

Міністерство освіти і науки України
Харківський національний університет імені В. Н. Каразіна
Навчально-науковий інститут Українська інженерно-педагогічна академія
Кафедра Електротехніки та електроенергетики

До захисту допущено

кафедрою електротехніки та електроенергетики протокол № _____ від _____

завідувач кафедри _____ Артем ЧЕРНЮК
(підпис) (ім'я, прізвище)

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

здобувача першого (бакалаврського) рівня вищої освіти
(першого (бакалаврського) / другого (магістерського))

Реконструкція підстанції «Садгора» 110/10/6 кВ Чернівецької області
(тема роботи)

Спеціальність (спеціалізація) 141 «Електроенергетика, електротехніка та
(код та найменування спеціальності; спеціалізації спеціальності)
електромеханіка»

Освітня програма Електричні станції, мережі та системи
(назва освітньої програми)

Здобувач _____ Дмитро ЦИБУЛЬНИК
(підпис) (ім'я, прізвище)

Науковий керівник _____ Ірина ПАНТЄЛЄЄВА
(підпис) (ім'я, прізвище)

Харків – 2026

Міністерство освіти і науки України
Харківський національний університет імені В. Н. Каразіна
Навчально-науковий інститут Українська інженерно-педагогічна академія
Кафедра Електротехніки та електроенергетики

«ЗАТВЕРДЖУЮ»

Завідувач кафедри

Артем ЧЕРНІЮК

(ім'я, прізвище)

(підпис)

«20» __06__ 2026 року

ЗАВДАННЯ
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ
здобувача першого (бакалаврського) рівня вищої освіти
(першого (бакалаврського) / другого (магістерського))

ЦИБУЛЬНИКА Дмитра Руслановича
(прізвище, ім'я, по батькові здобувача)

Спеціальність (спеціалізація) 141 «Електроенергетика, електротехніка та
(код та найменування спеціальності; спеціалізації спеціальності)
електромеханіка»

Освітня програма Електричні станції, мережі та системи
(назва освітньої програми)

1. Тема роботи: Реконструкція підстанції «Садгора» 110/10/6 кВ
Чернівецької області

керівник роботи Пантелєєва Ірина Вікторівна, к.т.н., доцент
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом по Університету від «15» грудня 2025 року,

№ 4801-5/4399

2. Строк подання здобувачем роботи: «20» червня 2026 року

3. Вихідні дані до роботи: технологічний процес, характеристика
електрообладнання, рівні струмів КЗ від системи; параметри та типи
електричних апаратів, які встановлені на підстанції

4. Коротка характеристика району; аналіз існуючого обладнання; перевірка
потужності силових трансформаторів; аналіз існуючої схеми електричних

з'єднань РП; розрахунок струмів КЗ; вибір та перевірка комутаційних та вимірювальних апаратів; розробка питань, пов'язаних з охороною праці.

5. План роботи

№ з/п	Назви етапів роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Вихідні дані і характеристика підстанції	15.02-20.02	
2	Вибір схеми РП високої та низької напруги	21.02-03.03	
3	Вибір силових трансформаторів	04.03-10.03	
4	Розрахунок струмів коротких замикань	11.03-25.03	
5	Вибір та перевірка високовольтних вимикачів всіх рівнів напруги	26.03-12.04	
6	Вибір та перевірка роз'єднувачів для всіх РП	13.04-23.04	
7	Вибір та перевірка вимірювальних трансформаторів струму	24.04-07.05	
8	Вибір та перевірка вимірювальних трансформаторів напруги	08.05-20.05	
9	Охорона праці	21.05-30.05	
10	Оформлення пояснювальної записки	01.06-18.06	

6. Дата видачі завдання: « 15 » 02 2026 року

Здобувач вищої освіти _____ Дмитро ЦИБУЛЬНИК
(підпис) (ім'я, прізвище)

Керівник роботи _____ Ірина ПАНТЄЛЄВА
(підпис) (ім'я, прізвище)

РЕФЕРАТ

до бакалаврської кваліфікаційної роботи з теми «Реконструкція підстанції «Садгора» 110/10/6 кВ» студента Дмитра ЦИБУЛЬНИКА

Бакалаврська робота виконана на 47 сторінок, містить 13 таблиць, 13 рисунків, що характеризують результати дослідження, використано літературних джерел 7.

Більшість підстанцій напругою 110/10/6 кВ, що експлуатуються в Україні, зокрема в Чернівецькій області, були введені в експлуатацію кілька десятиліть тому. У результаті тривалої експлуатації їх обладнання зазнало значного фізичного зносу, а технічні характеристики часто не відповідають сучасним вимогам до надійності, енергоефективності та автоматизації. Це обумовлює необхідність проведення реконструкції з впровадженням сучасних технічних рішень.

Актуальність обраної теми зумовлена сучасним станом електроенергетичної галузі України та необхідністю підвищення надійності, ефективності й якості електропостачання споживачів. Значна частина підстанцій напругою 110 кВ експлуатується понад нормативний термін, що призводить до фізичного та морального зносу обладнання, зниження надійності та збільшення втрат електроенергії.

У сучасних умовах зростання електричних навантажень, розвитку промисловості, житлової забудови та інтеграції нових джерел генерації виникає потреба в модернізації та реконструкції існуючих підстанцій.

Мета кваліфікаційної роботи – розробка технічно обґрунтованого проєкту реконструкції підстанції «Садгора» 110/10/6 кВ з метою підвищення надійності електропостачання, зниження втрат електроенергії та забезпечення відповідності сучасним нормативним вимогам.

Ключові слова: електрична підстанція, реконструкція, надійність електропостачання, силовий трансформатор, електричні апарати, струм короткого замикання

ABSTRACT

to the bachelor's qualification work on the topic "Reconstruction of the «Sadgora»
110/10/6 kV substation" by student Dmytro TSYBULNIK

The bachelor's work is completed on 47 pages, contains 13 tables, 13 figures characterizing the results of the study, and uses 7 literary sources.

Most of the 110/10/6 kV substations operating in Ukraine, in particular in the Chernivtsi region, were put into operation several decades ago. As a result of long-term operation, their equipment has undergone significant physical wear, and the technical characteristics often do not meet modern requirements for reliability, energy efficiency and automation. This necessitates the reconstruction with the introduction of modern technical solutions.

The relevance of the chosen topic is due to the current state of the electric power industry of Ukraine and the need to increase the reliability, efficiency and quality of electricity supply to consumers. A significant part of 110 kV substations is operated beyond the regulatory period, which leads to physical and moral wear and tear of equipment, reduced reliability and increased electricity losses.

In today's conditions of increasing electrical loads, industrial development, residential development, and integration of new generation sources, there is a need to modernize and reconstruct existing substations.

The purpose qualification work - development of a technically sound reconstruction project for the 110/10/6 kV «Sadgora» substation in order to increase the reliability of power supply, reduce electricity losses, and ensure compliance with modern regulatory requirements.

Keywords: electrical substation, reconstruction, reliability of power supply, power transformer, electrical devices, short-circuit current

ЗМІСТ

УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ

ВСТУП

1. ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ'ЄКТУ

1.1. Аналіз існуючого стану підстанції

2. РОЗРОБКА ГОЛОВНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ З'ЄДНАНЬ ПІДСТАНЦІЇ

2.1. Вибір принципової схеми підстанції

2.2. Вибір схеми РП високої напруги

2.3. Вибір схеми РП низької напруги

2.4. Вибір трансформаторів власних потреб

3. РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКИХ ЗАМИКАНЬ

4. ВИБІР ТА ПЕРЕВІРКА ЕЛЕКТРИЧНИХ АПАРАТІВ

4.1. Вибір вимикачів 110 кВ

4.2. Вибір вимикачів КРП 10 кВ

4.3. Вибір роз'єднувачів на РП 110 кВ

4.4. Вибір роз'єднувачів на КРП 10 кВ

4.5. Вибір вимірювального трансформатора струму на стороні 110 кВ

4.6. Вибір вимірювального трансформатора струму на стороні 10 кВ

4.7. Вибір вимірювальних трансформаторів напруги (ВТН)

5. ОХОРОНА ПРАЦІ

5.1. Аналіз умов праці працівників підстанцій 110/10/10 кВ

5.2. Розробка заходів щодо покращення умов праці

5.3. Розрахунок зони захисту блискавковідводів

ВИСНОВКИ

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Цибульник			Реконструкція підстанції «Садгора» 110/10/6 кВ Чернівецької області	Літ.	Арк.	Аркушів
Перевір.		ПАНТЄЛЕЄВА						
Н. Контр.								
Затверд.		Чернюк						

УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ

ТП	—	трансформаторна підстанція
ПТЕ	-	правила технічної експлуатації
ПС	—	підстанція
РП	-	розподільчий пристрій (пункт)
КРП	-	комплектний розподільчий пристрій
КЗ	-	коротке замикання
ПВ	-	повітряна лінія
ЛЕП	-	лінія електропередачі
ВТС	-	вимірювальний трансформатор струму
ВТН	-	вимірювальний трансформатор напруги
ГПП	-	головна понижувальна підстанція
ВРП	-	відкритий розподільчий пристрій
ЗРП	-	закритий розподільчий пристрій
КРУ	-	комплектна розподільча установка
ВТС	-	вимірювальний трансформатор струму
ВТН	-	вимірювальний трансформатор напруги

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ВСТУП

Електроенергетика є однією з базових галузей економіки, що забезпечує функціонування промисловості, транспорту, житлово-комунального господарства та соціальної сфери. Надійність і якість електропостачання безпосередньо впливають на економічний розвиток регіонів та рівень життя населення. У цьому контексті особливе значення мають електричні підстанції, які виконують функції трансформації, розподілу та передачі електричної енергії.

