

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

Навчально-науковий інститут інформаційних технологій та робототехніки

Кафедра автоматики, електроніки та телекомунікацій

Пояснювальна записка

до кваліфікаційної роботи

бакалавра

на тему **Модернізація ділянки електропостачання ДП «Південна залізниця»**

Виконав: студент 2 курсу, групи 201-пМЕ
спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Мельник Є.О.

(прізвище та ініціали)

Керівник Галай В.М.

(прізвище та ініціали)

Рецензент Захарченко Р.В.

(прізвище та ініціали)

Полтава - 2023 рік

РЕФЕРАТ

кваліфікаційної роботи бакалавра «Модернізація ділянки електропостачання
ДП «Південна залізниця»

Робота містить 71 сторінку, 1 ілюстрацію, 20 таблиць, 17 використаних джерел.

Ключові слова: надійність, електропостачання, трансформаторна підстанція, напруга, електричне навантаження, повна потужність, компенсація реактивної потужності, струми короткого замикання, комутаційне обладнання, переріз провідника, заземлення.

Предметом дослідження кваліфікаційної роботи ділянка електропостачання а саме тягова підстанція залізниці. Об'єктом дослідження є розроблення заходів із модернізації для підвищення надійності електропостачання залізниці.

На основі аналізу даних виявлені проблеми електропостачання, такі як застаріле обладнання, надмірне навантаження, тощо.

Розроблені проектні рішення щодо модернізації електропостачання, включаючи заміну застарілого та зношеного обладнання, розрахунок трансформаторів більшої потужності

Робота має практичну цінність і її результати після більш детальної доробки можуть бути розглянуті для використання на даному підприємстві.

ZUSAMMENFASSUNG

Die vorliegende Bachelorarbeit mit dem Titel "Modernisierung des Stromversorgungsabschnitts der Staatsunternehmen 'Südbahn'"

Die Arbeit umfasst 71 Seiten, 1 Abbildung, 20 Tabellen und basiert auf 17 verwendeten Quellen.

Die Schlüsselwörter sind Zuverlässigkeit, Stromversorgung, Umspannwerk, Spannung, elektrische Last, Gesamtleistung, Blindleistungskompensation, Kurzschlussströme, Schaltgeräte, Leitungsquerschnitt und Erdung.

Das Ziel dieser Arbeit ist die Untersuchung und Entwicklung von Modernisierungsmaßnahmen zur Verbesserung der Zuverlässigkeit der Stromversorgung des Eisenbahnsystems, insbesondere des Unterwerks. Durch die Analyse der vorhandenen Daten wurden Probleme in der Stromversorgung identifiziert, wie veraltetes Equipment und übermäßige Belastung.

Im Rahmen der Arbeit wurden konzeptionelle Lösungen für die Modernisierung der Stromversorgung entwickelt, einschließlich des Austauschs veralteter und abgenutzter Ausrüstung sowie der Berechnung von Transformatoren mit höherer Leistung.

Die Ergebnisse dieser Arbeit sind von praktischem Wert und können nach weiterer detaillierter Ausarbeitung für den Einsatz in dem betreffenden Unternehmen in Betracht gezogen werden.

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

Інститут Навчально-науковий інститут інформаційних технологій та
робототехніки

Кафедра Автоматики, електроніки та телекомунікацій

Ступінь вищої освіти Бакалавр

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»

ЗАТВЕРДЖУЮ

**Завідувач кафедри автоматики,
електроніки та телекомунікацій**

_____ О.В. Шефер
«01» квітня 2023 р.

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ БАКАЛАВРУ СТУДЕНТУ

Мельник Євгеній Олександрович

1. Тема роботи **Модернізація ділянки електропостачання ДП «Південна
залізниця»**

керівник роботи Галай Василь Миколайович к.т.н., доц.

затверджена наказом вищого навчального закладу від ____ .2023 року № _____

2. Строк подання студентом проекту (роботи) 14.06.2023 р.

3. Вихідні дані до проекту (роботи) технічні характеристики наявного обладнання,
протоколи приймання обладнання та установок в експлуатацію, електричні
принципові схеми підстанції.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) Загальні відомості про об'єкт та визначення об'ємів робіт. Підбір
електрообладнання та матеріалів на основі прийнятих технологічних рішень.
Розробка структурної схеми електропостачання. Розрахунок параметрів
модернізованої системи електропостачання, визначення її технічних показників.
Огляд заходів безпеки під час ведення монтажних робіт. Опис процесу
впровадження проекту та його результати. Висновки.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових плакатів):

- 1) креслення трансформатора;
- 2) загальна електрична принципова схема тягової підстанції;
- 3) електрична принципова схема тієї ділянки де проводилась модернізація;
- 4) графік завантаження до модернізації;
- 5) структурна схема тягової підстанції
- 6) висновки.

6. Дата видачі завдання 01.04.2023 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

Пор. №	Назва етапів кваліфікаційної роботи бакалавра	Термін виконання етапів роботи			Примітка (плакати)
1	Дослідження теоретичних основ модернізації систем електропостачання. Визначення потреби в модернізації електропостачання на ДП «Південна залізниця».	26.04.23	I	20%	Пл. 1
2	Розроблення проекту модернізації системи електропостачання.	10.05.23		40%	Пл. 2
3	Розрахунок параметрів модернізованої системи електропостачання, визначення її технічних показників.	24.05.23	II	60%	Пл. 3
4	Складання схем електропостачання.	07.06.23		80 %	Пл. 4, 5
5	Опис процесу впровадження проекту та його результати. Висновки. Оформлення кваліфікаційної роботи бакалавра.	14.06.23	III	100%	Пл. 6

Студент _____ Мельник Є.О.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи _____ Галай В.М.
(підпис) (прізвище та ініціали)

