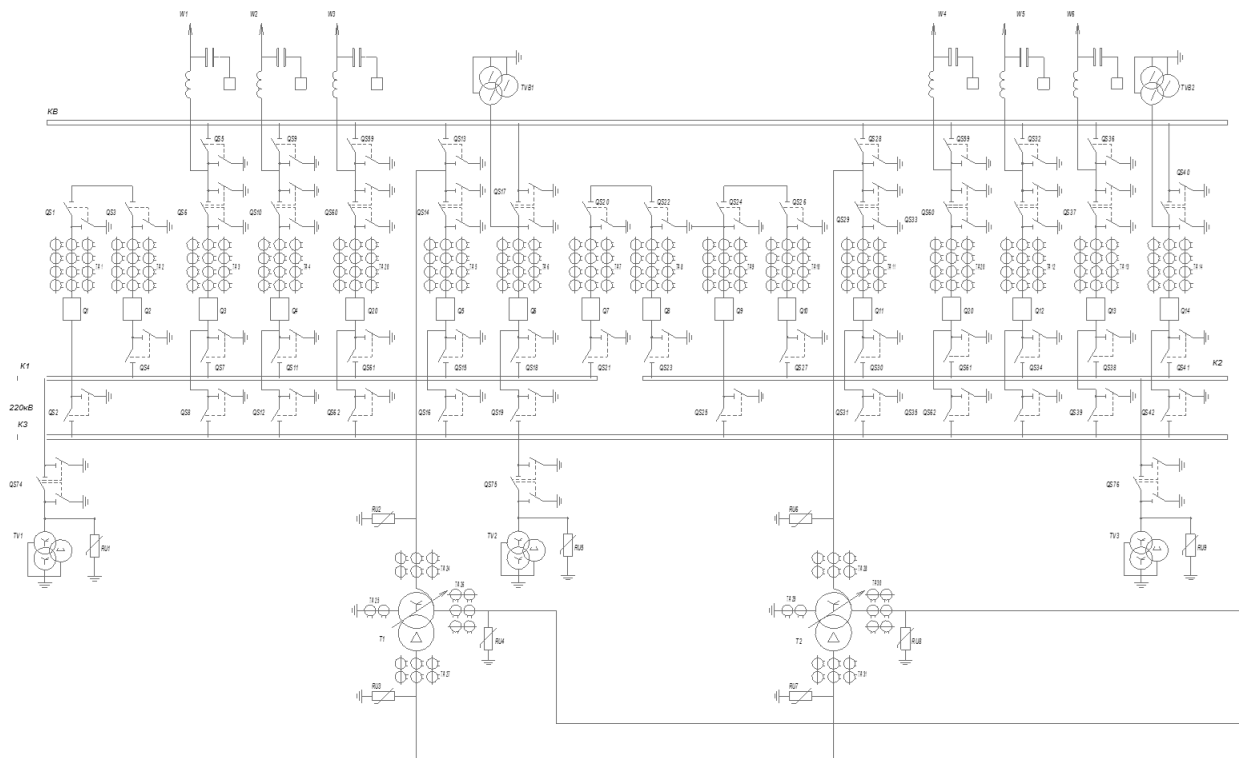


Рисунок 3.5 – Схема однолінійна електрична РУ 220 кВ
(фрагмент підстанції 220/110/10 кВ)

3.5 Вибір електрообладнання на стороні 110 кВ

Навантаження на шинах середньої напруги 110 кВ згідно розрахунків складає $S_{\Sigma CH}=48,08$ МВА [1].

Визначаємо струми у колі ввідного вимикача на стороні 110 кВ [1]:

$$I_{\text{роб.мах ВВ}} = \frac{S_{\Sigma CH}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{48,08}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,252 \text{ кА};$$

$$I_{\text{норм ВВ}} = \frac{I_{\text{роб.мах ВВ}}}{2} = \frac{0,252}{2} = 0,126 \text{ кА}.$$

Визначаємо струми у колі обхідного вимикача на стороні 110 кВ [1]:

$$I_{\text{роб.мах ОВ}} = I_{\text{роб.мах ВВ}} = 0,252 \text{ кА};$$

$$I_{\text{норм ОВ}} = \frac{I_{\text{роб.мах ОВ}}}{2} = \frac{0,252}{2} = 0,126 \text{ кА}.$$

Визначаємо струми у колі секційного вимикача на стороні 110 кВ [1]:

$$I_{\text{роб макс св}} = \frac{I_{\text{роб макс вв}}}{2} = \frac{0,252}{2} = 0,126 \text{ кА};$$

$$I_{\text{норм св}} = \frac{I_{\text{роб макс св}}}{2} = \frac{0,126}{2} = 0,063 \text{ кА}.$$

Визначаємо струми у колі ліній відгалуження (споживачів 110 кВ) [1]:

Потужність споживача на лінії Л1 – $S_{\text{Л1-110}} = 25,715 \text{ МВА}$, $n = 2$ [1].

$$I_{\text{роб макс Л1}} = \frac{S_{\text{Л1-110}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \frac{n}{2}} = \frac{25,715}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot \frac{2}{2}} = 0,135 \text{ кА};$$

$$I_{\text{норм Л1}} = \frac{I_{\text{роб макс Л1}}}{2} = \frac{0,135}{2} = 0,063 \text{ кА}.$$

Потужність споживача на лінії Л2 – $S_{\text{Л2-110}} = 22,36 \text{ МВА}$, ліній $n = 2$ [1].

$$I_{\text{роб макс Л2}} = \frac{S_{\text{Л2-110}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \frac{n}{2}} = \frac{22,36}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot \frac{2}{2}} = 0,117 \text{ кА};$$

$$I_{\text{норм Л2}} = \frac{I_{\text{роб макс Л2}}}{2} = \frac{0,117}{2} = 0,0585 \text{ кА}.$$

Визначаємо струми у колі збірних шин за умовою відповідності найбільш важкому режиму роботи ввідного вимикача [1]:

$$I_{\text{роб макс ЗШ}} = 0,252 \text{ кА};$$

$$I_{\text{норм ЗШ}} = 0,126 \text{ кА}.$$

В табл. 3.5 зведено результати вибору електрообладнання на стороні 110 кВ.

Схема однолінійна електрична на стороні середньої напруги РУ 110 кВ наведена на рис. 3.6.

Таблиця 3.5 – Вибір електрообладнання на стороні 110 кВ

Назва і тип апарату	Умова вибору [1]	За розрахунком	За довідником [12]	Відповідність
Вимикач ВГТ-110 II-40/2500У1 з пружинним приводом ППрК-1800с [12]	$U_{м,ном} \leq U_{ном}$	$U_{м,ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$110 = 110 \text{ кВ}$
	$I_{роб.мах} \leq I_{ном}$	$I_{робмах} \text{ ВВ} = 0,252 \text{ кА}$ $I_{робмах} \text{ ОВ} = 0,252 \text{ кА}$ $I_{робмах} \text{ СВ} = 0,126 \text{ кА}$ $I_{робмах} \text{ Л1-110} = 0,135 \text{ кА}$ $I_{робмах} \text{ Л2-110} = 0,117 \text{ кА}$	$I_{ном} = 2,5 \text{ кА}$	$0,252 < 2,50 \text{ кА}$ $0,252 < 2,50 \text{ кА}$ $0,126 < 2,50 \text{ кА}$ $0,135 < 2,50 \text{ кА}$ $0,117 < 2,50 \text{ кА}$
	$I_k'' \leq I_{вимк.ном}$	$I_k'' = 2,529 \text{ кА}$	$I_{вимк.ном} = 40 \text{ кА}$	$2,529 < 40 \text{ кА}$
	$i_{a,t} \leq i_{a,ном}$	$i_{a,t} = 1,161 \text{ кА}$	$i_{a,ном} = 22,63 \text{ кА}$	$1,161 < 22,63 \text{ кА}$
	$i_y \leq i_{дин}$	$i_y = 6,305 \text{ кА}$	$i_{дин} = 120 \text{ кА}$	$6,305 < 120 \text{ кА}$
	$B_k \leq I_{тер}^2 t_{тер}$	$B_k = 0,672 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$0,672 < 4800 \text{ кА}^2\text{с}$
Роз'єднувач РГ-110/1000УХЛ1 [12]	$U_{м,ном} \leq U_{ном}$	$U_{м,ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$110 = 110 \text{ кВ}$
	$I_{роб.мах} \leq I_{ном}$	$I_{робмах} \text{ ВВ} = 0,252 \text{ кА}$ $I_{робмах} \text{ ОВ} = 0,252 \text{ кА}$ $I_{робмах} \text{ СВ} = 0,126 \text{ кА}$ $I_{робмах} \text{ Л1-110} = 0,135 \text{ кА}$ $I_{робмах} \text{ Л2-110} = 0,117 \text{ кА}$	$I_{ном} = 1 \text{ кА}$	$0,252 < 1 \text{ кА}$ $0,252 < 1 \text{ кА}$ $0,126 < 1 \text{ кА}$ $0,135 < 1 \text{ кА}$ $0,117 < 1 \text{ кА}$
	$B_k \leq I_{тер}^2 t_{тер}$	$B_k = 0,672 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 t_{тер} = 2976,75 \text{ кА}^2\text{с}$	$0,672 < 2976,75 \text{ кА}^2\text{с}$
	$i_y \leq i_{дин}$	$i_y = 23,914 \text{ кА}$	$i_{дин} = 125 \text{ кА}$	$23,914 < 125 \text{ кА}$
	$Z_2 \leq Z_{2ном}$	$Z_2 = 0,192 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 0,8 \text{ Ом}$	$0,192 < 0,8 \text{ Ом}$
Обмежувач перенапруги ОПН-110У-УХЛ1 [12]	$U_{м,ном} \leq U_{ном}$	$U_{м,ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$110 = 110 \text{ кВ}$
Трансформатор напруги ЗНОГ-М-110-1 УХЛ4 [12]	$U_{м,ном} \leq U_{ном}$	$U_{м,ном} = 110 / \sqrt{3} \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 / \sqrt{3} \text{ кВ}$	$110 / \sqrt{3} = 110 / \sqrt{3} \text{ кВ}$
	$S_2 \leq S_{2ном}$	$S_2 = 58,8 \text{ ВА}$	$S_{2ном} = 3 \cdot 400 \text{ ВА}$	$58,8 < 1200 \text{ ВА}$
Трансформатор струму ТГФ-110 [12]	$U_{м,ном} \leq U_{ном}$	$U_{м,ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$110 = 110 \text{ кВ}$
	$I_{роб.мах} \leq I_{ном}$	$I_{робмах} \text{ ВВ} = 0,252 \text{ кА}$ $I_{робмах} \text{ ОВ} = 0,252 \text{ кА}$ $I_{робмах} \text{ СВ} = 0,126 \text{ кА}$ $I_{робмах} \text{ Л1-110} = 0,135 \text{ кА}$ $I_{робмах} \text{ Л2-110} = 0,117 \text{ кА}$	$I_{ном} = 0,3 \text{ кА}$	$0,252 < 0,30 \text{ кА}$ $0,252 < 0,30 \text{ кА}$ $0,126 < 0,30 \text{ кА}$ $0,135 < 0,30 \text{ кА}$ $0,117 < 0,30 \text{ кА}$
	$B_k \leq I_{тер}^2 t_{тер}$	$B_k = 0,672 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 t_{тер} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$0,672 < 1200 \text{ кА}^2\text{с}$
	$i_y \leq i_{дин}$	$i_y = 6,305 \text{ кА}$	$i_{дин} = 45 \text{ кА}$	$6,305 < 45 \text{ кА}$
	$Z_2 \leq Z_{2ном}$	$Z_2 = 1,012 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 1,2 \text{ Ом}$	$1,012 < 1,2 \text{ Ом}$