Більшість підстанцій напругою 110/10/6 кВ, що експлуатуються в Україні, зокрема в Чернівецькій області, були введені в експлуатацію кілька десятиліть тому. У результаті тривалої експлуатації їх обладнання зазнало значного фізичного зносу, а технічні характеристики часто не відповідають сучасним вимогам до надійності, енергоефективності та автоматизації. Це обумовлює необхідність проведення реконструкції з впровадженням сучасних технічних рішень.

Підстанція «Садгора» 110/10/6 кВ є важливим вузлом електричної мережі регіону, що забезпечує електропостачання промислових, комунальних та побутових споживачів. Зростання навантаження та підвищені вимоги до якості електричної енергії зумовлюють потребу в модернізації її обладнання та схемних рішень.

Актуальність обраної теми зумовлена сучасним станом електроенергетичної галузі України та необхідністю підвищення надійності, ефективності й якості електропостачання споживачів. Значна частина підстанцій напругою 110 кВ експлуатується понад нормативний термін, що призводить до фізичного та морального зносу обладнання, зниження надійності та збільшення втрат електроенергії [1].

У сучасних умовах зростання електричних навантажень, розвитку промисловості, житлової забудови та інтеграції нових джерел генерації виникає потреба в модернізації та реконструкції існуючих підстанцій. Основною метою таких заходів є підвищення ефективності

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

електропостачання, що є одним із ключових завдань енергетичних компаній [2].

Реконструкція підстанції 110/10/6 кВ дозволяє: забезпечити необхідний рівень надійності електропостачання споживачів; зменшити втрати електричної енергії в мережі; підвищити якість електричної енергії; впровадити сучасні засоби релейного захисту, автоматики та цифрового керування; створити резерв потужності для подальшого розвитку регіону.

Таким чином, реконструкція підстанції «Садгора» є важливим інженерним завданням, спрямованим на підвищення технічного рівня електричних мереж Чернівецької області та забезпечення надійного електропостачання споживачів.

Метою даної бакалаврської роботи є розробка технічно та економічно обґрунтованого проекту реконструкції підстанції «Садгора» 110/10/6 кВ з метою підвищення надійності електропостачання, зниження втрат електроенергії та забезпечення відповідності сучасним нормативним вимогам.

Для досягнення поставленої мети у роботі передбачено вирішення таких основних завдань: аналіз існуючого стану підстанції та електричної мережі, розрахунок електричних навантажень і режимів роботи, визначення струмів короткого замикання, вибір сучасного електричного обладнання, розробка оптимальної схеми підстанції після реконструкції, а також оцінка економічної ефективності запропонованих рішень.

Об'єктом дослідження є підстанція 110/10/6 кВ, а предметом дослідження — технічні та економічні аспекти її реконструкції.

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1. ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ'ЄКТУ

Підстанція «Садгора» 110/10/6 кВ, розташована в Чернівецькій області, є важливим елементом регіональної системи електропостачання, що забезпечує трансформацію та розподіл електричної енергії для промислових, комунальних і побутових споживачів. Вона виконує функцію пониження напруги з магістрального рівня 110 кВ до розподільчих рівнів 10 та 6 кВ, що дозволяє ефективно здійснювати живлення міських і приміських електричних мереж. Наявність двох рівнів вторинної напруги свідчить про різноманітність споживачів та історично сформовану структуру навантажень, характерну для регіонів із поєднанням старих промислових об'єктів і нової житлової забудови.

Історично створення підстанції «Садгора» пов'язане з розвитком енергетичної інфраструктури Чернівецького регіону в другій половині ХХ століття (50-ті роки), коли відбувалося активне розширення електричних мереж для забезпечення потреб промисловості, транспорту та житлового сектору. У цей період будувалися підстанції напругою 110 кВ як опорні вузли енергосистеми, що забезпечували передачу електроенергії від магістральних мереж до місцевих розподільчих мереж. Первинно підстанція комплектувалася масляними вимикачами, електромеханічними пристроями релейного захисту та традиційними відкритими розподільчими пристроями, що відповідало технічному рівню того часу. Надалі, в процесі експлуатації, окремі елементи могли модернізуватися, однак загальна схема та значна частина обладнання залишилися морально застарілими, що обумовлює необхідність комплексної реконструкції.

Підстанція «Садгора» інтегрована в електричну мережу 110 кВ та має зв'язок з іншими енергооб'єктами регіону через систему повітряних або кабельних ліній електропередачі. Вона отримує живлення від вищого рівня мережі — магістральних або системо утворюючих підстанцій 220 або 110 кВ, що входять до складу об'єднаної енергосистеми України. Через ці зв'язки забезпечується резервування живлення та підвищується надійність

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

електропостачання. На стороні 10 та 6 кВ підстанція пов’язана з розподільчими мережами, які формують розгалужену систему електропостачання міста Чернівці та прилеглих населених пунктів, включаючи житлові райони, об’єкти соціальної інфраструктури та підприємства. Частина відхідних ліній може бути виконана за кільцевими або радіальними схемами, що дозволяє реалізувати резервування та забезпечити гнучкість режимів роботи мережі (рис.1.1).

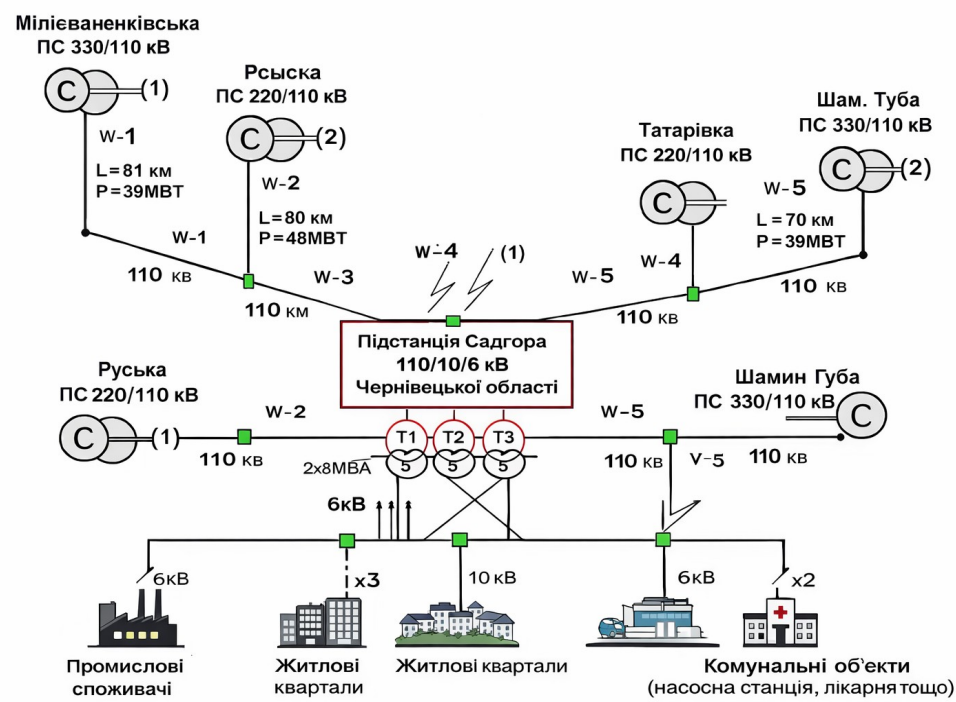


Рисунок 1.1 – Схема електричних зв’язків підстанції

Таким чином, підстанція «Садгора» виступає ключовим вузлом електричної мережі, який поєднує магістральний та розподільчий рівні, забезпечуючи передачу електроенергії, її трансформацію та надійне живлення споживачів. Її технічний стан, структура зв’язків та функціональне призначення визначають важливість проведення реконструкції з метою підвищення ефективності роботи всієї енергосистеми регіону.

1.1. Аналіз існуючого стану підстанції

◆ Силові трансформатори підстанції.

На підстанції «Садгора» встановлено, як правило, два силові трансформатори з пониженням напруги 110/10/6 кВ, що забезпечують живлення розподільчих мереж (рис.1.2).



Рисунок 1.2 – Трансформатор підстанції

Рік випуску для більшості таких трансформаторів на подібних підстанціях — 1965 р., що свідчить про значний ступінь фізичного зносу (понад 50–60 років експлуатації). Часто спостерігається погіршення ізоляції, збільшення втрат холостого ходу та навантаження, а також обмежені можливості регулювання.

◆ Високовольтні вимикачі 110 кВ.

На підстанціях старого типу, до яких належить і «Садгора», зазвичай застосовуються масляні або повітряні високовольтні вимикачі, що сьогодні вважаються застарілими (рис.1.3).



Рисунок 1.3 - МКП-110 (малооб'ємний масляний вимикач)

Рік виготовлення таких вимикачів зазвичай знаходиться в межах 1970.

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Основними недоліками є: велика кількість обслуговування, пожежонебезпечність, низький комутаційний ресурс та відсутність сучасної діагностики.

◆ Загальна оцінка технічного стану.

Таким чином, основне обладнання підстанції «Садгора» характеризується значним терміном експлуатації та моральним старінням. Застосування масляних вимикачів, застарілих трансформаторів і традиційних комплектних розподільних пристроїв (КРП) обумовлює підвищені експлуатаційні витрати, зниження надійності та складність інтеграції сучасних систем релейного захисту і автоматики.

Це підтверджує доцільність реконструкції підстанції із заміною:

- масляних вимикачів на вакуумні або елегазові;
- КРП на сучасні цифрові комплектні пристрої.