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ	7
ВСТУП.....	8
1 ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ДІЛЯНКИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ.....	11
1.1 Головна схема електричних з'єднань тягової підстанції	11
1.2 Основне електричне устаткування підстанції	12
1.3 Силові трансформатори і трансформатори власних потреб	12
1.4 Основне комутаційне устаткування	14
1.5 Засоби захисту устаткування від атмосферних і комутаційних перенапружень	15
1.6 Засоби компенсації струмів ємностей.....	15
1.7 Вимірювальне устаткування, прилади обліку електричної енергії.....	16
2 РОЗРАХУНКОВО–ТЕХНІЧНА ЧАСТИНА.....	17
2.1 Вибір оптимальної потужності силових трансформаторів	17
2.1.1 Дослідження режимів роботи силових трансформаторів	17
2.1.2 Вибір силових трансформаторів.....	23
2.2 Розрахунок струмів короткого замикання електричної підстанції.....	27
2.2.1 Складання схеми заміщення і визначення її параметрів.....	28
2.3 Заходи щодо заміни електричного устаткування	34
2.3.1 Вибір принципової схеми розподільчого пристрою	35
2.3.2 Вибір комутаційної апаратури 110 кВ.....	35
2.3.3 Вибір комутаційної апаратури 27,5 кВ.....	37
2.4 Вибір високовольтних кабелів живлення.....	40
3 ОРГАНІЗАЦІЙНО-ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА	44
3.1 Монтаж розподільчої мережі.....	44
3.2 Експлуатація апаратів захисту електричних мереж.....	45
3.3 Ремонт та обслуговування комутаційної апаратури	49
4 ОХОРОНА ПРАЦІ	51
4.1 Технічні заходи з електробезпеки.....	51
4.1.1 Підготовка місця до роботи.....	51
4.1.2 Вимикання (зняття напруги)	51

4.1.3 Вивішування плакатів безпеки. Обгородження робочого місця	53
4.1.4 Перевірка відсутності напруги.....	56
4.1.5 Встановлення заземлень. Загальні вимоги	57
4.1.6 Встановлення заземлень в електроустановках підстанцій і в розподільчих устаткуваннях	58
4.2 Визначення та оцінка небезпечних і шкідливих чинників	61
4.3 Засоби індивідуального захисту	61
4.4 Заходи із запобігання та ліквідації надзвичайних ситуацій.....	62
4.5 Розрахунок заземлюючого пристрою	63
ВИСНОВКИ.....	67
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ	69

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

ВН – висока напруга

ГРП – головна розподільчий пристрій

ЗП – високовольтний запобіжник

КЗ – коротке замикання

ККД – коефіцієнт корисної дії

ЛЕП – лінія електропередач

НН – низька напруга

ПУЕ – правила улаштування електроустановок

РП – розподільний пристрій

СН – середня напруга

Т – трансформатор

ВСТУП

Історія електропостачання та залізничного транспорту нерозривно пов'язані між собою. Електричні залізниці з'явилися в кінці XIX століття, коли електропостачання стало більш поширеним. Першими в світі були введені в експлуатацію залізничні лінії з електричною тягою в США та Європі.

В 1879 році на Берлінській виставці відвідувачі мали змогу побачити першу в світі електричну залізницю, створену німецьким інженером Вернером фон Сіменсом. Електропотяг рухався без шуму пари й клубів диму зі швидкістю 6,5 км/год, живлячись від третьої рейки постійним струмом. Компанія Siemens пройшла довгий шлях від маленької майстерні до транснаціонального концерну, будуючи першу міжнародну телеграфну лінію в Європі, а потім і електропоїзди. Вже через два роки збудували трамвайне сполучення між станцією Ліхтерфельде Анхальтської залізниці та Кадетським Коледжем у Берліні, а в 1883 році електрифіковану залізницю в ірландському графстві Антрім. У 1887 році вперше став до ладу регулярний європейський трамвайний маршрут поблизу Відня, а в 1892 році розпочалося спорудження пражського трамваю.

У перших електричних залізницях електрична енергія передавалася через контактну мережу, яка складалася з ліній живлення та контактних дротів. Проте, цей метод мав свої недоліки, такі як складність утримання контактної мережі, що призводило до аварій, та обмеженість швидкості руху.

У 1920-х роках було винайдено та почали використовувати новий метод передачі електричної енергії для залізниць - систему третьої шини. За цією системою електроенергія передавалася через дві рейки та третій провідник, який проходив посередині. Цей метод передачі енергії став більш надійним та забезпечував більшу швидкість руху.

З початку 20 століття електропостачання залізниць стало більш ефективним та забезпечувало більшу безпеку руху поїздів.

З огляду на відсутність раніше проведених модернізаційних заходів на ділянці електропостачання ДП "Південна Залізниця", а також на зростання

енергоефективності та необхідності підвищення надійності електропостачання, метою даної кваліфікаційної роботи є розробка проекту модернізації ділянки електропостачання ДП "Південна Залізниця".

У зв'язку з постійним розвитком технологій та зростанням потреб споживачів у електроенергії, модернізація електричних мереж стає все більш актуальною. Це особливо стосується електропостачання залізниць, яке має свої особливості та вимоги до надійності та стабільності роботи.

ДП "Південна Залізниця" забезпечує перевезення пасажирів та вантажів по всій території країни. Для забезпечення надійного та безперебійного електропостачання потрібна модернізація електричних мереж на ділянці Південної Залізниці.

Модернізація електричних мереж має на меті підвищення енергоефективності та надійності роботи системи електропостачання шляхом заміни застарілої електротехніки на нову, більш продуктивну та ефективну. В результаті виконання проекту модернізації електричних мереж ДП "Південна Залізниця" планується досягти значного зменшення витрат на електроенергію та підвищення надійності роботи системи.

Розробка і вдосконалення систем електропостачання є актуальною та складною задачею в сучасному світі, де залежність від енергії стає все більшою. Особливу увагу заслуговують енергозабезпечення промислових підприємств та транспорту, так як вони є основними споживачами електричної енергії.