- секційний вимикач типу ВГТ-110 ІІ-40/2500 У1 з пружинним приводом ППрК-1800с та роз'єднувачем РГ-110/1000 УХЛ1 [12];
- лінійний вимикач навантаження 110 кВ типу ВГТ-110 ІІ-40/2500 У1 з пружинним приводом ППрК-1800с та роз'єднувачем РГ-110/1000 УХЛ1 [12];
- обмежувач перенапруги ОПН-110У-УХЛ1 [12];
- трансформатор напруги ЗНОГ-М-110-1 УХЛ4 [12];
- трансформатор струму ТГФ-110 [12].

3.6 Вибір електрообладнання на стороні 10 кВ

Сумарне навантаження на стороні нижчої напруги 10 кВ підстанції 220/110/10 кВ складає $S_{\Sigma HH} = 31,49$ МВА [1].

Визначаємо струми у колі ввідного вимикача на стороні 10 кВ [1]:

$$I_{\text{роб макс вв}} = \frac{S_{\Sigma HH}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{31,49}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1,818 \text{ кА};$$

$$I_{\text{норм вв}} = \frac{I_{\text{роб макс вв}}}{2} = \frac{1,818}{2} = 0,909 \text{ кА}.$$

Визначаємо струми у колі секційного вимикача на стороні 10 кВ [1]:

$$I_{\text{роб макс св}} = \frac{I_{\text{роб макс вв}}}{2} = \frac{1,818}{2} = 0,909 \text{ кА};$$

$$I_{\text{норм св}} = \frac{I_{\text{роб макс св}}}{2} = \frac{0,909}{2} = 0,4545 \text{ кА}.$$

Визначаємо струми у колі ліній відгалуження (споживачів 10 кВ) [1].

Потужність споживача на лінії Л1 – $S_{\text{Л1-10}} = 24,48$ МВА, $n = 6$ [1].

$$I_{\text{роб макс Л1-10}} = \frac{S_{\text{гор. сети}} \cdot n}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \frac{n}{2}} = \frac{24,48}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot \frac{6}{2}} = 0,471 \text{ кА};$$

$$I_{\text{норм Л1-10}} = \frac{I_{\text{роб макс Л1-10}}}{2} = \frac{0,471}{2} = 0,2355 \text{ кА}.$$

Потужність споживача на лінії Л2 – $S_{Л2-10} = 6,997 \text{ МВА}$, $n = 2$ [1].

$$I_{\text{роб макс Л2-10}} = \frac{S_{Л2-10}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \frac{n}{2}} = \frac{6,997}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot \frac{2}{2}} = 0,404 \text{ кА};$$

$$I_{\text{норм Л2-10}} = \frac{I_{\text{роб макс Л2-10}}}{2} = \frac{0,471}{2} = 0,2355 \text{ кА}.$$

Визначаємо струми у колі збірних шин на стороні 10 кВ [1]:

$$I_{\text{роб .мак ЗШ}} = 1,818 \text{ кА};$$

$$I_{\text{норм ЗШ.}} = 0,909 \text{ кА}.$$

Приймаємо до встановлення комплектну розподільну установку закритого типу КМ1-10-31,5УЗ, що складається з окремих металевих шаф, в яких встановлюються комутаційні та захисні апарати (табл. 3.6) [13].

Таблиця 3.6 – Технічні параметри шафи ЗРУ типу КМ1-10-31,5УЗ [13]

Параметр	Значення]
Номінальна робоча напруга, кВ	6; 10
Максимальна робоча напруга, кВ	7,2; 12
Номінальний струм, кА	630; 1000; 1600; 2500; 3150
Номінальний струм вимкнення, кА	31,5
Номінальна напруга допоміжних кіл, В:	
постійного струму	220
змінного струму	220
Кліматичне виконання	УЗ
Ступінь захисту	IP 20
Тип вимикача	LF
Тип трансформатора струму	ТОЛ-10, ТЛШ-10
Тип трансформатора напруги	НАМИ-10

В табл. 3.7 наведено обґрунтування вибору апаратів ввідної комірki в шафі ЗРУ КМ1-10-31,5УЗ.

Таблиця 3.7 – Вибір апаратів ввідної комірки КМ1-10-31,5УЗ

Назва і тип апарату	Умова вибору [1]	За розрахунком	За довідником [13]	Відповідність
Вимикач LF2 з пружинним приводом RI [13]	$U_{м,ном} \leq U_{ном}$	$U_{м,ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$10 = 10 \text{ кВ}$
	$I_{роб.мах} \leq I_{ном}$	$I_{робмах} = 1,818 \text{ кА}$	$I_{ном} = 2 \text{ кА}$	$1,818 < 2 \text{ кА}$
	$I_k'' \leq I_{вимк.ном}$	$I_k'' = 9,185 \text{ кА}$	$I_{вимк.ном} = 31,5 \text{ кА}$	$9,185 < 31,5 \text{ кА}$
	$i_{a,t} \leq i_{a,ном}$	$i_{a,t} = 8,106 \cdot 10^{-11} \text{ кА}$	$i_{a,ном} = 13,36 \text{ кА}$	$8,106 \cdot 10^{-11} < 13,364 \text{ кА}$
	$i_y \leq i_{дин}$	$i_y = 23,914 \text{ кА}$	$i_{дин} = 81 \text{ кА}$	$23,914 < 81 \text{ кА}$
	$B_k \leq I_{тер}^2 t_{тер}$	$B_k = 137,514 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 t_{тер} = 2976,75 \text{ кА}^2\text{с}$	$137,514 < 2976,75 \text{ кА}^2\text{с}$
Трансформатор струму ТЛШ-10К [13]	$U_{м,ном} \leq U_{ном}$	$U_{м,ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$10 = 10 \text{ кВ}$
	$I_{роб.мах} \leq I_{ном}$	$I_{робмах} = 1,818 \text{ кА}$	$I_{ном} = 2 \text{ кА}$	$1,818 < 2 \text{ кА}$
	$B_k \leq I_{тер}^2 t_{тер}$	$B_k = 137,514 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 t_{тер} = 14700 \text{ кА}^2\text{с}$	$137,514 < 14700 \text{ кА}^2\text{с}$
	$i_y \leq i_{дин}$	$i_y = 23,914 \text{ кА}$	$i_{дин} = 125 \text{ кА}$	$23,914 < 125 \text{ кА}$
	$Z_2 \leq Z_{2ном}$	$Z_2 = 0,192 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 0,8 \text{ Ом}$	$0,192 < 0,8 \text{ Ом}$

В табл. 3.8 наведено обґрунтування вибору апаратів секційної комірки в шафі ЗРУ КМ1-10-31,5УЗ.

Таблиця 3.8 – Вибір апаратів секційної комірки КМ1-10-31,5УЗ

Назва і тип апарату	Умова вибору [1]	За розрахунком	За довідником [13]	Відповідність
Вимикач LF2 з пружинним приводом RI [13]	$U_{м,ном} \leq U_{ном}$	$U_{м,ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$10 = 10 \text{ кВ}$
	$I_{роб.мах} \leq I_{ном}$	$I_{робмах} = 0,909 \text{ кА}$	$I_{ном} = 1,25 \text{ кА}$	$0,909 < 1,25 \text{ кА}$
	$I_k'' \leq I_{вимк.ном}$	$I_k'' = 9,185 \text{ кА}$	$I_{вимк.ном} = 31,5 \text{ кА}$	$9,185 < 31,5 \text{ кА}$
	$i_{a,t} \leq i_{a,ном}$	$i_{a,t} = 3,372 \cdot 10^{-7} \text{ кА}$	$i_{a,ном} = 13,36 \text{ кА}$	$3,372 \cdot 10^{-7} < 13,364 \text{ кА}$
	$i_y \leq i_{дин}$	$i_y = 23,914 \text{ кА}$	$i_{дин} = 81 \text{ кА}$	$23,914 < 81 \text{ кА}$
	$B_k \leq I_{тер}^2 t_{тер}$	$B_k = 95,332 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 t_{тер} = 2976,75 \text{ кА}^2\text{с}$	$95,332 < 2976,75 \text{ кА}^2\text{с}$
Трансформатор струму ТОЛ-10-1УЗ [13]	$U_{м,ном} \leq U_{ном}$	$U_{м,ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$10 = 10 \text{ кВ}$
	$I_{роб.мах} \leq I_{ном}$	$I_{робмах} = 0,909 \text{ кА}$	$I_{ном} = 1,5 \text{ кА}$	$0,909 < 1,5 \text{ кА}$
	$B_k \leq I_{тер}^2 t_{тер}$	$B_k = 95,332 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$95,332 < 4800 \text{ кА}^2\text{с}$
	$i_y \leq i_{дин}$	$i_y = 23,914 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$23,914 < 102 \text{ кА}$
	$Z_2 \leq Z_{2ном}$	$Z_2 = 0,21 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 0,4 \text{ Ом}$	$0,21 < 0,4 \text{ Ом}$

В табл. 3.9 наведено обґрунтування вибору апаратів комірки навантаження в шафі ЗРУ КМ1-10-31,5УЗ.