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2. РОЗРОБКА ГОЛОВНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ З'ЄДНАНЬ ПІДСТАНЦІЇ

2.1. Вибір принципової схеми підстанції

Конструктивне виконання електростанції (підстанції) відіграє визначальну роль у виборі головної електричної схеми, оскільки саме воно формує склад основного обладнання та характер взаємозв'язків між його елементами. Від прийнятого конструктивного рішення залежить побудова електричної концепції об'єкта, включаючи схему первинних з'єднань, допоміжні та вторинні кола, а також організацію систем керування і захисту.

Вибір принципової схеми підстанції, як правило, пов'язаний із визначенням кількості, типу та номінальної потужності силових трансформаторів. При цьому кількість трансформаторів обґрунтовується з урахуванням вимог до надійності електропостачання споживачів з урахуванням особливостей даної підстанції, а також необхідності обмеження рівнів струмів короткого замикання в мережі.

Кількість силових трансформаторів на підстанції визначається передусім вимогами до надійності електропостачання. Для забезпечення живлення споживачів I та II категорій, як правило, передбачають встановлення двох трансформаторів. Застосування більшої їх кількості допускається лише за наявності відповідного техніко-економічного обґрунтування.

У разі встановлення двох трансформаторів належної потужності забезпечується безперервність електропостачання споживачів навіть при виведенні одного з них з роботи внаслідок аварії або ремонту.

У даному проєкті прийнято встановлення двох силових трансформаторів типу ТРДН-25000/110 номінальною потужністю 25 МВА з розщепленою обмоткою нижчої напруги. Застосування трансформаторів такого типу зумовлене необхідністю обмеження струмів короткого замикання на стороні низької напруги.

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Трансформатори з розщепленими обмотками являють собою силові трансформатори з трьома обмотками, у яких обмотка нижчої напруги розділена на дві електрично ізольовані частини. Це дозволяє зменшити рівень струмів короткого замикання, підвищити надійність роботи підстанції та забезпечити більш гнучке приєднання споживачів.

2.2. Вибір схеми РП високої напруги

Мостові схеми застосовуються на стороні високої напруги підстанцій класів 35, 110 та 220 кВ, як правило, при наявності чотирьох приєднань (дві повітряні лінії та два трансформатори) і за необхідності секціонування мережі. На підстанціях 110 і 220 кВ такі схеми можуть виконуватися як із ремонтною перемичкою (ремонтним мостом), так і без неї — за умови відповідного техніко-економічного обґрунтування.

У випадках, коли потрібне підвищення гнучкості та надійності роботи мережі, доцільно застосовувати схему типу «міст з автоматичними вимикачами», де вимикачі встановлюються в колах трансформаторів, а ремонтна перемичка передбачається з боку трансформаторів.

У схемі типу «міст з автоматичними вимикачами в лінійних колах і перемичкою з боку ліній» (рис. 2.1) для чотирьох приєднань передбачено три вимикачі. Вимикач, встановлений у перемичці між двома лініями, у нормальному режимі знаходиться у ввімкненому стані.

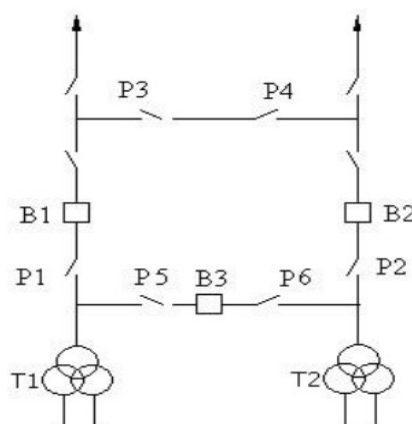


Рисунок 2.1 - Міст з вимикачами в ланцюгах ліній і ремонтною перемичкою з боку ліній

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

У разі пошкодження на лінії L1 вимикач B1 відключає її, при цьому трансформатори T1 і T2 залишаються в роботі, а живлення підстанції здійснюється через лінію L2. Якщо ж виникає пошкодження трансформатора T1, відключаються вимикачі з його боку, зокрема B1 і B3.

У такій ситуації лінія L1 також виявляється відключеною, навіть якщо вона справна. Це є недоліком даної схеми, оскільки не забезпечується повністю безперервна передача потужності.

2.3. Вибір схеми РП низької напруги

На розподільчих пристроях низької напруги застосовуються схеми з однією або двома системами збірних шин. На підстанціях з двома трансформаторами шини, як правило, секціонуються — використовують дві або чотири секції для підвищення надійності живлення.

Найпростішою та найбільш поширеною є схема з однією системою збірних шин. У разі аварії на одній секції відключається лише частина споживачів, тоді як інша секція продовжує працювати, забезпечуючи електропостачання решти навантаження.

Для забезпечення електропостачання місцевих споживачів та власних потреб підстанції використовується розподільчий пристрій напругою 10 кВ. Залежно від вимог до надійності застосовують схеми з однією, двома або чотирма секціями збірних шин [3].

Схема типу 10-1, що передбачає одну систему шин (або дві секції з секційним вимикачем), зазвичай використовується на підстанціях з двома трансформаторами, при цьому кожен трансформатор працює на окрему секцію шин, з можливістю їх об'єднання.

Схема 10-2 застосовується для підстанцій з двома трансформаторами та розділеними обмотками і передбачає використання секціонованої системи збірних шин (рис. 2.2).

До переваг такої схеми належать простота виконання, наочність, економічність та достатньо високий рівень надійності. Водночас вона має і

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

певні недоліки. Зокрема, у разі пошкодження однієї із секцій або під час проведення ремонтних робіт на ній частина споживачів може залишатися без електропостачання, оскільки можливості резервування є обмеженими, а резервна схема може бути недоступною на час ремонту.

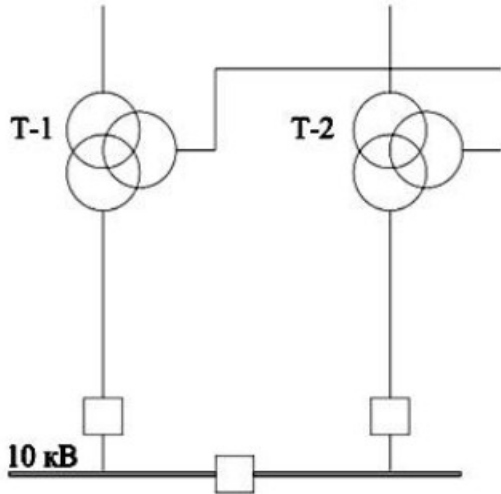


Рисунок 2.2 - Схема РП НН з однією системою збірних шин на кожну з обмоток трансформаторів

На рис.2.3 приведена електрична схема підстанції.

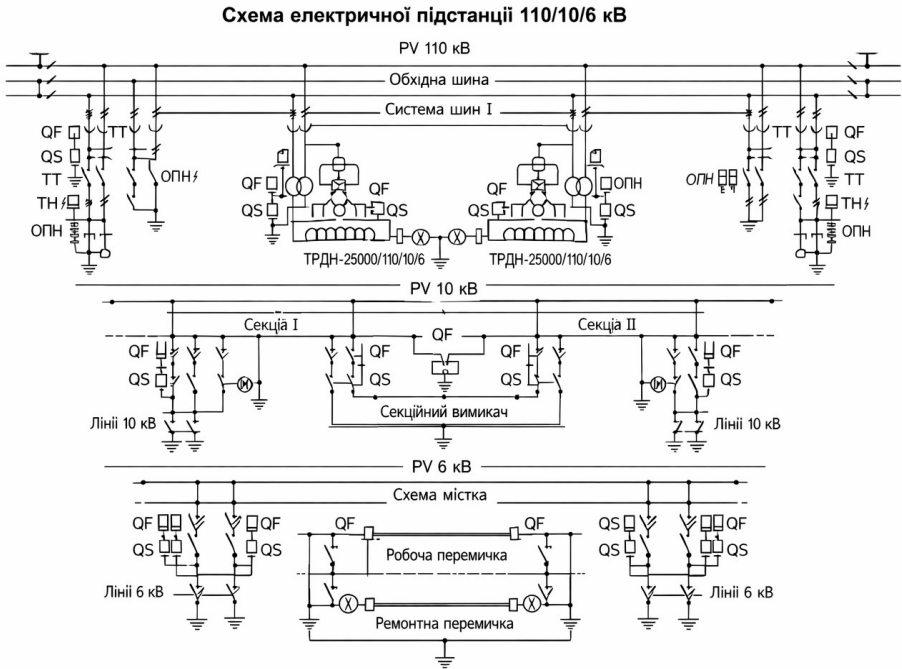


Рисунок 2.3 – Схема електричної підстанції

2.4. Вибір трансформаторів власних потреб.

Для забезпечення власних потреб підстанції здійснюється вибір відповідних допоміжних трансформаторів. Порушення в системі власних потреб можуть призвести до зупинки роботи підстанції в цілому та спричинити розвиток аварійних режимів в енергосистемі.

Номінальна потужність трансформаторів власних потреб зазвичай становить 1–2 % від номінальної потужності силових трансформаторів підстанції. У даному проєкті для цих цілей прийнято два трансформатори типу ТСН-250/10 номінальною потужністю по 250 кВА кожний.

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3. РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКИХ ЗАМИКАНЬ

Розрахунок струмів короткого замикання доцільно виконувати у відносних (іменованих) одиницях, що дозволяє спростити аналіз режимів та забезпечити універсальність отриманих результатів незалежно від конкретних параметрів елементів мережі. Такий підхід особливо ефективний при дослідженні складних енергосистем з різними рівнями напруги та потужності.