ДП "Південна Залізниця" є одним з провідних виробників вантажних перевезень в Україні. Компанія забезпечує транспортні потреби багатьох галузей економіки, зокрема, вугільної, металургійної та будівельної. Швидкість та ефективність перевезень є ключовими показниками роботи ДП "Південна Залізниця", а електропостачання є невід'ємною частиною забезпечення безперебійної роботи вантажних поїздів та залізничної інфраструктури в цілому.

Для вирішення цих проблем було запропоновано провести модернізацію ділянки електропостачання з метою підвищення її ефективності та надійності.

Одним з головних напрямків модернізації є заміна застарілої обладнання на нове, що відповідає сучасним стандартам та вимогам.

У зв'язку з цим, ця кваліфікаційна робота присвячена дослідженню можливостей модернізації ділянки електропостачання. У роботі буде проведено аналіз існуючого стану електропостачання, визначені основні проблеми та запропоновані шляхи їх вирішення.

В рамках дослідження будуть розглянуті питання, пов'язані зі заміною застарілої техніки на нову, включаючи трансформатори, вимикачі та інші елементи електропостачальної системи. Крім того, буде розглянуто можливість впровадження сучасних технологій управління та моніторингу електропостачальної системи з метою підвищення її надійності та ефективності.

Для розробки проекту модернізації системи електропостачання ДП "Південна Залізниця" необхідно врахувати кілька факторів, що впливають на ефективність та надійність роботи електромережі. Зокрема, до таких факторів можна віднести різноманітні технічні та технологічні особливості залізниці, змінні вимоги до енергоспоживання, вплив погодних умов на роботу мережі, а також вимоги до економічної ефективності.

1 ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ДІЛЯНКИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Оцінка стану підстанції, яка забезпечує електропостачання на ділянці 110/27,5/10 кВ «Полтава-Південна» ДП «Південна залізниця», свідчить про необхідність її модернізації. В цьому розділі розглядається список питань, рішення яких допоможе визначити обсяг робіт, що необхідно провести для покращення технічного стану діючої підстанції. Особлива увага приділяється таким питанням, як надійність, простота та зручність експлуатації схем електричних з'єднань, фізичний знос електричного устаткування підстанції, а також можливість впровадження нових технологій, зокрема систем телемеханіки, автоматизованих систем обліку електроспоживання, релейного захисту і автоматики на основі мікропроцесорної техніки.

1.1 Головна схема електричних з'єднань тягової підстанції

Тягова підстанція – це електроенергетична підстанція, яка забезпечує живлення залізниці, а також міського трамвайного та тролейбусного транспорту. Тягові підстанції служать для перетворення трифазного змінного струму напругою 6-10 кВ в постійний струм напругою 600 В для трамваїв і тролейбусів і 825 В - для метрополітену. Як правило, тягові підстанції також забезпечують зниження напруги до стандартних 220 В для живлення електрообладнання станцій і засобів управління. Такі підстанції виконують важливу функцію з перетворення та розподілу електричної енергії, що необхідна для забезпечення руху потягів. Підстанція включає розподільні пристрої, два трансформатори по 40 МВА, трансформатори струму, трансформатори власних потреб, пристрої управління і інші допоміжні пристрої.

Тягова підстанція 110/27,5/10 «Полтава-Південна» живиться за кільцевою схемою 110 кВ, що значно підвищує надійність електропостачання споживачів.

Тягова підстанція 110/27,5/10 «Полтава-Південна» на даний час є діючою.

Споживачі власних потреб підстанції живляться від щита змінного струму 0,4

кВ, що підключений до існуючих трансформаторів власних потреб.

Підстанція використовує та перетворює змінний струм промислової частоти, що є най розповсюдженими способам передачі електроенергії. Це пояснюється мінімальними втратами при передачі змінного струму. Так як підстанція планувалася для живлення цивільних та споживачів з загальними вимогами до електроенергії вона повинна мати уніфіковані параметри. Саме тому застосовується струм промислової частоти 50 Гц. Та відповідні класи напруг. 27,5 кВ – для передачі електроенергії на великі відстані при середніх потужностях, 10 кВ – для передачі на місцях та невеликі відстані.

1.2 Основне електричне устаткування підстанції

Тягова підстанція спроектована із застосуванням комплектної трансформаторної підстанції з блоків заводського виконання.

Розташування устаткування підстанції виконане відповідно до будівельних норм і правил електроустановок (ПУЕ). Територія підстанції захищена від господарсько – побутових забудов сітчастим обгороджуванням.

Кабелі оперативних ланцюгів, ланцюгів управління, релейного захисту і автоматики прокладаються в лотках із залізобетонних конструкцій без заглиблення їх в ґрунт або в металевих лотках.

1.3 Силові трансформатори і трансформатори власних потреб

На тяговій підстанції встановлено два силові три обмоточні трансформатори: Т1 і Т2 типу ТДТНЖ-40000/110. Нейтралі обмоток трансформаторів у нормальному стані заземлені для зниження струмів короткого замикання. У таблиці 1.1 представлені характеристики силових трансформаторів Т1 і Т2.