В табл. 3.10 наведено обґрунтування вибору апаратів комірки трансформаторів напруги ЗРУ КМ1-10-31,5УЗ.

Таблиця 3.9 – Вибір апаратів комірки навантаження КМ1-10-31,5УЗ

Назва і тип апарату	Умова вибору [1]	За розрахунком	За довідником [13]	Відповідність
Вимикач LF2 з пружинним приводом RI [13]	$U_{м,ном} \leq U_{ном}$	$U_{м,ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$10 = 10 \text{ кВ}$
	$I_{роб.мах} \leq I_{ном}$	$I_{робмах/11-10} = 0,471 \text{ кА}$ $I_{робмах/12-10} = 0,404 \text{ кА}$	$I_{ном} = 0,63 \text{ кА}$	$0,471 < 0,63 \text{ кА}$ $0,404 < 0,63 \text{ кА}$
	$I_k'' \leq I_{вимк.ном}$	$I_k'' = 9,185 \text{ кА}$	$I_{вимк.ном} = 31,5 \text{ кА}$	$9,185 < 31,5 \text{ кА}$
	$i_{a,t} \leq i_{a,ном}$	$i_{a,t} = 1,403 \cdot 10^{-3} \text{ кА}$	$i_{a,ном} = 13,36 \text{ кА}$	$1,403 \cdot 10^{-3} < 13,364 \text{ кА}$
	$i_y \leq i_{дин}$	$i_y = 23,914 \text{ кА}$	$i_{дин} = 81 \text{ кА}$	$23,914 < 81 \text{ кА}$
	$B_k \leq I_{тер}^2 t_{тер}$	$B_k = 53,149 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 t_{тер} = 2976,75 \text{ кА}^2\text{с}$	$53,149 < 2976,75 \text{ кА}^2\text{с}$
Трансформатор струму ТОЛ-10-1УЗ [13]	$U_{м,ном} \leq U_{ном}$	$U_{м,ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$10 = 10 \text{ кВ}$
	$I_{роб.мах} \leq I_{ном}$	$I_{робмах/11-10} = 0,471 \text{ кА}$ $I_{робмах/12-10} = 0,404 \text{ кА}$	$I_{ном} = 0,6 \text{ кА}$	$0,471 < 0,6 \text{ кА}$ $0,404 < 0,6 \text{ кА}$
	$B_k \leq I_{тер}^2 t_{тер}$	$B_k = 53,149 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$53,149 < 4800 \text{ кА}^2\text{с}$
	$i_y \leq i_{дин}$	$i_y = 23,914 \text{ кА}$	$i_{дин} = 81 \text{ кА}$	$23,914 < 81 \text{ кА}$
	$Z_2 \leq Z_{2ном}$	$Z_2 = 0,192 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 0,4 \text{ Ом}$	$0,192 < 0,4 \text{ Ом}$

Таблиця 3.10 – Вибір апаратів комірки трансформаторів напруги КМ1-10-31,5УЗ

Назва і тип апарату	Умова вибору [1]	За розрахунком	За довідником [13]	Відповідність
Трансформатор напруги НАМИ-10У2 [13]	$U_{м,ном} \leq U_{ном}$	$U_{м,ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$10 = 10 \text{ кВ}$
	$S_2 \leq S_{2ном}$	$S_2 = 18,2 \text{ ВА}$	$S_{2ном} = 1000 \text{ ВА}$	$18,2 < 1000 \text{ ВА}$
Запобіжник ПКН-001-10У1 [13]	$U_{м,ном} \leq U_{ном}$	$U_{м,ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$10 = 10 \text{ кВ}$
Запобіжник ТВП ПКТ-101-10-2У1 [13]	$U_{м,ном} \leq U_{ном}$	$U_{м,ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$10 = 10 \text{ кВ}$
	$I_{мах} \leq I_{ном}$	$I_{мах} = 18,48 \text{ кА}$	$I_{ном} = 20 \text{ кА}$	$18,48 < 20 \text{ кА}$

Приймаємо до встановлення жорсткі двосмугові алюмінієві шини прямокутного перерізу $2 \times (80 \times 10) \text{ мм}^2$ [13].

Розташування шин наведено на рис. 3.7.

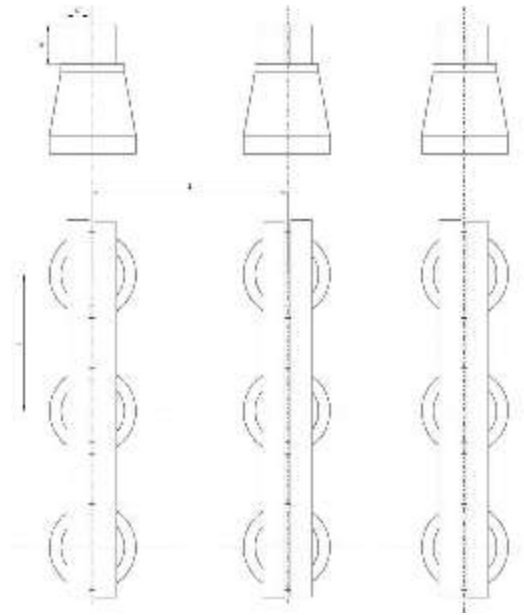


Рисунок 3.7 – Розташування жорстких шин [13]

Проводимо перевірку шин за тривалим допустимим струмом [1]:

$$I_{\text{доп. ном}} = 2\,410\text{ А} > I_{\text{роб. мах.ЗШ}} = 1\,818\text{ А};$$

умова виконується.

Проводимо перевірку шин за термічною стійкістю [1]:

$$q = \frac{\sqrt{B_k}}{c} = \frac{\sqrt{137,514 \cdot 10^6}}{91} = 128,86\text{ мм}^2 < 2 \cdot (80 \times 10) = 1600\text{ мм}^2 ;$$

умова виконується.

Проводимо перевірку шин на механічну стійкість згідно вказівок [1]:

$$W_{\Pi} = \frac{b^2 \cdot h}{6} = \frac{1^2 \cdot 8}{6} = 1,333\text{ см}^3;$$

$$\sigma_{\Pi} = \frac{f_{\Pi} \cdot l_{\Pi}^2}{12 \cdot W_{\Pi}} = \frac{671,958 \cdot 0,5^2}{12 \cdot 1,333} = 10,502\text{ МПа};$$

$$W_{\Phi} = \frac{b \cdot h^2}{3} = \frac{1 \cdot 8^2}{3} = 21,333\text{ см}^3;$$

$$\sigma_{\phi} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{W_{\phi} \cdot a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{23914^2 \cdot 1,5^2}{21,333 \cdot 0,72} = 1,451 \text{ МПа};$$

$$\sigma_p = \sigma_{\phi} + \sigma_{\Pi} = 1,451 + 10,502 = 11,953 \text{ МПа} < \sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа};$$

умова виконується, шини механічно стійкі.

Для кріплення шин приймаємо до встановлення опорні ізолятори типу С4-801УХЛ з $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$, $F_{\text{руйн}} = 4 \text{ кН}$, висотою 190 мм [13].

Проводимо перевірку ізолятора за номінальною напругою [1]:

$$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ} = U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ};$$

умова виконується.

Проводимо перевірку ізолятора за механічною міцністю [1]:

$$F_{\text{розр КЗ}} = \sqrt{3} \cdot \left(\frac{i_y^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7} \right) = \sqrt{3} \cdot \left(\frac{23914^2}{0,5} \cdot 1,5 \cdot 10^{-7} \right) = 297,158 \text{ Н};$$

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{руйн}} = 0,6 \cdot 4000 = 2400 \text{ Н};$$

$$F_{\text{розр КЗ}} = 297,158 < 2400 \text{ Н};$$

умова виконується.

Отже, остаточно приймаємо до встановлення опорні ізолятори типу С4-801УХЛ [13].

Приймаємо до встановлення прохідні ізолятори опорного типу ПП-10/2000-12,5УХЛ1 з $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$, $F_{\text{руйн}} = 12,5 \text{ кН}$ [13].

Проводимо перевірку ізолятора за номінальною напругою [1]:

$$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ} = U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ};$$

умова виконується.

Проводимо перевірку ізолятора за механічною міцністю [1]:

$$F_{\text{розр КЗ}} = 0,5 \cdot \sqrt{3} \cdot \left(\frac{i_y^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7} \right) = 148,579 \text{ Н};$$

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{руйн}} = 0,6 \cdot 12500 = 7500 \text{ Н};$$

$$F_{\text{розр КЗ}} = 148,579 < 7500 \text{ Н};$$

умова виконується.

Отже, на стороні нижчої напруги 10 кВ підстанції 220/110/10 кВ приймаємо до встановлення комплектну розподільну установку закритого типу КМ1-10-31,5УЗ [13], що складається з окремих металевих шаф, в яких встановлено наступні комутаційні та захисні апарати:

- у ввідній комірці вимикач типу LF2 з пружинним приводом RI з трансформатором струму ТЛШ-10К [13];
- у секційній комірці вимикач типу LF2 з пружинним приводом RI з трансформатором струму ТОЛ-10-1УЗ [13];
- у лінійній комірці навантаження вимикач типу LF2 з пружинним приводом RI з трансформатором струму типу ТОЛ-10-1УЗ [13];
- трансформатор напруги типу НАМИ-10У2 із запобіжником типу ПКН-001-10У1 [13];
- запобіжник лінії ТВП типу ПКТ-101-10-2У1 [13].

Прийнято до встановлення жорсткі двосмугові алюмінієві шини прямокутного перерізу $2 \times (80 \times 10)$ мм² на опорних ізоляторах типу С4-801УХЛ та прохідні ізолятори опорного типу ІП-10/2000-12,5УХЛ1 [13].

Все обране електрообладнання задовольняє вимогам чинних нормативних галузевих документів [4, 8, 17].

3.7 Вибір схеми живлення власних потреб підстанції

Навантаження власних потреб підстанції планується жити від мережі змінного струму 380/220В [1].

Перелік споживачів власних потреб підстанції 220/110/10 кВ наведено в табл. 3.11.