Як базисну величину для перерахунку параметрів приймається номінальна напруга високовольтної частини енергосистеми. Вибір саме високої напруги як базисної обумовлений тим, що вона визначає основний рівень передачі електричної енергії та забезпечує узгодженість розрахунків для всіх елементів мережі, включаючи трансформатори, лінії електропередачі і комутаційне обладнання (рис.1.2).

Перехід до базисних одиниць дає змогу звести параметри різномірних елементів до єдиної системи вимірювання, що значно спрощує побудову еквівалентних схем заміщення та подальший розрахунок струмів короткого замикання для різних аварійних режимів. Це, у свою чергу, підвищує точність вибору електрообладнання, зокрема вимикачів, роз'єднувачів і струмопровідних частин, а також забезпечує коректну оцінку їх термічної та електродинамічної стійкості: $U_b = 115 \text{ кВ}$.

Розрахунок опорів елементів:

$$X_c = \frac{S_b}{S_{кз}};$$

де S_b - базисна напруга, кВ; $S_{кз}$ – потужність КЗ енергосистеми, МВА.

$$X_c = \frac{115^2}{665} = 19,88 \text{ Ом}$$

$$X_c = \frac{115^2}{680} = 19,44 \text{ Ом}$$

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$X_{\Gamma} = X'_d \cdot \frac{U_{\bar{6}}^2}{S_{H.\Gamma} \cdot 100}, \text{ Ом}$$

$$X_{\Gamma} = 45,8 \cdot \frac{100^2}{45 \cdot 100} = 101,77 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{Л}} = X_{\text{пит}} \cdot L$$

Le $X_{\text{пит}}$ – індуктивний опір на 1 км довжини, Ом/км; l – довжина, км;
 $U_{\text{сер}}$ - середня напруга у місці встановлення даного елемента, кВ

$$X_{\text{Л}} = 0,44 \cdot 81 = 35,96$$

$$X_{\text{Л}} = 0,44 \cdot 80 = 35,52$$

$$X_{\text{Л}} = 0,44 \cdot 70 = 31,08$$

$$X_{\text{Л}} = 0,44 \cdot 74 = 32,85$$

$$X_{\text{Л}} = 0,44 \cdot 88 = 39$$

$$X_{\text{Л}} = 0,44 \cdot 70 = 31,08$$

Індуктивні опори трансформаторів:

$$X_{\text{мп.ВН}} = \frac{0,125 \cdot U_{\text{к\%}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{ср}}^2}{S_T};$$

$$X_{\text{мп.ВН}} = \frac{0,125 \cdot 10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{25} = 6,94 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{мп.НН}} = \frac{1,75 \cdot U_{\text{к\%}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{ср}}^2}{S_T};$$

$$X_{\text{мп.НН}} = \frac{1,75 \cdot 10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{25} = 97,2 \text{ Ом}$$

ЕРС системи:

$$E_{c1\phi} = E_{c2\phi} = \frac{115 \cdot 115}{\sqrt{3} \cdot 115} = 66,4 \text{ кВ}$$

Для виявлення трифазних струмів КЗ застосовуємо програму Electronic

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Workbench (рис.3.1).

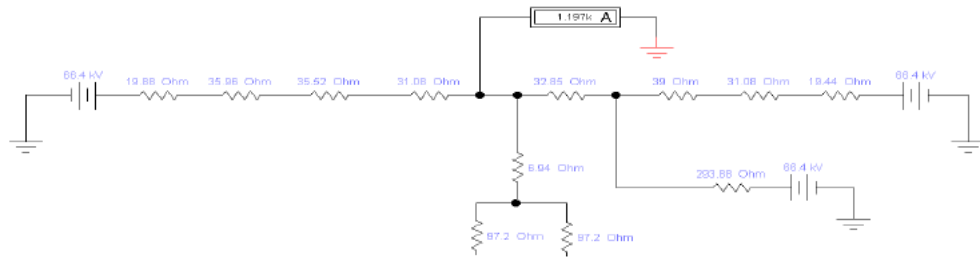


Рисунок 3.1 - Трифазний струм на стороні 110 кВ

$$I_{K3}=1197\text{ kA}$$

Ударний струм:

$$I_{y\partial}=\sqrt{2}\cdot I_{K3}\cdot k_{y\partial};$$

де $K_{уд} = 1,83$.

$$I_{y\partial}=\sqrt{2}\cdot 1197\cdot 1,83=3088,6\text{ A}$$

Визначимо струм КЗ на стороні 10 кВ (рис.3.2).

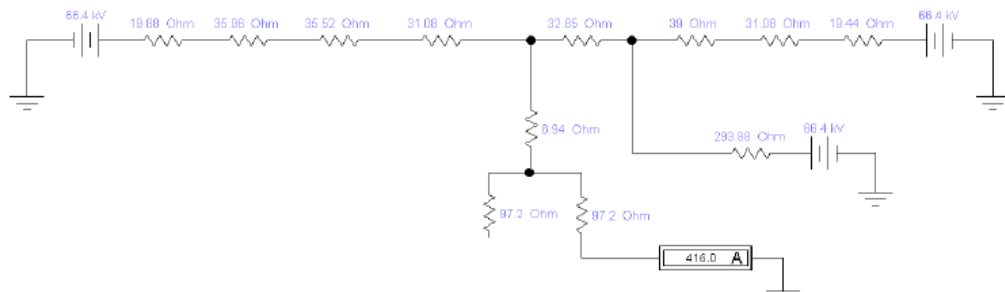


Рисунок 3.2 - Трифазний струм на стороні 10 кВ

$$I_{K3}=416,0\text{ kA}$$

Приводимо цей струм до високої сторони:

$$K_{mp}=\frac{110}{10}=11;$$

$$I_{y\partial}=\sqrt{2}\cdot 4576\cdot 1,83=11807,4\text{ A}$$

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4. ВИБІР ТА ПЕРЕВІРКА ЕЛЕКТРИЧНИХ АПАРАТІВ

4.1. Вибір вимикачів для ВРП 110 кВ

Умови вибору вимикачів:

$$U_{ном} \geq U_{уст.ном};$$

$$I_{ном} \geq I_{раб.макс};$$

$$I_{дин} \geq i_y;$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k;$$

Зробимо розрахунок робочих значень струмів.

Робочий максимальний струм за 110 кВ:

$$I_{раб} = \frac{0,7 \cdot S_{ном.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср}};$$

$$I_{раб} = \frac{0,7 \cdot 25}{\sqrt{3} \cdot 110} = 91,9 A$$

Номинальний струм на стороні 110 кВ:

$$I_{ном} = \frac{S_{ном.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср}};$$

$$I_{ном} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 110} = 131,3 A$$

Максимальний робочий струм на стороні 110 кВ:

$$I_{раб.макс} = \frac{1,4 \cdot S_{ном.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср}};$$

$$I_{раб.макс} = \frac{1,4 \cdot 25}{\sqrt{3} \cdot 110} = 183,9 A$$

Робочий струм на стороні 10 кВ:

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$I_{\text{раб.макс}} = 0,7 \cdot \frac{S_{\text{нг}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}}}$$

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{0,7 \cdot 8}{\sqrt{3} \cdot 110} = 323,69 \text{ A}$$

де $S_{\text{нг}}$ – це персональне навантаження на боці НН

Номинальний струм на стороні 10 кВ:

$$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}}};$$

$$I_{\text{ном}} = \frac{8}{\sqrt{3} \cdot 110} = 462,42 \text{ A}$$

Робочий максимальний струм на стороні 10 кВ:

$$I_{\text{раб.макс}} = 2 \cdot I_{\text{раб}};$$

$$I_{\text{раб.макс}} = 2 \cdot 323,69 = 647,38 \text{ A}$$

Під час вибору вимикача для розподільчого пристрою напругою 110 кВ доцільно провести порівняльний аналіз двох сучасних типів обладнання: вимикача 3AP1 FG виробництва компанії SIEMENS та вимикача 121PM40-20B виробництва компанії ABB.

Вимикач типу 3AP1 FG є триполюсним автоматичним комутаційним апаратом компресійного типу, призначеним для зовнішнього встановлення. Його конструкція передбачає використання опорних ізоляторів, заповнених елегазом (SF_6), який виконує подвійну функцію: забезпечує високий рівень електричної ізоляції та ефективне гасіння електричної дуги при комутації струмів, зокрема струмів короткого замикання.

Завдяки застосуванню елегазової ізоляції вимикач характеризується високою надійністю, компактністю та здатністю працювати в складних експлуатаційних умовах, що є важливим фактором при використанні в мережах класу напруги 110 кВ.

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

У вимикачі типу 3AP1FG реалізовано принцип магнітного стискання дуги, що забезпечує ефективне її гасіння та дозволяє знизити енергетичні витрати приводу під час виконання комутаційних операцій. Такий підхід сприяє підвищенню надійності роботи апарата та зменшенню навантаження на механічну частину приводу.

Конструкція вимикача оснащена пружинним приводом, інтегрованим у герметичний корпус, що не потребує регулярного технічного обслуговування. Це забезпечує економічність експлуатації, підвищену довговічність та стабільність роботи протягом усього строку служби.

Додатковою перевагою є низький рівень витоків елегазу (SF_6), який не перевищує 0,5% на рік, що відповідає сучасним екологічним та експлуатаційним вимогам до високовольтного комутаційного обладнання.

Вимикач типу 121PM50-20B є високовольтним газоізолюваним комутаційним апаратом, розробленим компанією ABB для застосування в мережах високої напруги. Його конструкція виконана у вигляді трьох окремих алюмінієвих резервуарів, кожен з яких містить дугогасильну камеру та встановлений на міцній несучій рамі з оцинкованої сталі.