Таблиця 1.1 – Основні технічні характеристики силових трансформаторів Т1 і Т2 типу ТДТНЖ - 40000/110

Трансформатор	Т1	Т2
Тип	ТДТНЖ	ТДТНЖ
Номінальна потужність $S_{\text{ном}}$ кВ·	40000	40000
Номінальна напруга ВН, кВ	115	115
Номінальна напруга СН, кВ	27,5	27,5
Номінальна напруга НН, кВ	10	10
Напруга короткого замикання U_k , %	10,5	10,5
Струм холостого ходу I_x , %	0,55	0,55
Втрати холостого ходу ΔP_x , кВт	34	34
Схема з'єднання обмоток	Y -(/Δ	Y -(/Δ
Межі регулювання напруги	$\pm 2 \times 2,5\%$	$\pm 2 \times 2,5\%$
Тип вбудованих трансформаторів струму коефіцієнт трансформації	ТЛК-10 100/5/5	ТЛК-10 100/5/5
Рік виготовлення / рік установки	2003/2004	2003/2004
Норма на повне відновлення, %	4,4	4,4
Термін корисного використання, років	20	20

Таблиця 1.2 - Технічні характеристики трансформаторів власних потреб типу ТМ- 40/10/0,4

Трансформатор		Т3	Т4
Тип		ТМ	ТМ
Номінальна потужність $S_{\text{ном}}$, кВ · А		400	400
Номінальна напруга $U_{\text{ном}}$, кВ	10	10	10
	0,4	0,4	0,4
Напруга короткого замикання U_k , %		4,7	4,7
Номінальний струм		200,8	200,8
Втрати короткого замикання ΔP_k , кВт		1,47	1,47
Струм холостого ходу I_x , %		2,8	2,8
Втрати холостого ходу ΔP_x , кВт		0,26	0,26
Схема з'єднання обмоток		Y/Y -(	Y/Y -(

Продовження таблиц 1.2

Межі регулювання напруги	$\pm 2 \times 2,5\%$	$\pm 2 \times 2,5\%$
Рік виготовлення / рік установки	2000/2004	2000/2004
Норма на повневі дновлення, %	4,4	4,4
Термін корисного використання, років	20	20

1.4 Основне комутаційне устаткування

Таблиця 1.3 Паспортні дані розмикачів, короткозамикачів і відокремлювачів

№	Найменування	Тип обладнання	Номинальна напруга, кВ	Номинальний струм, А
1	РЛ 3-110	РДЗ.1-110/1000 УХЛ 1	110,0	1000
2	РЛ 4-110	РДЗ.2-110/1000 УХЛ 1	110,0	1000
3	РЛ 6-110	РДЗ.1-110/1000 УХЛ 1	110,0	1000
4	РЛ 10-110	РДЗ.1-110/1000 УХЛ 1	110,0	1000
5	РЛО 11-110	РДЗ.2-110/1000 УХЛ 1	110,0	1000
6	РЛ 12-110	РДЗ.2-110/1000 УХЛ 1	110,0	1000
7	РЛ 13-110	РДЗ.1-110/1000 УХЛ 1	110,0	1000
8	РЛО 14-110	РДЗ.1-110/1000 УХЛ 1	110,0	1000
9	РЛ 15-110	РДЗ.2-110/1000 УХЛ 1	110,0	1000
10	РЛ 16-110	РДЗ.1-110/1000 УХЛ 1	110,0	1000
11	РЛО 17-110	РДЗ.2-110/1000 УХЛ 1	110,0	1000
12	РЛ 18-110	РДЗ.2-110/1000 УХЛ 1	110,0	1000
13	РЛ 19-110	РДЗ.1-110/1000 УХЛ 1	110,0	1000
14	РЛО 20-110	РДЗ.1-110/1000 УХЛ 1	110,0	1000
15	РЛ 21-110	РДЗ.2-110/1000 УХЛ 1	110,0	1000
16	РЛ 22-110	РДЗ.2-110/1000 УХЛ 1	110,0	1000

1.5 Засоби захисту устаткування від атмосферних і комутаційних перенапружень

Від грозових перенапружень, а також від максимально можливих внутрішніх перенапружень усі електроустановки підстанції захищені вентильними розрядниками: РВС- 110 - в ланцюгах силових трансформаторів Т1 і Т2; РВС- 35+15 - в нейтралях силових трансформаторів Т1 і Т2; РВО- 10 - на збірних шинах 10 кВ. Від прямих ударів блискавки підстанція захищена стержневими і тросовими громовідводами.

1.6 Засоби компенсації струмів ємностей

Характеристика трансформатора ДГК представлена в таблиці 1.9.

Таблиця 1.4 - Параметри трансформатора дугогасильної котушки

Параметр		Трансформатор ДГК
1		2
Тип		ТМ
Номінальна потужність $S_{ном}$, кВ·А		400
Номінальна напруга $U_{ном}$, кВ	ВН	10
	НН	0,4
Напруга короткого замикання U_k , %		4,5
Втрати короткого замикання ΔP_k , кВт		3,7
Струм холостого ходу I_x , %		2,3
Втрати холостого ходу ΔP_x , кВт		1,05
Схема з'єднання обмоток		Y -(/Δ
Межі регулювання напруги		$\pm 2 \times 2,5\%$
Рік виготовлення / рік установки		-/1990
Норма на повне відновлення, %		4,4
Термін корисного використання, років		23

1.7 Вимірювальне устаткування, прилади обліку електричної енергії

На введеннях силових трансформаторів на стороні 110 кВ встановлені трансформатори струму типу ТВТ- 110, на стороні 10 кВ – ТЛК-10. Також на стороні 27,5 кВ встановлені трансформатори струму типу ТЛО-35/1.

2 РОЗРАХУНКОВО-ТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Вибір оптимальної потужності силових трансформаторів

2.1.1 Дослідження режимів роботи силових трансформаторів

Для проведення дослідження режимів роботи силових трансформаторів були використані дані контрольних вимірів, які надала оперативно-диспетчерська служба. З метою вивчення динаміки зміни навантажень на підстанції, ми проведемо порівняльний аналіз контрольних вимірів за 2020, 2021 і 2022 роки на введеннях напругою 27,5 кВ для трансформаторів Т1 і Т2. Цей аналіз буде базуватися на відповідних даних, які містяться в таблицях 2.1 і 2.2 для кожної контрольної доби.