Таблиця 3.11 – Перелік споживачів власних потреб підстанції [13]

Споживач	Потужність		$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$	Потужність	
	кВт× ×кількість	кВт			$P_{\text{уст,}}$ кВт	$Q_{\text{уст,}}$ квар
Охолодження АТДЦТН-63000/220/110/10	22,2×2	44,4	0,85	0,62	44,4	27,528
Нагрівання баків ВГБУ-220	4,8×8	38,4	1	0	38,4	-
Нагрівання приводу вимикача ВГБУ-220	1,32×8	10,56	1	0	10,56	-
Нагрівання вимикачів ВГТ-110П-40/2500 У1	0,8×8	6,4	1	0	6,4	-
Освітлення ВРУ-110	1×4	4	1	0	4	-
Освітлення ВРУ-220	1×4	4	1	0	4	-
Електродвигун пружини LF	0,38×1	0,38	0,85	0,62	0,38	0,2356
Електродвигун пружини ВГТ-110	0,75×1	0,75	0,85	0,62	0,75	0,465
Установка підзарядки ВАЗП	2×23	46	1	0	46	-
Опалення, освітлення, вентиляція ЗРУ	70	70	1	0	70	-
Охоронне освітлення та освітлення трансформаторів	10	10	1	0	10	-
Інші споживачі	5	5	0,8	0,75	5	3,75
Разом					239,89	31,979

Розрахункове навантаження власних потреб підстанції [1]:

$$S_p = K_{\Pi} \cdot \sqrt{P_{\text{уст}}^2 + Q_{\text{уст}}^2} = 0,8 \cdot \sqrt{239,89^2 + 31,979^2} = 193,61 \text{ кВА.}$$

Номінальна потужність трансформатора власних потреб за умовами роботи в нормальному та аварійному режимі складає [1]:

$$S_T \geq \frac{S_p}{1,4} = \frac{193,61}{1,4} = 138,293 \text{ кВА.}$$

Приймаємо до встановлення на підстанції 220/110/10 кВ в окремому приміщенні будівлі ЗРУ 10 кВ два трансформатори власних потреб типу ТМ-160/10 У1 [13]:

$$S_{\text{ном}}=160 \text{ кВА, } U_{\text{н1}}=10 \text{ кВ, } U_{\text{н2}}=0,4 \text{ кВ, } U_{\kappa}=4,5\%, I_0=2,3\% \text{ [13].}$$

Трансформатори власних потреб приєднуються через запобіжники до шин РУ 10 кВ . На напругу 380/220 В від трансформатора власних потреб живлення надходить на щит власних потреб, який доцільно виконати за схемою одиничної системи шин, секціонованої автоматичним вимикачем [13].

На підстанції необхідно передбачити установку постійного струму з акумуляторними батареями для живлення кіл керування, сигналізації, автоматики, аварійного освітлення згідно вимог ПУЕ [4].

Для підстанції 220/110/10 кВ приймаємо до встановлення свинцево-кислотні батареї типу СН [13].

3.8 Розрахунок заземлення підстанції

Згідно вказівок [1, 17] розрахуємо заземлення підстанції 220/110/10 кВ.

Оскільки природні заземлювачі на території ВРУ відсутні, виконаємо заземлення штучними заземлювачами з метою рівномірного розподілу електричного потенціалу на площі підстанції, зокрема приймаємо встановлення смуг заземлювачів на території ВРУ на глибині 0,5 м вздовж

рядів електроустаткування, утворивши сітку заземлення, до якої має бути приєднання електрообладнання, що має заземлюватись [1].

Площа сітки заземлювача:

$$S = 140 \cdot 115 + 85 \cdot 90 = 23\,750 \text{ м}^2.$$

Загальна протяжність горизонтальної смуги сітки заземлювача з кроком 5 м складатиме [1]:

$$L_z = (115/5 + 1) \cdot 140 + (140/5 + 1) \cdot 115 + (85/5) \cdot 90 + (90/5 + 1) \cdot 85 = 9\,840 \text{ м}.$$

Покладаємо наступні умови:

- питомий опір ґрунту $\rho = 200 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ [1];
- довжина вертикального заземлювача $l_g = 5 \text{ м}$ [1].
- припустима напруга дотику $U_{\text{дот}} = 500 \text{ В}$ [4, 17].

Розрахуємо коефіцієнт дотику [1]:

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot \rho} = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 200} = 0,769;$$

$$K_{\text{дот}} = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_B \cdot L_F}{a \cdot \sqrt{S}}\right)^{0,45}} = \frac{0,5 \cdot 0,769}{\left(\frac{5 \cdot 9840}{5 \cdot \sqrt{237500}}\right)^{0,45}} = 0,059.$$

Розрахуємо потенціал заземлювача [1]:

$$U_3 = \frac{U_{\text{дот}}}{K_{\text{дот}}} = \frac{500}{0,059} = 8\,474,576 < 10 \text{ кВ},$$

умова виконується.

Із врахуванням струму, що протікатиме на землю через заземлювач [1]:

$$I_{\text{по}}^{(1)} = \frac{1}{2} \cdot I_K'' = \frac{1}{2} \cdot 5,535 = 2,768 \text{ кА};$$

$$I_3 = (0,4 \div 0,6) \cdot I_{\text{по}}^{(1)} = 0,6 \cdot 2,768 = 1,661 \text{ кА};$$

$$R_{3 \text{ доп}} = \frac{U_3}{I_3} = \frac{8474,576}{1661} = 5,102 \text{ Ом} > 0,5 \text{ Ом},$$

умова не виконується.

Приймаємо до встановлення складний заземлювач (рис. 3.8) зі стороною [1]:

$$a = \sqrt{S} = \sqrt{23750} = 154,11 \text{ м};$$

$$m = \frac{L_r}{2\sqrt{S}} - 1 = \frac{9840}{2 \cdot 154,11} - 1 = 30,925 \approx 31;$$

$$L_r = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) = 2 \cdot 154,11 \cdot (31 + 1) = 9863,04 ;$$

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{154,11}{31} = 4,971;$$

$$n_B = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{1 \cdot l_B} = \frac{154,11 \cdot 4}{5} = 123,288 \approx 123.$$

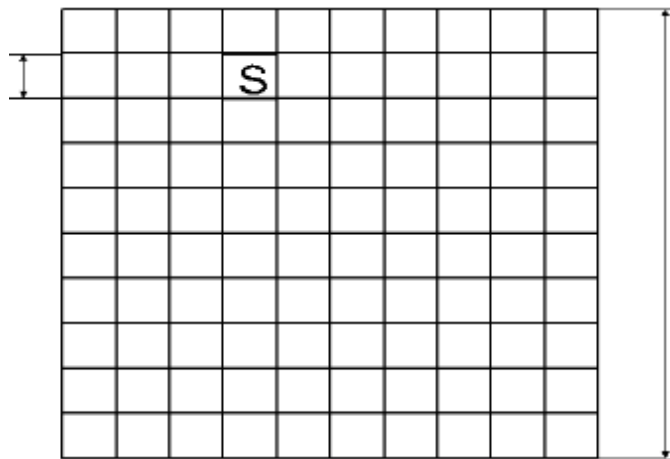


Рисунок 3.8 – Розрахункова модель складного заземлювача квадратного типу укладання [1]

Згідно вказівок [1] додатково приймаємо до встановлення 25 вертикальних заземлювачів довжиною 5 м в місцях приєднання струмопровідних спусків від блискавкозахисту до заземлювачів:

$$n'_B = 123 + 25 = 148; L_B = l_B \cdot n'_B = 5 \cdot 148 = 740 \text{ м};$$

$$\rho_e = 1 \cdot \rho_2 = 1 \cdot 120 = 120 \text{ Ом} \cdot \text{м};$$

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho_e}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_e}{L_r + L_B} = 0,414 \cdot \frac{200}{154,11} + \frac{200}{9840 + 740} = 0,556 \text{ Ом} > 0,5 \text{ Ом},$$

умова не виконується.

Додатково на підстанції 220/110/10 кВ приймаємо до встановлення штучне заземлення системи трос-опора лінії 110 кВ загальним опором 2,5 Ом, що дозволить зменшити опір заземлювача підстанції в цілому [1]:

$$R'_3 = \frac{R_3 \cdot R_e}{R_3 + R_e} = \frac{0,556 \cdot 2,5}{0,556 + 2,5} = 0,455 < 0,5 \text{ Ом, умова виконується;}$$

$$U_{\text{дот}} = K_{\text{дот}} \cdot I_3 \cdot R_3 = 0,059 \cdot 1661 \cdot 0,455 = 44,59 \text{ В} < 500 \text{ В,}$$

умова виконується.

При однофазному короткому замиканні струм через заземлювач складатиме [1]:

$$I_{3.\text{max}} = \frac{U_{\text{дот}}}{K_{\text{дот}} \cdot R_3} = \frac{500}{0,059 \cdot 0,455} = 18\,625,442 \text{ А.}$$

3.9 Розрахунок блискавкозахисту підстанції

Відкриті розподільні установки підстанції 220/110/10 кВ мають бути захищені від прямого влучання блискавки [4, 17, 18].

На ВРУ 220 кВ, ВРУ 110 кВ та прожекторних щоглах необхідно встановити стрижневі блискавковідводи. Від стійки конструкції ВРУ 220 кВ та ВРУ 110 кВ з блискавковідводами необхідно забезпечити рівномірне розтікання струму магістраллю [18].

Згідно вказівок [18] приймаємо до встановлення 14 стрижневих блискавковідводів: шість на порталах у складі ВРУ 220 кВ, шість на порталах у складі ВРУ 110 кВ та два – на прожекторних щоглах між ВРУ 220 кВ і 110 кВ з метою забезпечення необхідної зони захисту [1].

Загальна зона дії стриженового блискавкозахисту території підстанції 220/110/10 кВ наведена на рис. 3.10.