Кожен полюс вимикача обладнаний двома високовольтними вводами, що забезпечують підключення до електричної мережі, а також передбачає можливість встановлення знімних вимірювальних трансформаторів, що підвищує функціональність і зручність експлуатації обладнання. Така конструкція сприяє підвищенню надійності, механічної стійкості та адаптивності вимикача до різних умов роботи в енергосистемі.

Керамічні втулкові ізолятори, а також високовольтні вводи з різними видами ізоляційного покриття, відповідають вимогам стандартів ANSI та NEMA або перевищують їх за основними технічними характеристиками. Це забезпечує високий рівень електричної міцності, надійності та довговічності при експлуатації обладнання в мережах високої напруги.

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

У випадку відключення іншого трансформатора, оснащеного окремою обмоткою, від шин РП 110 кВ, весь максимальний робочий струм протікає через вимикач трансформаторного приєднання, який обслуговує іншу (активну) обмотку низької напруги. Такий режим роботи необхідно враховувати при виборі комутаційного обладнання, оскільки він визначає вимоги до його струмової навантажувальної здатності та термічної стійкості.

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}}};$$

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{1,4 \cdot 25 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 183,9 \text{ А};$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{КЗ}} \cdot \kappa_{y\partial}$$

де $\kappa_{y\partial}$ - ударний коефіцієнт, що залежить від постійної часу згасання ланцюга КЗ, що визначається за формулою:

$$\kappa_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}};$$

де $T_a = 0,05$ - постійна часу загасання аперіодичної складової струму КЗ.

$$\kappa_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,05}} = 1,825;$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,825 \cdot 1,197 = 3080,1 \text{ А};$$

$$B_{\text{к}} = I_{\text{П0}}^2 \cdot [t_{\text{откл}} + T_a]$$

$$B_{\text{к}} = 1,197^2 \cdot [0,44 + 0,05] = 0,94 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

де $t_{\text{откл}}$ – час відключення КЗ.

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{відкл}},$$

де $t_{\text{рз}}$ - час дії релейного захисту приймається 0,4 с.; $t_{\text{відкл}}$ - власний час відключення вимикача (каталожний параметр), с.

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Параметри вимикачів та розрахункові значення для двох видів вимикачів зведемо до таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 - Параметри вимикачів РП 110 кВ

Умови вибору	Розрахункові значення	Вимикач 3APIFG-145/EK(Siemens)	Вимикач 12IPM40-20B(ABB)
$U_{ом} \geq U_{уст.ном}$	110 кВ	$U_H = 123 \text{ кВ}$	$U_H = 123 \text{ кВ}$
$I_H \geq I_{роб}$	183,9 А	$I_H = 1600 \text{ А}$	$I_H = 2000 \text{ А}$
$I_{дин} \geq I_{уд}$	3080,1 А	$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{дин} = 104 \text{ кА}$
$I_{відк} \geq I_n$	$I_n = 1197 \text{ А}$	$I_{відк} = 40 \text{ кА}$	$I_{відк} = 40 \text{ кА}$
$I_{тер}^2 t_{тер} \geq W_k$	0,94	$40^2 3$ $= 4800 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$40^2 2$ $= 3200 \text{ кА}^2 \text{ с}$

Для встановлення у схемі обирається силовий вимикач типу 3APIFG-145/EK виробництва компанії Siemens, оскільки його технічні характеристики повністю відповідають результатам розрахунків та експлуатаційним вимогам. Даний вимикач характеризується високим рівнем надійності, стабільністю роботи в різних режимах, а також здатністю забезпечувати ефективне відключення струмів короткого замикання, що робить його доцільним для застосування в розподільчому пристрої 110 кВ.

4.2. Вибір вимикачів КРП 10 кВ

Під час вибору вимикача для розподільчого пристрою напругою 10 кВ було виконано порівняльний аналіз двох типів обладнання: вакуумного вимикача 3AH3 1288 виробництва Siemens та вимикача VD4-1240-25 компанії ABB.

Вимикачі типу 3AH3 1288 належать до триполюсних вакуумних силових апаратів, призначених для встановлення у закритих розподільчих пристроях. Вони розраховані на роботу в мережах із номінальною напругою

10 кВ та забезпечують надійне виконання комутаційних операцій як у нормальних, так і в аварійних режимах роботи електричної мережі.

Вакуумні дугогасні камери в конструкції вимикача розміщені у вертикальному положенні, що забезпечує оптимальні умови для гасіння електричної дуги та підвищує ефективність роботи апарата.

Вакуумні вимикачі типу ЗАНЗ 1288 призначені для встановлення у закритих розподільчих пристроях із повітряною ізоляцією, а також у складі комплектних розподільчих шаф. Їх конструкція орієнтована на експлуатацію в приміщеннях, що дозволяє забезпечити стабільні умови роботи, підвищену надійність та зручність технічного обслуговування.

Його комутаційна здатність є достатньою для надійного виконання всіх операцій, пов'язаних із вмиканням і вимиканням обладнання та елементів електричної системи. Вимикач ефективно працює як у нормальних експлуатаційних режимах, так і в аварійних ситуаціях, зокрема при виникненні коротких замикань, забезпечуючи відключення струмів у межах своїх номінальних технічних характеристик без порушення працездатності.

Усі розрахунки та параметри вимикачів для перевірки введемо до таблиці 4.2.

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{K3} \cdot \kappa_{y\partial},$$

$$\kappa_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0,01}{Ta}}$$

$$\kappa_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0,01}{Ta}} = 1,825$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 9472 = 24,7815 \text{ кА}$$

$$B_K = 9472^2 \cdot [0,46 + 0,05] = 9,86 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблиця 4.2 - Параметри вимикачів КРП 10 кВ

Умови вибору	Розрахункові дані	Вимикач 3АНЗ 128- 8(Siemens)	Вимикач VD4- 1240-25 (ABB)
$U_{ном} \geq U_{уст.ном}$	10кВ	$U_{ном} = 12кВ$	$U_{ном} = 12 кВ$
$I_{ном} \geq I_{роб}$	647,38 А	$I_{ном} = 4000А$	$I_{ном} = 4000А$
$I_{дин} \geq I_{уд}$	24781,5 А	$I_{дин} = 160 кА$	$I_{дин} = 63кА$
$I_{відк} \geq I_n$	9472 А	$I_{відк} = 63 кА$	$I_{відк} = 25кА$
$I_{тер^2 t_{тер}} \geq В_k$	9.86	$В_k = 7500 кА^2 с$	$В_k = 4800 кА^2 с$

Обираємо вакуумний вимикач типу 3АНЗ 128-8 виробництва Siemens, оскільки він повністю відповідає всім розрахунковим параметрам та характеризується високою експлуатаційною надійністю.

4.3 Вибір роз'єднувачів на РП 110 кВ

Роз'єднувачі відіграють ключову роль у схемах електроустановок, оскільки їх надійність безпосередньо впливає на безпеку та безвідмовність роботи всієї системи електропостачання. Вони забезпечують видиме розділення електричних кіл, що є необхідною умовою для виконання ремонтних і експлуатаційних робіт. У зв'язку з цим до роз'єднувачів висувається ряд підвищених вимог:

- а) забезпечення надійного та добре помітного розриву в повітрі, здатного витримувати дію максимальної робочої та імпульсної напруги;
- б) стійкість до електродинамічних і термічних впливів при протіканні струмів короткого замикання;
- в) виключення можливості самовільного вмикання або вимикання під дією зовнішніх факторів;
- г) забезпечення чіткого та надійного виконання операцій вмикання і вимикання навіть у складних умовах експлуатації.

Дотримання цих вимог гарантує безпечну роботу персоналу та підвищує загальну надійність електроустановок.

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Вибір роз'єднувачів виконується відповідно до наступних умов

$$U_{ном} \geq U_{уст.ном}$$

$$I_{ном} \geq I_{макс}$$

$$I_{пр.скв} \geq i_y$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$$

При виборі роз'єднувача для розподільчого пристрою напругою 110 кВ доцільно провести порівняльний аналіз технічних характеристик роз'єднувача типу DBF2-123N+2AE виробництва Siemens та роз'єднувача типу SGF-123 компанії ABB з метою обґрунтування оптимального варіанту для даних умов експлуатації.

Основний роз'єднувач RURHTAL типу DBF2-123 належить до двоколонкових горизонтально-поворотних апаратів. Конструктивно він складається з трьох окремих полюсів, з'єднаних міжполюсними тягами для забезпечення синхронної роботи приводу. Даний роз'єднувач призначений для встановлення у відкритих розподільчих пристроях електричних підстанцій та адаптований до експлуатації в умовах зовнішнього середовища.

Роз'єднувач типу SGF-123 належить до двоколонкових горизонтально-поворотних апаратів. Він призначений для створення видимого розриву електричного кола в мережах високої напруги, а також, за необхідності, забезпечує заземлення окремих ділянок для безпечного проведення ремонтних і експлуатаційних робіт.

Двоколонкові роз'єднувачі горизонтально-поворотного типу серії SGF можуть застосовуватись у відкритих розподільчих пристроях високовольтних підстанцій різних класів напруги — 110, 150, 220, 330 та 500 кВ. Вони розраховані на номінальні струми в діапазоні від 1600 до 4000 А, що забезпечує їх використання в мережах із різними рівнями навантаження.

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для забезпечення безпеки під час виконання ремонтних і експлуатаційних робіт кожен полюс роз'єднувача може комплектуватися одним або двома заземлювальними ножами, що дозволяє надійно заземлювати відключені ділянки кола.

Основні технічні характеристики роз'єднувача, а також результати розрахунків для обраного варіанту доцільно представити у вигляді узагальненої таблиці 4.3 для подальшого аналізу та порівняння.