Таблиця 2.1 - Результати вимірів навантажень на стороні 27,5 кВ за 2020, 2021, 2022 років для трансформатора Т1

Час доби	Навантаження, А		
	2020 рік	2021 рік	2022 рік
1	680	801	835,1
2	652	800	834,1
3	663	787,2	787,2
4	648	773,6	773,6
5	639,5	800,6	800,6
6	631	553,4	553,4
7	622,5	722,5	722,5
8	432,7	624,7	624,7
9	432,7	634,7	634,7
10	302,3	524,0	524,0
11	360,3	570,3	570,3
12	374,3	621,3	621,3
13	324,3	555,3	555,3
14	397,0	556,0	556,0
15	481,7	597,0	597,0
16	607,7	677,7	677,7

Продовження таблиці 2.1

17	587,9	687,9	687,9
18	350,7	687,9	687,9
19	396,6	776,7	776,7
20	476,7	754,3	754,3
21	654,3	784,3	784,3
22	680,9	800,9	800,9
23	674,5	800,5	835,5
24	693,0	803,0	803,0

Таблиця 2.2 - Результати вимірів навантажень на стороні 27,5 кВ за 2020, 2021, 2022 років для трансформатора Т2

Час доби	Навантаження, А		
	2020 рік	2021 рік	2022 рік
1	690	801,4	800,8
2	602	800,6	810,6
3	594,4	787,2	757,4
4	648	773,6	703,9
5	639,5	800,6	800,6
6	541,5	553,4	653,4
7	622,5	722,5	722,5
8	432,7	524,7	524,7
9	432,7	534,7	534,7
10	302,3	424,0	424,0
11	360,3	570,3	570,3
12	337,4	521,3	521,3
13	337,4	505,3	505,3
14	397,0	556,0	556,0
15	481,7	597,0	597,0
16	481,7	677,7	677,7
17	587,9	687,9	687,9
18	350,7	687,9	687,9
19	396,6	776,7	766,7
20	476,7	754,3	704,3

Продовження таблиці 2.2

21	654,3	784,3	706,3
22	680,9	800,9	800,9
23	674,5	800,5	800,5
24	693,0	800,0	803,0

Таким чином, режими роботи трансформаторів Т1 і Т2 стабільні і безпосередньо залежать від режиму роботи залізничного транспорту.

Використовуючи дані таблиць 2.1 і 2.2 визначимо значення потужностей, що протікають через трансформатори Т1 і Т2. Значення потужності визначимо по формулі:

$$S = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \quad (2.1.1)$$

де, U - напруга, кВ;

I - свідчення амперметрів у відповідні моменти часу, А.

Далі визначуваний коефіцієнт завантаження трансформаторів Т1 і Т2 по формулі:

$$K_z = \frac{S}{S_{нт}} \quad (2.1.2)$$

де, $S_{нт}$ - номінальна потужність трансформатора, кВ·А;

S - навантаження у відповідні моменти часу, кВ·А.

За даними, представленими в таблицях 2.3-2.6 будуюмо графіки залежності коефіцієнта завантаження і потужності від часу доби.

Таблиця 2.3 - Результати розрахунків потужностей на стороні 27,5 кВ за 2020, 2021, 2022 років для трансформатора Т1

Час доби	Потужність, кВ·А		
	2020	2021	2022
1	32389,4	38152,7	39777,0
2	31055,7	38105,1	39729,3
3	31579,6	37495,4	37495,4

Продовження таблиці 2.3

4	30865,1	36847,6	36847,6
5	30460,3	38133,7	38133,7
6	30055,4	26359,2	26359,2
7	29650,5	34413,7	34413,7
8	20610,1	29755,3	29755,3
9	20610,1	30231,6	30231,6
10	14399,0	24958,9	24958,9
11	17161,6	27164,2	27164,2
12	17828,4	29593,4	29593,4
13	15446,9	26449,7	26449,7
14	18909,7	26483,1	26483,1
15	22944,0	28435,9	28435,9
16	28945,6	32279,8	32279,8
17	28002,5	32765,6	32765,6
18	16704,3	32765,6	32765,6
19	18890,6	36997,4	36997,4
20	22708,0	35929,2	35929,2
21	31166,1	37358,1	37358,1
22	32431,8	38147,5	38147,5
23	32125,7	38127,2	39794,3
24	33010,4	38249,8	38249,8

Таблиця 2.4 - Результати розрахунків потужностей на стороні 27,5 кВ за 2020, 2021, 2022 років для трансформатора Т2

Час доби	Потужність, кВ·А		
	2020	2021	2022
1	32865,7	38171,8	38143,2
2	28674,1	38133,7	38610,0
3	28312,1	37495,4	36076,0
4	30865,1	36847,6	33527,7
5	30460,3	38133,7	38133,7
6	25792,4	26359,2	31122,4
7	29650,5	34413,7	34413,7
8	20610,1	24992,2	24992,2
9	20610,1	25468,5	25468,5
10	14399,0	20195,7	20195,7
11	17161,6	27164,2	27164,2

Продовження таблиці 2.4

12	16070,8	24830,2	24830,2
13	16070,8	24068,1	24068,1
14	18909,7	26483,1	26483,1
15	22944,0	28435,9	28435,9
16	22944,0	32279,8	32279,8
17	28002,5	32765,6	32765,6
18	16704,3	32765,6	32765,6
19	18890,6	36997,4	36521,1
20	22708,0	35929,2	33547,6
21	31166,1	37358,1	33642,9
22	32431,8	38147,5	38147,5
23	32125,7	38127,2	38127,2
24	33010,4	38106,9	38249,8

Таблиця 2.5 - Результати розрахунків коефіцієнтів завантаження на стороні 27,5 кВ за 2020, 2021, 2022 років для трансформатора Т1

Час доби	Коефіцієнт завантаження		
	2020	2021	2022
1	0,81	0,95	0,99
2	0,78	0,95	0,99
3	0,79	0,94	0,94
4	0,77	0,92	0,92
5	0,76	0,95	0,95
6	0,75	0,66	0,66
7	0,74	0,86	0,86
8	0,52	0,74	0,74
9	0,52	0,76	0,76
10	0,36	0,62	0,62
11	0,43	0,68	0,68
12	0,45	0,74	0,74
13	0,39	0,66	0,66
14	0,47	0,66	0,66
15	0,57	0,71	0,71
16	0,72	0,81	0,81
17	0,70	0,82	0,82
18	0,42	0,82	0,82
19	0,47	0,92	0,92
20	0,57	0,90	0,90