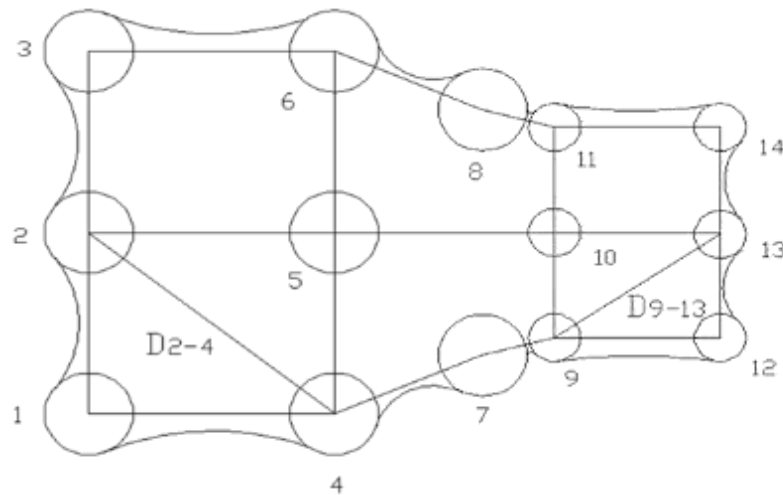


Рисунок 3.9— Зона блискавкозахисту території підстанції 220/110/10 кВ [1]

Визначаємо радіус дії двох стрижневих блискавководвідводів згідно вказівок [1]:

$$b_{1-2} = b_{2-3} = bx \frac{7 \cdot h_a - a}{14 \cdot h_a - a_x} = 4 \cdot 13,935 \cdot \frac{7 \cdot 13,5 - 62}{14 \cdot 13,5 - 62} = 14,264 \text{ м};$$

$$b_{1-4} = b_{3-6} = 4 \cdot 13,935 \cdot \frac{7 \cdot 13,5 - 77}{14 \cdot 13,5 - 77} = 8,709 \text{ м};$$

$$b_{4-7} = b_{6-8} = 4 \cdot 13,935 \cdot \frac{7 \cdot 13,5 - 50,5}{14 \cdot 13,5 - 50,5} = 17,708 \text{ м};$$

$$b_{9-12} = b_{11-14} = 4 \cdot 8,11 \cdot \frac{7 \cdot 8 - 52}{14 \cdot 8 - 52} = 2,163 \text{ м};$$

$$b_{12-13} = b_{13-14} = 4 \cdot 8,11 \cdot \frac{7 \cdot 8 - 36}{14 \cdot 8 - 36} = 8,537 \text{ м};$$

$$b_{7-9} = b_{8-11} = 0,7 \cdot h_a = 0,7 \cdot 8 = 5,6 \text{ м}.$$

Проводимо перевірку умови захисту згідно вказівок [1]:

$$D_{2-4} = 98,858 \leq 8 \cdot h_a \cdot p = 8 \cdot 13,5 \cdot 1 = 108 \text{ м};$$

$$D_{9-13} = 63,246 \leq 8 \cdot h_a \cdot p = 8 \cdot 8 \cdot 1 = 64 \text{ м}.$$

Умова виконується, блискавкозахист підстанції 220/110/10 кВ забезпечено.

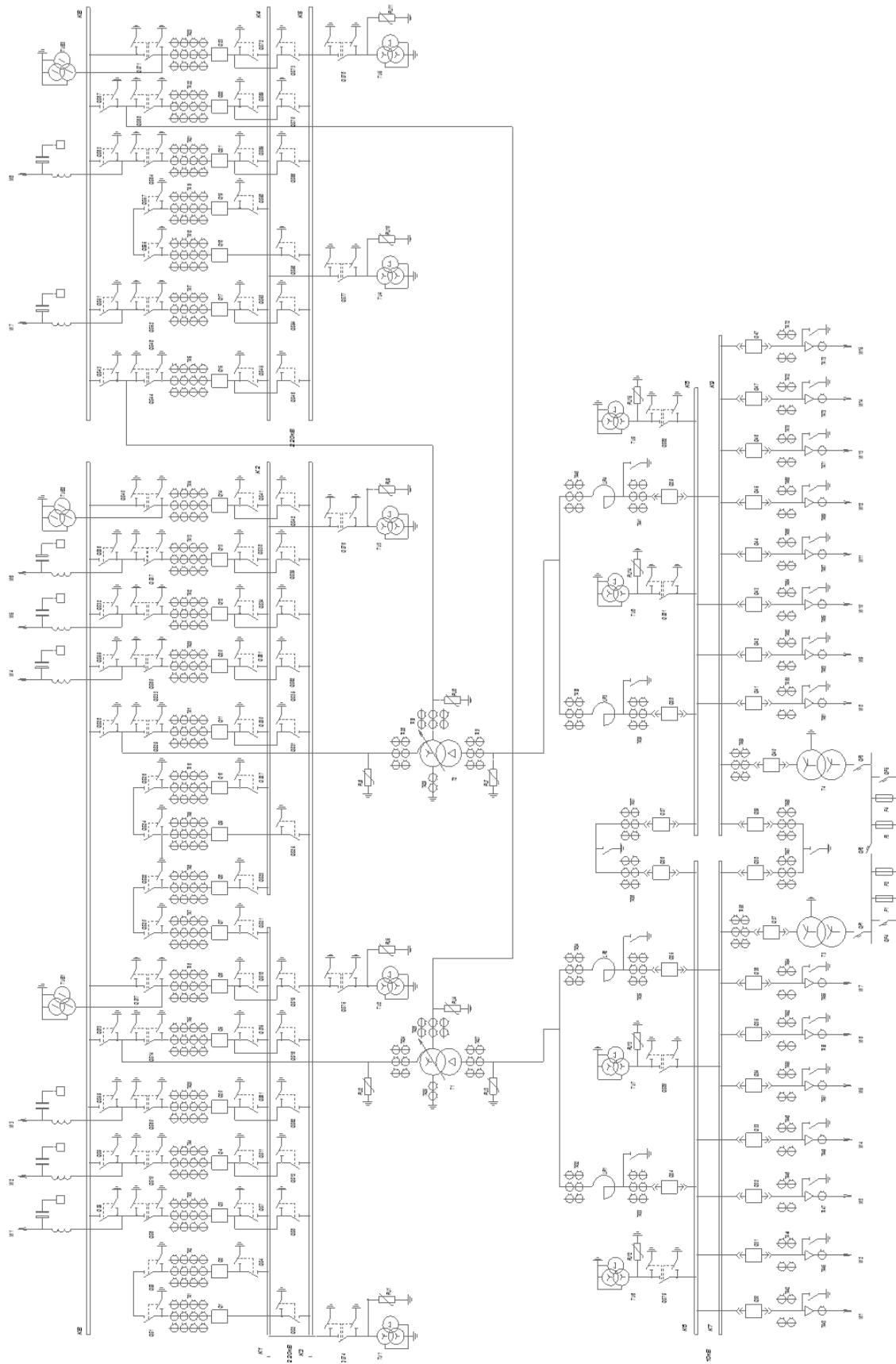


Рисунок 3.10 – Схема однолінійна електрична підстанції 220/110/10 кВ

3.10 Висновки

У розділі розроблено електричну частину підстанції 220/110/10 кВ.

На стороні вищої напруги 220 кВ прийнято схему РУ відкритого виконання із однією системою збірних шин та обхідною.

На стороні середньої напруги 110 кВ прийнято схему РУ відкритого виконання із однією системою збірних шин та обхідною.

На стороні нижчої напруги 10 кВ прийнято схему РУ закритого виконання з секціонуванням збірних шин та АВР.

Розраховано струми короткого замикання та обґрунтовано вибір основного комутаційного та захисного електрообладнання.

На стороні 220 кВ:

- ввідний вимикач типу ВГБУ-220-40/2000 У1 з гідроприводом та роз'єднувачем РГ-220/2000УХЛ1;
- обхідний вимикач типу ВГБУ-220-40/2000 У1 з гідроприводом та роз'єднувачем РГ-220/2000УХЛ1;
- секційний вимикач типу ВГБУ-220-40/2000 У1 з гідроприводом та роз'єднувачем РГ-220/2000УХЛ1;
- вимикач кола автотрансформатора на стороні ВН 220 кВ типу ВГБУ-220-40/2000 У1 з гідроприводом та роз'єднувачем РГ-220/2000УХЛ1;
- лінійний вимикач навантаження 220 кВ ВГБУ-220-40/2000 У1 з гідроприводом та роз'єднувачем РГ-220/2000УХЛ1;
- обмежувач перенапруги ОПН-220У-УХЛ1;
- трансформатор напруги ЗНОГ-М-220-1 УХЛ4;
- вбудований трансформатор струму ТВ-220-25ХЛ2.

На стороні 110 кВ:

- ввідний вимикач типу ВГТ-110 ІІ-40/2500 У1 з пружинним приводом ППрК-1800с та роз'єднувачем РГ-110/1000 УХЛ1;
- обхідний вимикач типу ВГТ-110 ІІ-40/2500 У1 з пружинним приводом ППрК-1800с та роз'єднувачем РГ-110/1000 УХЛ1;

- секційний вимикач типу ВГТ-110 ІІ-40/2500 У1 з пружинним приводом ППрК-1800с та роз'єднувачем РГ-110/1000 УХЛ1;
- лінійний вимикач навантаження 110 кВ типу ВГТ-110 ІІ-40/2500 У1 з пружинним приводом ППрК-1800с та роз'єднувачем РГ-110/1000 УХЛ1;
- обмежувач перенапруги ОПН-110У-УХЛ1;
- трансформатор напруги ЗНОГ-М-110-1 УХЛ4;
- трансформатор струму ТГФ-110.

На стороні 10 кВ прийнято до встановлення комплектну розподільну установку закритого типу КМ1-10-31,5У3, що складається з окремих металевих шаф, в яких встановленонаступні комутаційні та захисні апарати:

- у ввідній комірці вимикач типу LF2 з пружинним приводом RI з трансформатором струму ТЛШ-10К;
- у секційній комірці вимикач типу LF2 з пружинним приводом RI з трансформатором струму ТОЛ-10-1У3;
- у лінійній комірці навантаження вимикач типу LF2 з пружинним приводом RI з трансформатором струму типу ТОЛ-10-1У3;
- трансформатор напруги типу НАМИ-10У2 із запобіжником типу ПКН-001-10У1;
- запобіжник лінії ТВП типу ПКТ-101-10-2У1.

Прийнято до встановлення жорсткі двосмугові алюмінієві шини прямокутного перерізу $2 \times (80 \times 10)$ мм² на опорних ізоляторах типу С4-801УХЛ та прохідні ізолятори опорного типу ІП-10/2000-12,5УХЛ1.