Таблиця 4.3 - Характеристики роз'єднувача

Умови вибору	Розрахункові дані	Роз'єднувач DBF4-123(Siemens)	Роз'єднувач SGF-123(ABB)
$U_n \geq U_{уст}$	110 кВ	$U_n = 123$ кВ	$U_n = 123$ кВ
$I_n \geq I_{роб}$	183,9 А	$I_n = 2500$ А	$I_n = 16000$ А
$I_{дин} \geq I_{уд}$	3080,1 А	$I_{дин} = 100$ кА	$I_{дин} = 100$ кА
$I_{тер}^2 t_{тер} \geq W_k$	0,94 А ² с	$W_k = 4800$ кА ² с	$W_k = 4800$ кА ² с

Для розподільного пристрою 110 кВ обираємо роз'єднувач типу DBF4-123 виробництва Siemens, оскільки він є економічно доцільним рішенням та забезпечує оптимальне співвідношення вартості й технічних характеристик.

4.4. Вибір роз'єднувачів на КРП 10 кВ

Параметри роз'єднувачів та розрахункові параметри для КРП 10 кВ показані у таблиці 4.4.

Таблиця 4.4 - Вибір роз'єднувачів для КРП 10 кВ

Умови вибору	Розрахункові дані	Роз'єднувач РВР(3) - 10/4000	Роз'єднувач Р - 10 фірми AREVA
$U_{ном} \geq U_{уст.ном}$	10 кВ	$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ

$I_{ном} \geq I_{роб}$	647,38 А	$I_{ном} = 4000\text{А}$	$I_{ном} = 1000\text{ А}$
$I_{дин} \geq I_{уд}$	24,78 А	$I_{дин} = 200\text{кА}$	$I_{дин} = 100\text{ кА}$
$I_{тер}^2 t_{тер} \geq B_k$	134,56 А ² с	$B_k = 1500\text{ кА}^2\text{ с}$	$B_k = 1200\text{ кА}^2\text{ с}$

Обираємо роз'єднувач фірми Siemens типу РВР(З)-10/4000 який відповідає всім розрахунковим умовам

4.5. Вибір вимірювального трансформатора струму на стороні 110 кВ

Трансформатори струму (ВТС) призначені для перетворення первинного струму до значень, зручних для вимірювальних приладів і пристроїв релейного захисту. Крім того, вони забезпечують електричне відокремлення вторинних кіл вимірювання та захисту від первинного кола високої напруги, що підвищує безпеку та надійність роботи обладнання.

Умови вибору та перевірки ВТС:

$$U_{ном} \geq U_{уст.ном}$$

$$I_{ном} \geq I_{макс}$$

$$(k_{тер} \cdot I_{1ном})^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$$

$$Z_{2ном} \geq Z_{2расч}$$

Для розподільчого пристрою 110 кВ як вимірювальні трансформатори струму приймаються трансформатори типу ТФНД-110М-100/1. Зазначений тип обладнання обрано на підставі відповідності його технічних характеристик розрахунковим параметрам мережі, що забезпечує коректність вимірювань, надійну роботу релейного захисту та безпечну експлуатацію електроустановки.

На рис.4.1 приведені дані щодо вибору ВТС 110 кВ, а у таблиці 4.5 представлені прибори, які підключені до ВТС.

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Тип ТТ	I _{ном} (А)	I _{2ном} (А)	Кл (З)	K10	Kтерм	R2 (Ом)	X2 (Ом)	Zном (Ом)
ТФЗМ-220	1000	5	-	30	25	1.22	1.72	2
ТВТ-220	3000	5	-	30	25	1.82	3.1	2.4
ТВТ-220	4000	5	-	30	25	2.44	3.04	3
ТВТ-220	1000	1	-	30	25	10.4	22.9	30
ТШВ-15	6000	5	P	15	20			1.2
ТШВ-15	6000	5	0.5	15	20			1.2
ТШВ-15	8000	5	P	15	20			1.2
ТФНД-110М	300	5	0.5	12		0.33	1	1.2
ТФЗРМ35А	400	5	P	28	30			
ТФЗМ110Б-II	1000	5		30	34			
ТГФМ-110	2000	5	P					
ТБ0М-110	150/50	5	P/0.25	20	10 1ек			
ТБ0М-110	300/100	5	P/0.25	20	20 1с			
ТБ0М-110	300/150	5	P/0.25	20	20 1с			
ТБ0М-110	600/200	5	P/0.25	20	40 1с			
ТБ0М-110	600/300	5	P/0.25	20	40 1с			
ТБ0М-110	12000/40	5	P/0.25	20	20 1с			
ТБ0М-110	12000/40	5	P/0.25	20	20 1с			
ТБ0М-110	12000/60	5	P/0.25	20	63 1с			
ТЛК-10	100	5	P		31.5			

Рисунок 4.1 Вибір трансформатора на стороні 110 кВ

Таблиця 4.5 – Прибори, підключені до ВТС

Прилад	Тип	Потужність, що споживається, В·А
Амперметр	Е-427	0,5
Лічильник енергії	А1800	0,048
РЗА		0,02
Разом		0,56

Визначаємо опори приладів:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,52}{5^2} = 0,02 \text{ Ом}$$

Контактний опір приймаємо 0,1, тоді опір проводів обчислюємо за такою формулою:

$$r_{\text{пр1}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_k$$

$$r_{\text{пр1}} = 1,2 - 0,02 - 0,1 = 1,08 \text{ Ом}$$

Визначимо переріз проводів:

$$q = \frac{p \cdot l_{расч}}{r_{сп1}} = \frac{0,0172 \cdot 80}{1,08} = 1,27 \text{ мм}^2$$

Приймаємо провід ВВГ багатожильний з перетином 1,5 мм².

Визначаємо остаточний опір дроту:

$$r_{сп2} = p \cdot \frac{l}{S} = 0,0172 \cdot \frac{80}{1,5} = 0,917 \text{ Ом}$$

Знаходимо опір вторинного навантаження:

$$r'_2 = r'_{приб} + r'_{сп2} + r'_k = 0,02 + 0,917 + 0,1 = 0,929 \text{ Ом}$$

У табл.4.6 приведені умови вибору та перевірки обраного ВТС.

Таблиця 4.6 - Вимірювальні трансформатори струму на стороні 110 кВ

Параметри трансформатора	Розрахункові значення
U _н = 110 кВ	U _н = 110 кВ
I _н = 300 А	I _{макс роб} = 183,9 А
I _{тер} ² t _{тер} ≥ Вк	Вк = 0,94 кА ² с
Z _{2ном}	Z _{2ном} = 0,929 Ом

4.6.Вибір вимірювального трансформатора струму на стороні 10 кВ

У табл.4.7 наведені прибори, підключені до ВТС.

Таблиця 4.7 – Прилади, підключені до ВТС 10 кВ

Прилад	Тип	Потужність, що споживається, ВА
Амперметр	Е-427	0,5
Лічильник енергії	А1800	0,048
РЗА		0,02
Разом		0,56

На рис.4.2 приведений вибір ВТС на напругу 10 кВ.

Тип ТТ	I1ном (А)	I2ном (А)	Кл (%)	K10	Kтерм	P2 (Ом)	X2 (Ом)	Zном (Ом)
ТПЛ-10	300	5	P	13	45	0.22	0	0.6
ТПЛ-10	300	5	0.5	5	45	0.18	0.22	0.4
ТПЛ-10	400	5	P	13	35	0.28	0.1	0.6
ТПЛ-10	400	5	0.5	5	35	0.24	0.2	0.4
ТПЛ-10К	100	5	P	12	16.7	0.123	0.02	0.6
ТПЛ-10К	300	5	P	12	16.7	0.123	0.02	0.6
ТПЛ-10К	100	5	0.5	12	16.7	0.123	0.02	0.4
ТПЛ-10К	400	5	0.5	12	16.7	0.135	0.08	0.4
ТПЛ-10К	400	5	P	12	16.7	0.135	0.08	0.6
ТПЛ-10К	600	5	P	17	22	0.187	0.12	0.6
ТПЛ-10К	600	5	0.5	17	22	0.187	0.12	0.4
ТПЛ-10К	800	5	P	17	22	0.249	0.34	0.6
ТПЛ-10К	800	5	0.5	17	22	0.249	0.34	0.4
ТПЛ-10К	1000	5	P	17	31	0.311	0.2	0.6
ТПЛ-10К	1000	5	0.5	17	31	0.311	0.2	0.4
ТПЛ-10К	1500	5	P	20	31	0.46	0.3	0.6
ТПЛ-10К	1500	5	0.5	20	31	0.46	0.3	0.4
ТПОЛ-10	600	5	P	19	32	0.26	0	0.6
ТПОЛ-10	600	5	0.5	15	32	0.16	0	0.4
ТПОЛ-10	800	5	P	19	32	0.35	0	0.6

Рисунок 4.2 – Вибір типу ВТС 10 кВ

Визначаємо опори приладів:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,52}{5^2} = 0,02 \text{ Ом}$$

Трансформатори струму в даній схемі з'єднані за схемою повної зірки. Довжина з'єднувальних провідників становить 80 м, при цьому застосовуються провідники з мідними жилами. Номінальне вторинне навантаження трансформатора струму для класу точності 0,5 приймається рівним 0,4 Ом. Контактний опір становить 0,1 Ом. За цих умов опір провідників визначається за наведеним нижче розрахунком:

$$r_{\text{рп1}} = Z_{\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_k$$

$$r_{\text{рп1}} = 0,4 - 0,02 - 0,1 = 0,379 \text{ Ом}$$

Визначимо переріз проводів:

$$q = \frac{p \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{рп1}}} = \frac{0,0172 \cdot 80}{0,379} = 3,63 \text{ мм}^2$$

Приймаємо провід ВВГ багатожильний з перетином 4 мм².