Продовження таблиці 2.5

21	0,78	0,93	0,93
22	0,81	0,95	0,95
23	0,80	0,95	0,99
24	0,83	0,96	0,96

Таблиця 2.6 - Результати розрахунків коефіцієнтів завантаження на стороні 27,5 кВ за 2020, 2021, 2022 років для трансформатора Т2

Час доби	Коефіцієнт завантаження		
	2020	2021	2022
1	0,82	0,95	0,95
2	0,72	0,95	0,97
3	0,71	0,94	0,90
4	0,77	0,92	0,84
5	0,76	0,95	0,95
6	0,64	0,66	0,78
7	0,74	0,86	0,86
8	0,52	0,62	0,62
9	0,52	0,64	0,64
10	0,36	0,50	0,50
11	0,43	0,68	0,68
12	0,40	0,62	0,62
13	0,40	0,60	0,60
14	0,47	0,66	0,66
15	0,57	0,71	0,71
16	0,57	0,81	0,81
17	0,70	0,82	0,82
18	0,42	0,82	0,82
19	0,47	0,92	0,91
20	0,57	0,90	0,84
21	0,78	0,93	0,84
22	0,81	0,95	0,95
23	0,80	0,95	0,95
24	0,83	0,95	0,96

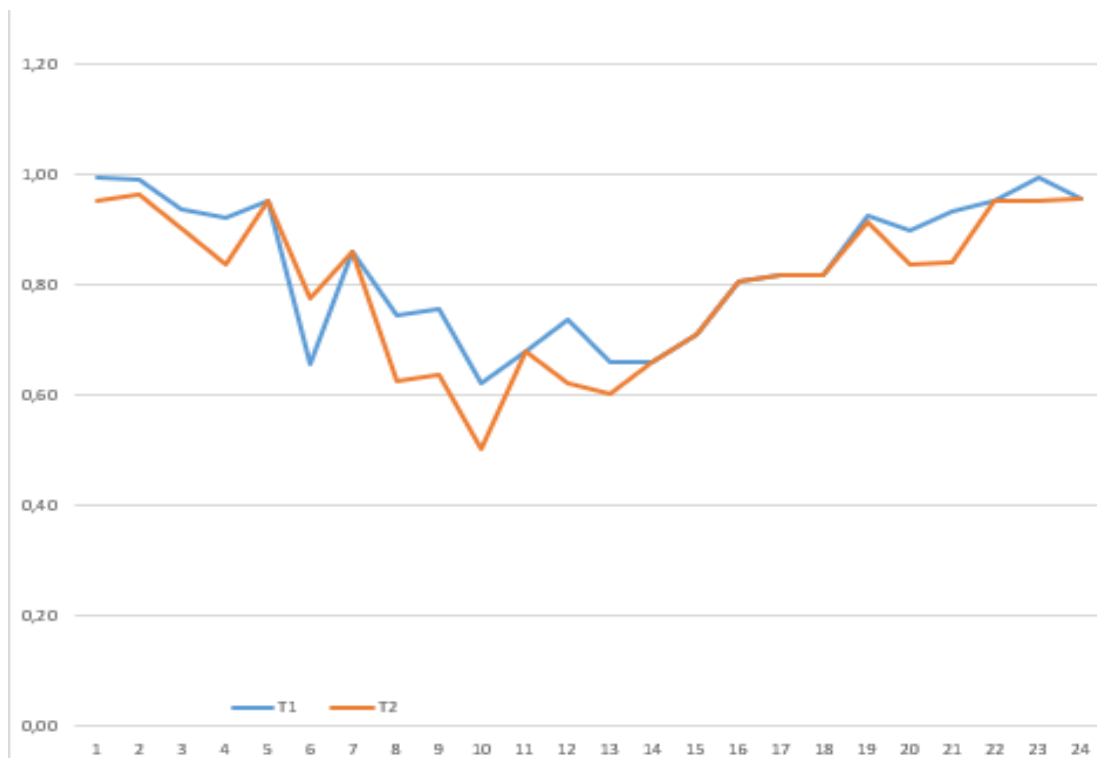


Рисунок 2.1 - Залежність коефіцієнта завантаження від часу доби

З аналізу графіка 2.1 можна відзначити, що вранішні та вечірні години мають більше навантаження. Це пояснюється графіком руху залізничного транспорту. Крім того, за останні роки спостерігається значний приріст навантаження на систему, і цей тренд продовжується. В зв'язку з цим, необхідно встановити трансформатори більшої потужності, щоб забезпечити потрібну потужність.

2.1.2 Вибір силових трансформаторів

Таблиця 2.7 – Дані трансформатора

Тип	S_H , кВА	ΔP_{XX} , кВт	ΔP_{K3} , кВт	U_K , %	ΔI_{XX} , %	Ціна, грн.
ТДТНЖ–63000/110/10	63000	56	290	17,5	55	1800000
ТДТНЖ–63000/110/10	63000	56	290	17,5	55	1800000

Розрахункова потужність трансформаторів визначається по формулі:

$$S_{\text{розрах}} = \frac{S_{\text{нб}}}{K_{\text{ав}} \cdot (n-1)} \quad (2.1.3)$$

де, $S_{\text{розрах}}$ - розрахункова потужність трансформатора, кВ·А;

$S_{\text{розрах}}$ - найбільша потужність, протікаюча по трансформатору при найгіршому режимі, кВ·А;

n - кількість трансформаторів на підстанції;

$K_{\text{ав}}$ - аварійний коефіцієнт завантаження трансформатора.