На підстанції розроблено систему заземлення та захисту від ударів блискавки.

Все обране електрообладнання задовольняє вимогам чинних нормативних галузевих документів.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ

4.1 Характеристика робочого місця

Визначення класів та категорій приміщень підстанції 220/110/10 кВ наведено в табл. 4.1.

Таблиця 4.1 – Категорії та класи виробничих зон за рівнем безпеки для трансформаторної підстанції напругою 220/110/10 кВ [4, 17-20]

Назва приміщення	Категорія приміщення (згідно ПУЕ [4])				Клас зон [20]		
	за умовами навколишнього середовища	стосовно безпеки ураження електричним струмом	за вибухо-небезпечністю	за пожежо-небезпечністю	вибухо-безпека	пожежо-безпека	санітарний стан приміщення
Відкрита розподільна установка 220 кВ	зовнішня установка	Терит. розміщення зовнішніх електроустановок	В-Іг	Г	В-Іа	П-ІІІ	V
Відкрита розподільна установка 110 кВ	зовнішня установка	Терит. розміщення зовнішніх електроустановок	В-Іг	Г	В-Іа	П-ІІІ	V
Закрита розподільна установка 10 кВ	зовнішня установка	Терит. розміщення зовнішніх електроустановок	В-Іг	Г	В-Па	П-ІІІ	V
Приміщення для оперативно-чергового персоналу	сухе	Без підвищеної безпеки		Д	В- 16	П-ІІ	V

Електромонтером, що виконує роботи в електроустановках високої напруги на трансформаторній підстанції 220/110/10 кВ, має право бути особою,

що пройшла спеціальну підготовку у Всеукраїнському центрі робіт ПРН, склала іспити і одержала спеціальний вкладиш до «Посвідчення з перевірки знань техніки безпеки» [19].

Електромонтер категорії «В» (верхівковий) має право виконувати роботи на опорі чи металоконструкції, а також здійснювати роботи під напругою. Для підготовки на категорію «В» необхідно мати не нижче четвертої кваліфікаційної групи і стаж роботи на діючих електроустановках не менше 3 років [19].

Електромонтер категорії «Н» (низовий) – це допоміжний робітник, що виконує роботи без підйому на опору чи металоконструкцію з підйомом не вище 3 м від землі. Для категорії «Н» необхідна третя кваліфікаційна група і стаж роботи в діючих електроустановках не менше 1 року [19].

В процесі виконання робіт в електроустановках високої напруги на трансформаторній підстанції 220/110/10 кВ електромонтер може піддаватися впливу таких небезпечних та шкідливих факторів [21-23]:

- дії електричної і магнітної складових електромагнітного поля [23];
- дії струмів, що протікають через тіло людини [23];
- дії імпульсних струмів, що мають місце у момент перенесення потенціалу проводу на того, що працює [23].

Електричні та магнітні поля промислової частоти є головними біологічними факторами для працівників, які займаються обслуговуванням електроустановок високої напруги. Тривалий вплив зазначених полів, що перевищують допустимі рівні, призводить до негативних змін у функціональному стані нервової, серцево-судинної, ендокринної та імунологічної систем організму [23].

Потужні електричні поля промислової частоти в основному створюються об'єктами електроенергетики (повітряними лініями електропередачі високої напруги, збірні шини підстанцій, трансформатори і апарати високої напруги). Рівень напруженості електричного поля, створюваного повітряними лініями електропередачі, залежить від

конструкційно-будівельних параметрів (діаметру і кількості проводів, відстані між ними, висоти їх над поверхнею землі). Найбільше значення електричного поля реєструється під час перебування людини безпосередньо під проводами і по центру між опорами повітряної лінії електропередачі. По мірі віддалення від осі повітряної лінії електропередачі і ближче до опор рівні впливу напруженості поля знижуються до мінімальних значень. Обслуговуючий персонал енергооб'єктів піддається, як правило, короткочасному впливу сильних електричних полів [23].

Напруженість електричного поля в безпосередній близькості від проводів повітряної лінії електропередачі 750 кВ може досягати 1900-2000 кВ/м, що на два порядки перевищує гігієнічні нормативи, згідно з якими без засобів захисту і обмеження за часом роботи під напругою можуть виконуватися при напруженості електричного поля, не що перевищує 5 кВ/м (порогове значення), а при напруженості більше 25 кВ/м виконання робіт допускається лише із застосуванням відповідних засобів захисту [23].

Нормативним документом «Державні санітарні норми і правила при виконанні робіт у невимкнених електроустановках напругою до 750 кВ включно» встановлено гранично допустимі рівні напруженості електромагнітних полів промислової частоти при виконанні робіт в невимкнених електроустановках залежно від часу та місць впливу цих факторів на організм людини [22].

При дії на весь організм людини гранично допустимі рівні напруженості визначаються для електричного поля – 25 кВ/м, для магнітного поля – 6 кА/м. Перебування незахищеної людини в електричному полі напруженістю до 5 кВ/м включно дозволяється протягом усього робочого дня (8 годин) [22].

При напруженості електричного поля від 20 до 25 кВ/м час знаходження персоналу в електричному полі не повинен перевищувати 10 хвилин. Знаходження в електричного поля напруженістю більше 25 кВ/м без застосування засобів захисту не допускається. Для індивідуального захисту

працівників від дії електричних полів застосовуються індивідуальні екранувальні комплекти [23].

4.2 Заходи з охорони праці на підстанції

Для забезпечення надійної, безпечної, технічно-справної та раціональної експлуатації електроустановок, а саме розподільних установок та трансформаторів на підстанції 220/110/10 кВ необхідно дотримуватись основних вимог [17-19, 24, 25].

Приміщення розподільних установок, що мають обладнання, яке перебуває під напругою або на яке може бути подана напруга, та приміщення сторонніх організацій, які прилягають до цих приміщень, повинні бути ізольованими від останніх і мати окремий вихід, який замикається [19].

Кабельні канали й наземні кабельні лотки відкритих розподільних установок та закритих розподільних установок повинні бути закриті негорючими плитами з межею вогнестійкості відповідно до вимог ПУЕ та будівельних норм. Місця виходу кабелів з кабельних каналів, з поверхів і переходи між кабельними відсіками повинні бути ущільнені вогнетривким матеріалом. Для запобігання потраплянню у приміщення розподільних установок тварин і птахів усі отвори і прорізи в зовнішніх стінах закривають сітками або ущільнюють [19].

Покриття підлоги приміщень підстанцій повинно бути таким, щоб виключалась можливість утворення цементного пилу. Щитові розподільних установок та інше обладнання повинні бути пофарбовані у світлі тони [19].

Тунелі, підвали, канали необхідно утримувати в чистоті, а дренажні пристрої повинні забезпечувати безперешкодне відведення води. Маслоприймачі, гравійна підсипка, дренажі та масловідводи необхідно утримувати в справному стані. Гравійна підсипка в разі забруднення або замаслення повинна бути промита або замінена [19].

Струмопровідні частини пускорегулювальних апаратів та апаратів захисту повинні бути захищені від випадкового торкання. У спеціальних приміщеннях (електромашинних, щитових тощо) допускається відкрите встановлення апаратів без захисних кожухів [19].

Відстань від струмопровідних частин відкритих розподільних установок до дерев, високого чагарнику має відповідати Правилам охорони електричних мереж [19].

Електрообладнання розподільних установок усіх видів і напруг повинно задовольняти умови роботи як для номінальних режимів, так і для коротких замикань, перенапруг та перевантажень [19].

За температурою роз'ємних з'єднань шин у розподільних установок повинен бути організований контроль відповідно до графіка, затвердженого особою, відповідальною за електрогосподарство [19].

Рівень масла в масляних вимикачах, вимірювальних трансформаторах і негерметичних вводах повинен залишатись у межах шкали маслопоказчиків за максимального і мінімального значень температур навколишнього повітря. У герметичних вводах контроль значень тиску масла проводять за показами манометрів [19].

Масло негерметичних вводів, вимірювальних трансформаторів зовнішнього розташування повинно бути захищеним від зволоження та окислення [19].

На всіх ключах, кнопках і ручках керування повинні бути написи, що вказують на операцію, для якої вони призначені («Увімкнути», «Вимкнути», «Зменшити», «Збільшити» тощо) [17].

Вимикачі та їх приводи повинні мати показчики вимкненого та увімкненого положень. На вимикачах із вмонтованим приводом або з приводом, розташованим у безпосередній близькості від вимикача і не відділеним від нього суцільним непрозорим огородженням (стілкою), допускається встановлення одного показчика — на вимикачі або на приводі. На вимикачах, зовнішні контакти яких чітко вказують на увімкнене

положення, наявність покажчика на вимикачі та вмонтованому або не відгородженому стінкою приводі є не обов'язковою [17, 19].

Оперативні працівники повинні мати запас плавких каліброваних вставок. Застосування некаліброваних плавких вставок забороняється. Плавкі вставки повинні відповідати типу запобіжників [19].

Справність резервних елементів розподільних установок (трансформаторів, вимикачів, шин тощо) необхідно регулярно перевіряти увімкненням під напругу в строки, встановлені виробничими інструкціями. Обладнання розподільних установок необхідно періодично очищувати від пилу та бруду [19].

Розподільні установки на напругу 1 кВ і вище повинні бути обладнані блокувальними пристроями, які унеможливають помилкові операції роз'єднувачами, відокремлювачами, короткозамикачами, викотними візками КРУ і заземлювальними ножами. Блокувальні пристрої, крім механічних, повинні бути постійно опломбовані [19].

На робочому місці оперативного працівника має бути повний перелік блокувальних пристроїв, які повинні бути опломбовані. Опломбування блокувальних пристроїв проводиться працівниками служб РЗАіТ, які обслуговують ці пристрої [19].

На щоглових трансформаторних підстанціях, пунктах перемикання та інших пристроях, що не мають огорожі, приводи роз'єднувачів і шафи щитків низької напруги повинні бути замкнені на замок. Стаціонарні драбини біля площадки обслуговування повинні бути заблоковані з роз'єднувачами та замкнені на замок [19].

Для встановлення заземлення в розподільних установках на напругу 1 кВ і вище необхідно, як правило, застосовувати стаціонарні заземлювальні ножі. У діючих електроустановках, у яких заземлювальні ножі не можуть бути встановлені за умовами компоновання або конструкції, заземлення здійснюється переносними заземлювачами [17].