Визначаємо остаточний опір дроту:

$$r_{\text{рп2}} = p \cdot \frac{l}{S} = 0,0172 \cdot \frac{80}{4} = 0,344 \text{ Ом}$$

Знаходимо опір вторинного навантаження:

$$r_2' = r_{\text{проб}} + r_{\text{пр}2} + r_k = 0,02 + 0,344 + 0,1 = 0,356 \text{ Ом}$$

У табл. 4.8 вносимо параметри трансформаторів струму напругою 10 кВ.

Таблиця 4.8 – Вибір ВТС на 10 кВ

Параметри трансформатора ТПЛ-10	Розрахункові значення
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{мах роб}} = 647,38 \text{ А}$
$B_K = 625 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_K = 134,56 \text{ кА}^2 \text{ с}$
$Z_{2 \text{ ном}} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_{2 \text{ ном}} = 0,356 \text{ Ом}$

4.7. Вибір вимірювальних трансформаторів напруги (ВТН)

Трансформатор напруги призначений для зниження високої напруги до стандартних значень 100 В або $100/\sqrt{3}$, а також для електричного відокремлення вимірювальних кіл і кіл релейного захисту від первинних високовольтних мереж.

У зв'язку з цим здійснюється вибір трансформаторів напруги з умов:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст.ном}}$$

$$S_{2\text{ном}} \geq S_{2\text{расч}}$$

де $U_{\text{ном}}$ - номінальна напруга обраного обладнання, кВ; $S_{\text{розр}}$ – розрахункова потужність вимірювальних приладів та реле

1. Вибір трансформаторів напруги для ВРП 110 кВ.

Трансформатори напруги встановлюються на кожній секції або системі збірних шин нижчої напруги. Вибір ВТН для ВРП 110 кВ представлений у таблицях 4.9-4.10.

Таблиця 4.9 - Вторинне навантаження ВТН для ВРП 110 кВ

Прилад	Тип	Потужність, що споживається, ВА
Вольтметр	Е-350	2
Лічильник енергії	Альфа А1800	7
РЗА		0,1
Разом		7,1

Таблиця 4.10 - Вибір ВТН для напруги 110 кВ

Розрахункові дані	Параметри з каталогу
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$
$S_{2\sum} = 7,1 \text{ ВА}$	$S_{ном} = 400 \text{ ВА}$
Клас точності – 0,5	Клас точності - 0,5

На рис. 4.3 показаний вибір типу ВТН.

Тип ТН	U _{выс} (В)	U _{осн} (В)	U _{доп} (В)	U _{кз осн}	U _{кз доп}	S _{тах} (ВА)	S _н (3%)	S _н (1%)	S _н (0.5%)	S _н (0.2%)
ЗНОМ-15-63	8671	57.8	33	5.1	8.15	630	300	150	75	
ЗНОМ-15-72	9110	57.8	33	5.1	9.2	630		150	100	60
ЗНОМ-20-63	11561	57.8	33	5.25	9.75	1000	600	250	150	
ЗНОМ-35	20213	57.8	33	4.8	7.9	630	300	150	75	
НАМИ-10	10000	100		0.45		1000	150		75	
НАМИ-6	6000	100		0.45		1000	150		75	
НАМИТ-10-2	10000	100	100			1000	600	300	200	
НАМИТ-10-2	6000	100	100			1000	600	300	200	
НДЕ-110	63584	57.8	100				1000	500	300	150
НДЕ-220	127168	57.8	100				1000	500	300	150
НДЕ-500-72	289017	57.8	100	1.9	0.65	1600	1000	500	300	
НКФ-110-57	63584	57.8	100	4.05	3.87	2000	1200	600	400	
НКФ-110-58	63584	57.8	100	4.43	5.6	2000	1200	600	400	

Рисунок 4.3 – Вибір типу ВТН

2. Вибір трансформаторів напруги для розподільчого пристрою 10 кВ

Визначення вторинного навантаження трансформатора напруги наведено у таблиці 4.11, а у табл. 4.12 приведений вибір ВТН.

Таблиця 4.11 - Вторинне навантаження ВТН КРП 10 кВ

Прилади	Тип	Потужність, що споживається, ВА
Вольтметр	Е-350	2
Лічильник енергії	Альфа А1800	7

РЗА		0,1
Разом		7,1

Таблиця 4.12 – Вибір ВТН для напруги 10 кВ

Розрахункові дані	Каталожні дані ЗНОЛ-06/10
U уст = 10 кВ	U уст = 12 кВ
S _{2Σ} = 7,1ВА	S ном = 75 ВА
Клас точності 0,5	Клас точності 0,5

5. ОХОРОНА ПРАЦІ

5.1. Аналіз умов праці працівників підстанцій 110/10/10 кВ

Підстанція є знижувальною та оснащена двома розщепленими трансформаторами напругою 110/10/10 кВ. У роботі розглянуто методи зниження рівня шуму силових трансформаторів. У результаті в кваліфікаційній роботі здійснено обґрунтування заходів щодо підвищення ефективності блискавкозахисту та зменшення шумового впливу трансформаторного обладнання [7,8].

Шум справляє негативний фізіологічний вплив на організм людини, який проявляється не лише у можливому ушкодженні слухового апарату, але й у впливі на нервову систему, що зумовлює зниження швидкості психофізіологічних реакцій. Встановлено, що на частотах 500, 1000, 2000, 4000 та 8000 Гц рівні звукового тиску перевищують допустимі нормативні значення. У зв'язку з цим виникає необхідність розроблення комплексу заходів шумозахисту, спрямованих на зниження рівня шуму до нормативно допустимих величин.

Основним джерелом шуму на підстанціях є силовий трансформатор. Шум виникає внаслідок вібрації його активної частини, а також роботи вентиляторів системи охолодження. Рівень шуму значною мірою підсилюється резонансними явищами в окремих елементах конструкції, зокрема стінках бака, трубопроводах, охолоджувачах і розширювачах. Найбільший внесок у генерацію шуму роблять обмотки, провідники яких коливаються під дією електромагнітних сил взаємодії.

Вентилятори є одним із джерел шуму, причому їх звукова потужність визначається продуктивністю, частотою обертання та конструктивними особливостями. Переважно шум має аеродинамічну природу, тоді як механічна складова є менш значущою. Охолоджувачі та радіатори, обладнані вбудованими вентиляторами, створюють вищий рівень шуму порівняно з окремо встановленими вентиляторами.

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Це явище зумовлене значною площею поверхні, що випромінює звук, а також можливими резонансами окремих елементів охолоджувачів. Радіатори систем охолодження з природною циркуляцією масла та повітря можуть створювати гул, який посилюється через передавання пульсацій від бака трансформатора.

Насоси, що використовуються в системах охолодження, як правило, не визначають загальний рівень шуму трансформатора, оскільки їх звукова потужність суттєво нижча. Водночас підвищення шуму маслонасоса зазвичай свідчить про його несправність, зокрема зношення підшипників, дотик крильчатки до корпусу або контакт ротора двигуна зі статором.

Такі несправності маслонасоса можуть призводити до зниження електричної міцності ізоляції трансформатора, оскільки продукти зношування потрапляють у трансформаторне масло та погіршують його властивості.

Зниження шуму трансформаторів є комплексною задачею, що охоплює питання акустики, вібрації, конструкційної механіки, матеріалознавства та електротехнічного обладнання.

У процесі зменшення шуму трансформаторів доцільно виділити такі основні напрями:

- зменшення шуму внутрішніх джерел, зокрема магнітопроводу, обмоток і елементів системи охолодження;
- ефективна віброізоляція цих елементів від металоконструкцій;
- зниження вібрацій і резонансів стінок бака та внутрішніх конструктивних вузлів;
- застосування звукоізоляційних і звукопоглинальних конструкцій;
- встановлення вібропоглинальних пристроїв на елементах, що коливаються;
- обмеження поширення шуму в навколишньому середовищі шляхом впровадження відповідних інженерних заходів.

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Під час розроблення проєктних рішень щодо зниження шуму трансформатора необхідно попередньо виконати віброакустичний аналіз, який включає оцінку розміщення електроустановок, робочих місць та визначення основних джерел підвищеного шуму.

Обслуговуючому персоналу під час роботи поблизу струмоведучих частин і ошиновки слід використовувати індивідуальні засоби захисту від шуму, зокрема шумопоглинальні навушники. Важливим заходом також є застосування екранів і забезпечення достатньої відстані розміщення підстанцій, що дозволяє зменшити вплив шуму, у тому числі від коронного розряду, як на персонал, так і на прилеглі житлові території.

Високовольтне обладнання, розміщене на території підстанції, потребує надійного захисту від впливу блискавки.

Блискавкозахист являє собою комплекс технічних засобів і пристроїв, призначених для забезпечення безпеки електроустановок, будівель та споруд шляхом запобігання пожежам, вибухам і механічним пошкодженням у разі прямого або непрямого удару блискавки.

У разі удару блискавки процес супроводжується протіканням імпульсного струму великої величини. Крім того, блискавка чинить електростатичний і електромагнітний вплив.

Електростатична індукція проявляється в тому, що під дією електричних полів грозових хмар у наземних провідних об'єктах наводяться високі потенціали, що може призвести до виникнення іскрових розрядів між окремими металевими елементами обладнання та конструкцій.

На початку грози для відведення струмів блискавки від споруд, електрообладнання, опор і ліній електропередачі у ґрунт застосовують блискавковідводи.