Вибір встановленої потужності трансформаторів на підстанції перевіряється за умовами їх роботи в нормальному і після аварійному режимах.

Коефіцієнт завантаження трансформатора в нормальному режимі визначається з умови [1, с. 50]:

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{S_{\text{нб}}}{3 \cdot S_{\text{т}}} \leq 0,7 \quad (2.1.4)$$

де, $S_{\text{т}}$ - номінальна потужність трансформатора, кВ·А.

Тоді в після аварійному режимі, виходячи з допустимого перевантаження в 40%, коефіцієнт завантаження повинен задовольняти умові [1, с. 50]:

$$K_3^{\text{ав}} = \frac{S_{\text{нб}}}{2 \cdot S_{\text{т}}} \leq 1,4 \quad (2.1.5)$$

Навантаження в найгіршому режимі складає:

$$S_{\text{нб}} = 39794,3 + 38610 = 78404,3 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Визначимо розрахункову потужність трансформаторів по формулі (2.1.3):

$$S_{\text{розрах}} = \frac{78404,3}{1,4 \cdot (2 - 1)} = 56003,07 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Це значення округлюємо до найближчого більшого значення і виберемо додатковий трансформатор з номінальною потужністю 40000 кВ · А.

Коефіцієнт завантаження в нормальному режимі:

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{78404,3}{2 \cdot 63000} = 0,62.$$

Коефіцієнт завантаження в після аварійному режимі:

$$K_3^{\text{ав}} = \frac{78404,3}{40000} = 1,24.$$

Остаточно приймаємо два трансформатори типу ТДТНЖ –63000/110/10

Втрата реактивної потужності в трансформаторів, в режимі холостого ходу Q_{xx} , квар, визначаю відповідно формули (2.1.4) за [1,с. 55]:

$$\Delta Q_{xx} = \frac{I_{xx}}{100} \cdot S_n, \quad (2.1.4)$$

де I_{xx} — струм холостого ходу трансформатора, %;

$$\Delta Q_{xx1} = \frac{0,55}{100} \cdot 63000 = 346,5 \text{ квар.}$$

Втрата реактивної потужності в режимі короткого замикання $\Delta Q_{кз}$, квар визначаю відповідно формули (2.1.5) за [1,с. 56]:

$$\Delta Q_{кз} = \frac{U_K}{100} \cdot S_n, \quad (2.1.5)$$

де U_K – напруга короткого замкнення, %;

$$\Delta Q_{K31} = \frac{0,175}{100} \cdot 63000 = 110,25 \text{ квар.}$$

Приведені втрати реактивної потужності в силовому трансформаторі, $\Delta P'$, кВт визначаю згідно формули (2.1.6) за [1, с. 58]:

$$\Delta P' = \Delta P_{XX} + K_{II} \cdot \Delta Q_{XX} + K_3^2 \cdot (\Delta P_{K3} + K_{II} \cdot \Delta Q_{K3}) \quad (2.1.6)$$

де ΔP_{XX} – втрата потужності холостого ходу в трансформаторі, кВт;

K_{II} – коефіцієнт втрат, 5% [2, с. 60];

ΔP_{K3} – втрати потужності в режимі короткого замикання, кВт;

$$\Delta P'_1 = 56 + 0,05 \cdot 346,5 + 0,62^2 \cdot (290 + 0,05 \cdot 110,25) = 186,92 \text{ кВт.}$$

Приведені втрати енергії в силовому трансформаторі $\Delta W'$, кВт·г, визначаю згідно формули (2.1.7) за [1, с.58]:

$$\Delta W' = \Delta P' \cdot T_H, \quad (2.1.7)$$

де T_H – час використання максимального навантаження при двозмінній роботі 4500 год. [1, с. 30];

$$\Delta W'_1 = 186,92 \cdot 4500 = 841140 \text{ кВт} \cdot \text{г.}$$

Вартість втраченої електроенергії в силовому трансформаторі C , грн. визначаю згідно формули (2.1.8) за [1, с. 60]:

$$C = \Delta W' \cdot \Pi, \quad (2.1.8)$$

де Π – вартість однієї втраченої кВт · год електроенергії, 1,68 грн. [2, с. 70];

$$C_1 = 841140 \cdot 1,68 = 1413115,2 \text{ грн.}$$

Капітальні витрати по трансформаторах, K , грн. визначаю згідно формули (2.1.9) за [1, с. 60]:

$$K = n \cdot C_T, \quad (2.1.9)$$

де C_T – ціна одного трансформатора, тис.грн.;

$$K_1 = 2 \cdot 1800000 = 3600000 \text{ тис. грн.}$$

У даному розділі були проведені дослідження щодо режимів роботи силових трансформаторів Т1 і Т2, а також були визначені їх коефіцієнти завантаження. Конкретно, коефіцієнт завантаження трансформатора Т1 склав 99%, тоді як для трансформатора Т2 він становить 97%. В результаті було прийнято рішення про встановлення нових трансформаторів ТДТНЖ – 63000/110/10.

2.2 Розрахунок струмів короткого замикання електричної підстанції

Розрахунок струмів короткого замикання виконується з метою вибору та перевірки електричного устаткування, а також налаштування параметрів електричних апаратів релейного захисту. У разі потреби розглядаються заходи, спрямовані на обмеження струмів короткого замикання.

Короткі замикання виникають у випадках, коли ізоляція електричних мереж втрачає свою ефективність через старіння, пробої, обриви дротів, механічні пошкодження кабельних ліній, блискавкові удари або неправильні дії обслуговуючого персоналу.

Зазвичай, короткі замикання супроводжуються збільшенням струмів у пошкоджених фазах, які перевищують номінальні значення у кілька разів.

Протікання струмів короткого замикання призводить до збільшення електроенергетичних втрат у провідниках і контактах, що призводить до нагрівання. Нагрівання може призвести до руйнування ізоляції, спричинити зварювання і вигорання контактів та інші негативні наслідки. Тому провідники і апаратура повинні бути перевірені на термічну стійкість.