На дверях і внутрішніх стінках камер закритих розподільних установок, електрообладнанні відкритих розподільних установок, лицьових і внутрішніх частинах комплектних розподільних установок зовнішньої та внутрішньої установки, збірках, а також на лицьовому і зворотному боках панелей щитів повинні бути нанесені написи, що вказують на призначення приєднань та їх диспетчерське найменування [19].

На дверях розподільних установок, комплектних розподільних установок зовнішньої та внутрішньої установки, збірок та щитів повинні бути вивішені чи нанесені попереджувальні плакати та знаки встановленого зразка. З внутрішньої сторони збірок, щитів повинні бути вивішені однолінійні схеми електричних з'єднань [19].

Двері закритих розподільних установок, відкритих розподільних установок, комплектних розподільних установок, зовнішніх та внутрішніх збірок повинні бути закриті на замок. Ключі від приміщень повинні зберігатись у оперативних працівників або у працівників зі складу керівників і спеціалістів [19].

У розподільних установках повинні зберігатися однолінійні первинні схеми електричних з'єднань, схеми нормального режиму, переносні заземлення, захисні засоби, первинні засоби пожежогасіння, а також протигази, респіратори і засоби для надання долікарської допомоги потерпілим від нещасних випадків. Зберігання сторонніх речей та запасних частин в приміщеннях розподільних установок забороняється [19].

Поверхні тертя шарнірних з'єднань, підшипників і поверхонь механізмів вимикачів, роз'єднувачів, відокремлювачів, короткозамикачів та їх приводів необхідно змащувати низькотемпературними мастилами, а масляні демпфери вимикачів та інших апаратів — заповнювати маслом, температура замерзання якого повинна бути не менше ніж на 20°C нижчою за мінімальну зимову температуру навколишнього повітря [19].

У повітряних вимикачах необхідно періодично перевіряти роботу вентиляції внутрішніх порожнин (для вимикачів, що мають покажчики).

Періодичність перевірок повинна бути встановлена на підставі рекомендацій підприємств-виробників [19].

Перевірку дугогасильних камер вимикачів навантаження, установлення ступеня зносу газогенерувальних вкладишів та обгорання нерухомих дугогасильних контактів здійснюють періодично в строк, установлений особою, відповідальною за електрогосподарство, залежно від частоти оперування вимикачами навантаги, згідно з вимогами підприємства-виробника [19].

Зливання води з баків масляних вимикачів необхідно здійснювати два рази на рік – весною з настанням плюсових температур і восени перед настанням мінусових температур [19].

Про всі помічені несправності повинні бути зроблені записи в журналі дефектів і неполадок обладнання, і, крім того, про несправності повинна бути повідомлена особа, відповідальна за електрогосподарство. Виявлені несправності необхідно усунути в найкоротший строк [23].

Під час огляду розподільних установок особливу увагу необхідно звернути на:

- стан приміщення — справність дверей і вікон, відсутність протікання покрівлі та міжповерхового перекриття, наявність та справність замків [23];
- справність опалення, вентиляції та освітлення [23];
- справність заземлення [23];
- наявність засобів захисту [23];
- рівень і значення температури масла та відсутність його протікання в апаратах [23];
- стан контактів, рубильників щита низької напруги; цілісність пломб на лічильниках [23];
- стан ізоляції (запиленість, наявність тріщин, слідів розрядів тощо) [23];
- роботу системи сигналізації; тиск повітря в баках повітряних вимикачів [23];

- відсутність витоків повітря [23];
- справність і правильність показів показчиків положення вимикачів [23];
- наявність вентиляції полюсів повітряних вимикачів [23];
- відсутність течі масла з конденсаторів ємнісних подільників напруги повітряних вимикачів; дію пристроїв електропідігрівання в холодну пору року [23];
- щільність закриття шаф керування [23];
- можливість вільного доступу до комутаційних апаратів тощо [23].

Капітальний ремонт обладнання розподільних установок необхідно проводити в такі строки:

- масляних вимикачів – один раз на шість-вісім років з контролем характеристик вимикачів з приводами у міжремонтний період [19];
- вимикачів навантаги, роз'єднувачів і заземлювальних ножів – один раз на чотири-вісім років залежно від конструктивних особливостей [19];
- повітряних вимикачів – один раз на чотири- шість років [19];
- відокремлювачів і короткозамикачів з відкритим ножом та їх приводів – один раз на два-три роки [19];
- компресорів – після напрацювання відповідної кількості годин згідно з інструкцією підприємства-виробника [19];
- КРУ – один раз на десять-дванадцять років [19];
- елегазових і вакуумних вимикачів – згідно з вимогами підприємства-виробника [19];
- струмопроводів – один раз на вісім років [19].

Перший капітальний ремонт установленого обладнання повинен бути проведений у терміни, вказані в технічній документації підприємства-виробника [23].

Під час експлуатації елегазового електрообладнання необхідно дотримуватися інструкцій підприємств-виробників як щодо обслуговування

самого обладнання, так і до приміщень, в яких експлуатується чи проводиться ремонт електричного обладнання [19].

Для обслуговуючого персоналу підстанції, що виконує роботи з електрообладнанням, передбачені захисні засоби, що повинні систематично випробовуватись та перевірятись [17].

З метою своєчасного оповіщення про пожежу в закритій розподільній установці повинна встановлюватись пожежна сигналізація на базі датчиків типу АТИМ-3 і ДТЛ. Приміщення закритої розподільної установки повинно бути обладнане вогнегасниками типу ОУ-10 (5 штук), ОП-5 (3 штуки) [24].

На трансформаторній підстанції 220/110/10 кВ також мають бути наявні: пересувний вуглекислотний вогнегасник ОУ 20, ящик з піском і лопати, азбестова ковдра [24].

4.3 Розрахунок штучного освітлення підстанції

На трансформаторній підстанції 220/110/10 кВ має бути передбачено робоче та аварійне освітлення [4, 19, 25].

Ремонтне освітлення звичайно виконується від переносних світильників із лампами розжарювання напругою 12 В [25].

Територія підстанції освітлюється прожекторами напругою 220 В [1].

Вибір потужності та кількості прожекторів освітлення території підстанції повинно відповідати вимогам [25].

Світловий потік визначається за формулою [25]:

$$F = \frac{1000 \cdot E \cdot K_3}{w \cdot e} \quad (4.1)$$

де $E=5$ лк – мінімальна освітленість згідно норм освітленості [25];

$K_3=1,5$ – коефіцієнт запасу [25];

$w=1,1$ – коефіцієнт додаткового освітлення за рахунок відбитого світлового потоку [25].

$$F = \frac{1000 \cdot 5 \cdot 1,5}{1,1 \cdot 1} = 6818,2 \text{ лм.}$$

Кількість прожекторів визначається за формулою [1]:

$$N = \frac{E \cdot K_3 \cdot S \cdot Z}{F \cdot \eta} \quad (4.2)$$

де $S=1573 \text{ м}^2$ – площа території [1];

$\eta = 0,65$ – ККД світлового потоку [25];

$Z = 1,2$ – відношення середньої освітленості до мінімальної [25].

$$N = \frac{5 \cdot 1,5 \cdot 1573 \cdot 1,2}{6818,2 \cdot 0,65} = 3,19 .$$

Приймаємо до встановлення кількість прожекторів $N = 4$.

Потужність однієї лампи [1]:

$$P = \frac{W \cdot S}{N}, \quad (4.3)$$

де $W = 1 \text{ Вт/м}^2$ – питома потужність [1].

$$P = \frac{1 \cdot 1573}{4} = 393,25 \text{ Вт.}$$

Висота встановлення вуличного світильника [1]:

$$P = \frac{J_{max}}{H^2}, \quad (4.4)$$

де J_{max} – максимальний світловий потік світильника;

H – висота встановлення вуличного світильника.

До встановлення приймаємо 4 світильника прожекторного типу РКУ 16-400С з лампами ДРЛ-400 потужністю по 400 Вт, для яких за мінімальної освітленості ($E = 5 \text{ лк}$) світловий потік $F_{max}=2300 \text{ лм}$ [13].

$$H = \sqrt{\frac{23000}{400}} = 7,6 \text{ м.}$$

Приймаємо до встановлення по кутам відкритої розподільної установки трансформаторної підстанції 220/110/10 кВ вуличні світильники на висоті 7,6 м [1].

4.4 Висновки

В розділі розглянуто небезпечні та шкідливі фактори на робочому місці електромонтера, що виконує роботи в електроустановках високої напруги на трансформаторній підстанції 220/110/10 кВ.

Зазначено, що для забезпечення надійної, безпечної, технічно-справної та раціональної експлуатації електроустановок, а саме розподільних установок та трансформаторів на підстанції 220/110/10 кВ необхідно дотримуватись основних вимог безпечної експлуатації електроустановок підстанції.

Проведено розрахунок штучного освітлення території підстанції світильниками прожекторного типу РКУ 16-400С з лампами ДРЛ-400 потужністю по 400 Вт [13].

ВИСНОВКИ

В оглядовій частині роботи розглянуто основні конфігурації розподільних установок трансформаторних підстанцій, особливості їх реалізації та вимоги до устаткування на різних рівнях напруги. Проведено аналіз найбільш поширених типових структурних схем розподільних установок трансформаторних підстанцій, визначено їх переваги та недоліки.

В методичній частині роботи обрано методику розробки електричної частини підстанції. Розглянуто загальні принципи вибору електричних апаратів на всіх рівнях напруги.

В дослідницькій частині розроблено електричну частину підстанції 220/110/10 кВ.

На стороні вищої напруги 220 кВ прийнято схему РУ відкритого виконання із однією системою збірних шин та обхідною.

На стороні середньої напруги 110 кВ прийнято схему РУ відкритого виконання із однією системою збірних шин та обхідною.

На стороні нижчої напруги 10 кВ прийнято схему РУ закритого виконання з секціонуванням збірних шин та АВР.

Розраховано струми короткого замикання та обґрунтовано вибір основного комутаційного та захисного електрообладнання.