Кожен блискавковідвід забезпечує захист лише певної обмеженої зони. Після перехоплення розряду в ґрунті виникають значні струми розтікання, тому блискавковідводи розміщують на безпечній відстані від доріг і місць перебування людей.

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Отже, у даному розділі роботи необхідно виконати розрахунок зони захисту блискавковідводів.

5.2. Розробка заходів щодо покращення умови праці

Будівельні норми і правила передбачають захист від шуму за допомогою будівельно-акустичних методів. Відповідно, зниження рівня шуму досягається шляхом реалізації комплексу таких заходів:

а) звукоізоляція огорожувальних конструкцій; герметизація стиків і притворів вікон, дверей та воріт; ізоляція місць проходження інженерних комунікацій через конструкції; застосування звукоізованих кабін для постів керування та контролю, а також використання кожухів;

б) застосування звукопоглинальних конструкцій і екранів;

в) застосування шумоглушників і звукопоглинальних покриттів у повітропроводах вентиляційних систем з механічним спонуканням, системах кондиціонування повітря, а також у газодинамічних установках.

Реалізація зазначених заходів забезпечує суттєве зниження рівня шуму.

Для обмеження поширення шуму, який генерується трансформаторами та реакторами, під час проєктування підстанцій передбачають встановлення шумозахисних огорожень. Особливо це актуально для підстанцій, розташованих у межах населених пунктів, де рівень шуму на межі території може перевищувати допустимі нормативні значення.

Шумозахисні споруди являють собою конструкції, що складаються з опорних колон і стінових панелей. Вони виконуються із залізобетонних елементів або кладки для неопалюваних об'єктів і оснащуються звукопоглинальними облицюваннями з резонансними елементами, налаштованими, зокрема, на частоти 100 і 200 Гц, які кріпляться до несучих конструкцій.

У проєкті передбачено застосування двох типів колон:

1. Колони типу К72-2, що встановлюються безпосередньо у фундамент.

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2. Колони типу ВС-2, які монтуються у пробурені котловани на щелебеній основі з подальшим заповненням пазух бетоном.

Між блоками ФБС і стіною передбачається укладання вібраційні прокладки з будівельного повсті, просоченої бітумом.

5.3. Розрахунок зони захисту блискавковідводів

Для забезпечення захисту обладнання відкритого розподільчого пристрою напругою 110 кВ передбачено встановлення чотирьох блискавковідводів. Схему їх розміщення наведено на рисунку 5.1, а основні параметри — відстані між блискавковідводами, їх висоту, висоту об'єкта, що захищається, та показник надійності захисту — подано в таблиці 5.1.

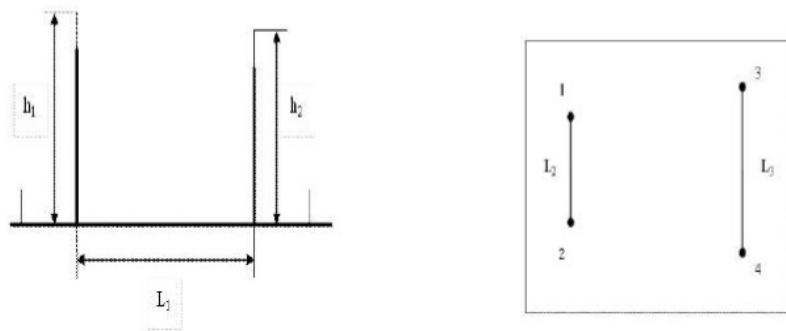


Рисунок 5.1 - Стрижневі блискавковідводи ВРП-110кВ

Таблиця 5.1 - Таблиця параметрів блискавковідводів

Висота блискавковідводів, м.				Відстань, м			Висота об'єкта, м	Надійність захисту
1	2	3	4	L1	L2	L3	H	P _з
25	25	14	14	29	14	24	5	0,999

Відомо, що на висоті h м радіус місця захисту блискавковідводу визначається як:

$$r_{cx} = \frac{r_0(h_0 - h_x)}{h_0}$$

де: $h_0 = 0,75\text{м}$ відповідно висота конуса; h_m – є висотою блискавковідведення.

Покажемо розрахунки блискавковідводів для відкритих розподільчих апаратів з параметрами 110 кВ. Отже, для 1 і 2 блискавковідводу, так само:

$$r_0 = 0,6 \cdot 25 = 15, \text{м};$$

$$h_0 = 0,75 \cdot 25 = 18,75, \text{м};$$

$$r_{cx} = \frac{15 \cdot (18,75 - 5)}{18,75} = 11, \text{м}.$$

А для 3-х або 4-х:

$$r_0 = 0,6 \cdot 14 = 8,4, \text{м};$$

$$h_0 = 0,75 \cdot 14 = 10,5, \text{м};$$

$$r_{cx} = \frac{8,4 \cdot (10,5 - 5)}{10,5} = 4,4, \text{м}.$$

І, нарешті, кінцева відстань між двома блискавковідводами:

$$L_{cx} = 2,5 \cdot h = 2,5 \cdot 25 = 62,5.$$

У місці захисту блискавковідводів провіси не виявлено. Оскільки, $L1 = 29 \text{ м} < L_c = 62,5 \text{ м}$.

Відстань між стрижневими блискавковідводами першої групи становить 14 м, тоді як між блискавковідводами другої групи — 24 м.

У такій зоні відсутні провіси: $L2 = 14 < L_c = 62,5 \text{ м}$ та $L3 = 24 < L_c = 62,5 \text{ м}$.

Представимо план розподілу блискавковідводів стрижневого виду на відкритих розподільчих пристроях (рис. 5.2).

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

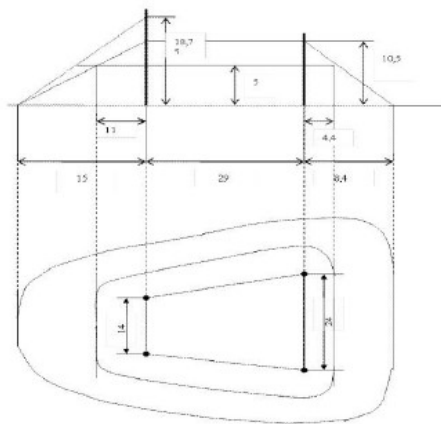


Рисунок 5.2 - План розподілів блискавковідводів ВРП 110/10/10 кВ

Отже, у результаті розрахунку блискавковідводів для електропідстанції «Садгора» визначено радіус і ширину зони захисту, а також активну висоту блискавковідводів для відкритих розподільчих пристроїв напругою 110 кВ і 10 кВ. Схему розміщення блискавковідводів наведено на рисунку 5.2.

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ВИСНОВКИ

У процесі виконання роботи було розроблено головну електричну схему підстанції, а також здійснено обґрунтований вибір основного електротехнічного обладнання, необхідного для забезпечення її надійної та ефективної експлуатації на основі розрахунку струмів коротких замикань. Зокрема, до складу обладнання включено два силові трансформатори типу ТДРН-25000/110/10, комутаційні апарати (вимикачі та роз'єднувачі), струмообмежувальні реактори, а також вимірювальні трансформатори струму і напруги, що забезпечують функціонування систем релейного захисту, автоматики та обліку електроенергії.

У результаті виконання розділу «Охорона праці» було проведено аналіз шкідливих та небезпечних факторів, що супроводжують експлуатацію електropідстанції, зокрема акустичного впливу.

Встановлено, що основними джерелами шуму на підстанції є силові трансформатори, реактори та комутаційне обладнання, рівень звукового тиску яких може перевищувати допустимі санітарні норми для обслуговуючого персоналу. З метою зниження шумового навантаження запропоновано комплекс технічних і організаційних заходів, зокрема застосування малошумних трансформаторів, встановлення шумопоглинальних екранів і кожухів, а також дотримання раціонального планування території підстанції. Реалізація зазначених заходів дозволяє забезпечити допустимі рівні шуму та створити безпечні умови праці персоналу.

Крім того, було виконано розрахунок системи захисту підстанції від прямих ударів блискавки. На основі визначення геометричних параметрів та розміщення обладнання обрано оптимальну кількість і висоту блискавковідводів, що забезпечують формування необхідної зони захисту для відкритих розподільчих пристроїв різних класів напруги. Розраховані радіуси та ширина зони захисту підтверджують ефективність прийнятого рішення та гарантують надійний захист.

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таким чином, у розділі доведено, що впровадження запропонованих заходів зі зниження шуму та організація ефективного блискавкозахисту сприяють підвищенню рівня безпеки експлуатації підстанції, зменшенню ризику аварійних ситуацій і забезпеченню нормативних умов праці для обслуговуючого персоналу.

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. <https://cigre.org.ua/wp-content/uploads/2021/>
2. В.С. Костишин, М.Й. Федорів. Електрична частина станцій та підстанцій : навч. посібник, Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2019. - 243 с.
3. Ткаченко М. В., Павленко В. М. Реконструкція трансформаторної підстанції для освітніх і наукових установ шляхом впровадження енергоефективних технологій. Електроенергетика, електромеханіка та технології в АПК: матеріали II Міжнародної науково-практичної конференції, Харків, 2024, С. 29–33
4. Правила устаткування електроустановок. Київ: 2023. 176 с.
5. Правила технічної експлуатації електростанцій та підстанцій: РД43.20.501-95, 2020. – 325 с
6. Пантелєєва І.В. Електрична частина станцій та підстанцій. Конспект лекцій для студентів спец. 141/ Укр. інж.-пед. акад. Харків: 2023. 81 с.
7. Гур'єв С.О., Хрящев О.О. Модернізація трансформаторних підстанцій для забезпечення стабільності енергопостачання в умовах зростання енергетичних навантажень. Електроенергетика та електротехніка, 2018.

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		