На стороні 220 кВ:

- ввідний вимикач типу ВГБУ-220-40/2000 У1 з гідроприводом та роз'єднувачем РГ-220/2000УХЛ1;
- обхідний вимикач типу ВГБУ-220-40/2000 У1 з гідроприводом та роз'єднувачем РГ-220/2000УХЛ1;
- секційний вимикач типу ВГБУ-220-40/2000 У1 з гідроприводом та роз'єднувачем РГ-220/2000УХЛ1;
- вимикач кола автотрансформатора на стороні ВН 220 кВ типу ВГБУ-220-40/2000 У1 з гідроприводом та роз'єднувачем РГ-220/2000УХЛ1;

- лінійний вимикач навантаження 220 кВ ВГБУ-220-40/2000 У1 з гідроприводом та роз'єднувачем РГ-220/2000УХЛ1;
- обмежувач перенапруги ОПН-220У-УХЛ1;
- трансформатор напруги ЗНОГ-М-220-1 УХЛ4;
- вбудований трансформатор струму ТВ-220-25ХЛ2.

На стороні 110 кВ:

- ввідний вимикач типу ВГТ-110 ІІ-40/2500 У1 з пружинним приводом ППрК-1800с та роз'єднувачем РГ-110/1000 УХЛ1;
- обхідний вимикач типу ВГТ-110 ІІ-40/2500 У1 з пружинним приводом ППрК-1800с та роз'єднувачем РГ-110/1000 УХЛ1;
- секційний вимикач типу ВГТ-110 ІІ-40/2500 У1 з пружинним приводом ППрК-1800с та роз'єднувачем РГ-110/1000 УХЛ1;
- лінійний вимикач навантаження 110 кВ типу ВГТ-110 ІІ-40/2500 У1 з пружинним приводом ППрК-1800с та роз'єднувачем РГ-110/1000 УХЛ1;
- обмежувач перенапруги ОПН-110У-УХЛ1;
- трансформатор напруги ЗНОГ-М-110-1 УХЛ4;
- трансформатор струму ТГФ-110.

На стороні 10 кВ прийнято до встановлення комплектну розподільну установку закритого типу КМ1-10-31,5У3, що складається з окремих металевих шаф, в яких встановленонаступні комутаційні та захисні апарати:

- у ввідній комірці вимикач типу LF2 з пружинним приводом RI з трансформатором струму ТЛШ-10К;
- у секційній комірці вимикач типу LF2 з пружинним приводом RI з трансформатором струму ТОЛ-10-1У3;
- у лінійній комірці навантаження вимикач типу LF2 з пружинним приводом RI з трансформатором струму типу ТОЛ-10-1У3;
- трансформатор напруги типу НАМИ-10У2 із запобіжником типу ПКН-001-10У1;
- запобіжник лінії ТВП типу ПКТ-101-10-2У1.

Прийнято до встановлення жорсткі двосмугові алюмінієві шини прямокутного перерізу $2 \times (80 \times 10)$ мм² на опорних ізоляторах типу С4-801УХЛ та прохідні ізолятори опорного типу ІП-10/2000-12,5УХЛ1.

На підстанції розроблено систему заземлення та захисту від ударів блискавки.

Все обране електрообладнання задовольняє вимогам чинних нормативних галузевих документів.

В розділі «Охорона праці» розглянуто небезпечні та шкідливі фактори на робочому місці електромонтера, що виконує роботи в електроустановках високої напруги на трансформаторній підстанції 220/110/10 кВ.

Зазначено, що для забезпечення надійної, безпечної, технічно-справної та раціональної експлуатації електроустановок, а саме розподільних установок та трансформаторів на підстанції 220/110/10 кВ необхідно дотримуватись основних вимог безпечної експлуатації електроустановок підстанції.

Проведено розрахунок штучного освітлення території підстанції світильниками прожекторного типу РКУ 16-400С з лампами ДРЛ-400 потужністю по 400 Вт.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Проєктування електричних станцій: вимоги до курсового проєкту: навчальний посібник для здобувачів ступеня магістр спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», за освітньою програмою «Електричні станції» /уклад.: О.В. Остапчук, О.Л. Бондаренко, М.П. Болотний / КПІ ім. Ігоря Сікорського, – Київ: КПІ ім Ігоря Сікорського, 2023. – 153 с.
2. Баганов, Є.О.Методичні рекомендації до виконання дипломної роботи для студентів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти, галузі знань 14. Електрична інженерія, спеціальності 141. Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, освітньо-професійної програми «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / Є.О. Баганов, О.В. Андропова, І.Ф. Погребняк – Херсон: ХНТУ, 2017. – 71 с.
3. Венгер, О.О. Методичні рекомендації до написання розділу «Охорона праці» в дипломних роботах підготовки фахівців на першому (бакалаврському) рівні вищої освіти для всіх спеціальностей / О.О. Венгер, С.І. Кузнєцов – Херсон: ХНТУ, 2022. – 62 с.
4. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
5. Електричне обладнання підстанцій систем електропостачання / [Орлович А.Ю, Плешков П.Г., Козловський О.А., Співак О.В., Величко Т.В., Котиш А.І.] – Кропивницький: ЦНТУ, 2020. – 272 с.
6. Електрична частина станцій та підстанцій: метод. рекомендації до виконання курс. проєкту з навч. дисц. «Електрична частина станцій та підстанцій» для студ. ден. та заочн. форм навч. спец. 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / [уклад.: А.Ю. Орлович, О.В. Співак] – Кропивницький: ЦНТУ, 2020. – 49с.
7. Вибір схем розподільних установок електричних підстанцій. Методичні вказівки до виконання курсового проєкту та самостійної роботи з

дисципліни «Електрична частина станцій та підстанцій» здобувачам першого рівня вищої освіти за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». / Укл.: Буйний Р.О., Діхтярук І.В., Приступа А.Л. – Чернігів: НУ «Чернігівська політехніка», 2024. – 49 с.

8. СОУ-Н ЕЕ 20.178-2008 «Схеми принципові електричні розподільних установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій. Настанова». [Електронний ресурс] – Режим доступу: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=66629 (дата звернення: 04.05.2026). – Назва з екрана.

9. Типові рішення при проектуванні електричних мереж напругою 110-330 кВ: навчальний посібник / В.В. Кулик, В.В. Тептя, О.Б. Бурикін, О.В. Сікорська. – Вінниця: ВНТУ, 2018. – 110 с.

10. Бардик, Є.І. Електрична частина станцій та підстанцій. Основне електрообладнання / Є.І. Бардик, М.П. Лукаш / К.: «Політехніка» НТУУ «КПІ» 2012 – 250 с.

11. Електрична частина станцій та підстанцій: курс лекцій: навчальний посібник для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / Уклад.: О.В. Остапчук, П.Л. Денисюк, Ю.П. Матеєнко / КПІ ім. Ігоря Сікорського. – Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. – 183 с.

12. Проектування електричної частини електричних станцій та підстанцій: Ч.1: навчальний посібник / НТУУ «КПІ»; уклад. Є.І. Бардик, П.Л. Денисюк, Ю.В. Безбереж'єв. – Київ : НТУУ «КПІ», 2011. – 195 с.

13. Проектування електричної частини електричних станцій та підстанцій. Ч.2: навчальний посібник / НТУУ «КПІ»; уклад. Є.І. Бардик, П.Л. Денисюк, Ю.В. Безбереж'єв. – Київ : НТУУ «КПІ», 2012. – 213 с.

14. Методичні вказівки до курсового проекту з дисципліни «Електрична частина станцій та підстанцій» для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» усіх форм навчання / Укл. О.М.Климко, Д.В.Федоша – Запоріжжя: НУ «Запорізька політехніка», 2020 – 46 с.

15. Методичні вказівки до виконання курсового проекту «Понижувальна підстанція 6 – 750 кВ» (для студентів 4 курсу денної і 5 курсу заочної форм навчання спеціальності 7.090603 - «Електротехнічні системи електроспоживання»). Уклад. Воропай В.Г., Гаряжа В.М., Саприка О.В. – Харків: ХНАМГ, 2006. – 67 с.

16. Розрахунок струмів короткого замикання та вибір електрообладнання на електричних станціях та підстанціях. Методичні вказівки для студентів спеціальності 6.090600 Електричні системи та мережі / Укл.: Буйний Р.О., Ананьєв В.М., Тисленко В.В. – Чернігів: ЧДТУ, 2004 – 70 с.

17. ДСТУ Б В.2.5-82:2016. Електробезпека в будівлях і спорудах. Вимоги до захисних заходів від ураження електричним струмом.

18. ГКД 34.20.507-2003. Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила. [у ред. наказу від 21.06.2019 р. № 271]. – Харків: Індустрія, 2019. – 592 с.

19. ПБЕЕ (ДНАОП 1.1.10-1.01-2000). Правила безпечної експлуатації електроустановок. Затверджені наказом Комітету з нагляду за охороною праці України від 21.01.2000 р. № 20, зареєстровані Міністерством юстиції України 06.04.2000 р. за № 213/4434. [Електронний ресурс]: Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0011-98#Text> (дата звернення: 17.05.2026). – Назва з екрана.

20. ДСТУ Б В.1.1-36:2016. Визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпекою. – [Чинний від 01.01.2017]. – К.: ДП «УкрНДНЦ», 2016. – 32 с.

21. Методичні рекомендації до написання розділу «Охорона праці» в дипломних роботах підготовки фахівців на першому (бакалаврському) рівні вищої освіти / Укл.: С.І. Кузнєцов. – Херсон: ХНТУ, 2022. – 31 с.

22. Курс лекцій дисципліни «Охорона праці в галузі» для студентів енергетичних спеціальностей за освітньо-кваліфікаційними рівнями «спеціаліст» і «магістр» / Укл.: Л.Д.Третьякова. – К.: НТУУ «КПІ», ІЕЕ, 2016. – 110 с.

23. Тексти (конспект) лекцій з дисципліни «Цивільний захист і охорона праці в галузі», змістовий модуль – «Охорона праці в галузі» для студентів спеціальності – 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / Укл.: М.О. Журавель. – Запоріжжя: Каф. ОП і НС, НУ «Запорізька політехніка», 2020. – 125 с.

24. Правила пожежної безпеки в компаніях, на підприємствах та в організаціях енергетичної галузі України – [Чинні від 26.09.2018]. – К.: ДП «УкрНДНЦ», 2018. – 491 с.

25. ДБН В.2.5-28:2018. Природне і штучне освітлення: чинні з 01.10.2018 р. – К.: Мінрегіон України, 2018. – 96 с.