Крім того, протікання струмів короткого замикання викликає значні електродинамічні сили між провідниками, що можуть призвести до пошкодження ізоляції та струмопровідних частин. Тому електричне устаткування також повинне бути перевірене на електродинамічну стійкість.

2.2.1 Складання схеми заміщення і визначення її параметрів

Для запобігання коротким замиканням і зменшення їх наслідків, важливо правильно визначити величини струмів короткого замикання (КЗ) і на їх основі вибрати необхідне обладнання захисту та засоби для обмеження КЗ.

Для визначення струмів КЗ складається розрахункова схема, яка відповідає нормальному режиму роботи системи електропостачання, з урахуванням паралельного включення всіх джерел живлення. У розрахунковій схемі враховуються опори джерел живлення, трансформаторів і ліній електропередач. На основі розрахункової схеми складається схема заміщення, в якій показуються опори джерел живлення і споживачів, а також визначаються точки для розрахунку струмів КЗ.

На рисунку 2.1 зображена розрахункова схема для визначення параметрів короткого замикання.

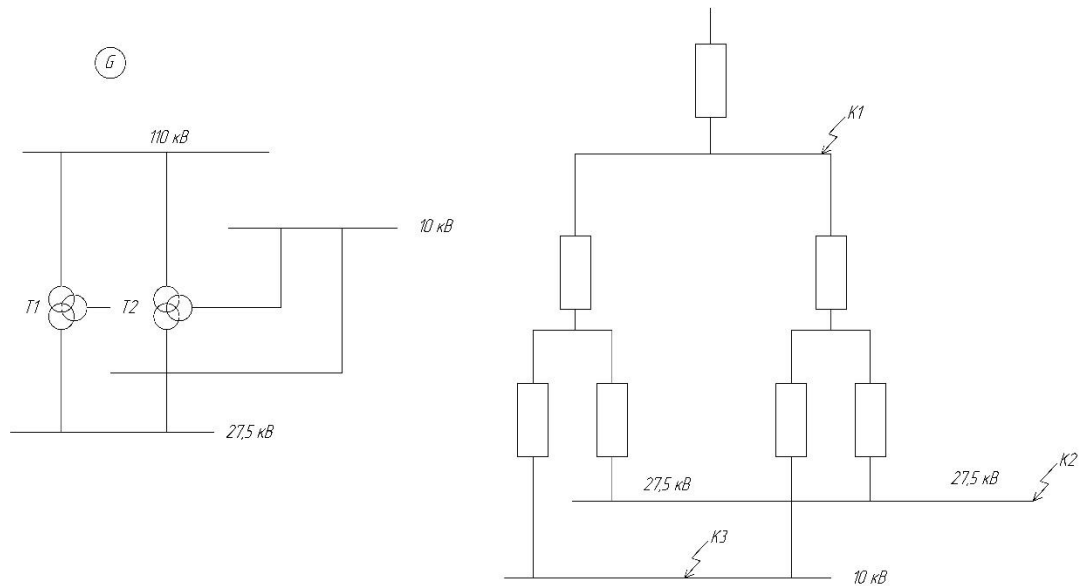


Рисунок 2.1- Розрахункова схема підстанції

Параметри ЕС, підключених до РП 110 кВ:

$$S_{H1C110} = 2700 \text{ MVA};$$

$$x_{H1C110} = 2;$$

$$l_{лэп110} = 28 \text{ км.}$$

Розраховуємо всі опори в відносних одиницях

Приймаємо базову потужність $S_{\delta} = 1000 \text{ MVA}$.

Визначаємо опір системи по формулі:

Базисну напругу U_{δ} , кВ визначаємо за формулою (2.2.1) [1, с. 229..241]:

$$U_{\delta} = U_H + 0,05 \cdot U_H; \quad (2.2.1)$$

$$U_{\delta 1} = 110 + 0,05 \cdot 110 = 115,5 \text{ кВ.}$$

$$U_{\delta 2} = 27,5 + 0,05 \cdot 27,5 = 28,87 \text{ кВ}$$

Визначаємо опір системи по формулі:

$$X_1 = X_{H1C*} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{H.C}}, \quad (2.2.2)$$

$$X_1 = 2 \cdot \frac{1000}{2700} = 0,74.$$

Опір ЛЕП:

$$X_2 = X_3 = X_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2}, \quad (2.2.3)$$

де $X_{уд} = 0,4$ Ом/км [5] – питомий опір ЛЕП;

l – довжина ЛЕП;

$U_{cp} = 115$ кВ – середня напруга.

$$X_2 = X_3 = 0,4 \cdot 28 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,85.$$

Визначаємо опір трансформаторів [1, с. 229..241]:

$$X_4 = X_5 = \frac{U_K \%}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{H,T}} = \frac{0,5 \cdot (U_{BC} + U_{BH} - U_{CH})}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{H,T}}, \quad (2.2.4)$$

$$X_4 = X_5 = \frac{0,5 \cdot (10,5 + 17,5 - 7)}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 1,6;$$

$$X_6 = X_7 = \frac{U_K \%}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{H,T}} = \frac{0,5 \cdot (U_{BC} + U_{CH} - U_{BH})}{100} \quad (2.2.5)$$

$$X_6 = X_7 = \frac{0,5 \cdot (10,5 + 7 - 17,5)}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 0;$$

$$X_8 = X_9 = \frac{U_K \%}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{H,T}} = \frac{0,5 \cdot (U_{BH} + U_{CH} - U_{BC})}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{H,T}}, \quad (2.2.6)$$

$$X_8 = X_9 = \frac{0,5 \cdot (17,5 + 6 - 10,5)}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 1,03.$$

Розрахунок струму К.З в точці К1

Складаємо схему заміщення, не враховуючи ті опори, по яким струм в точку К.З. не протікає.

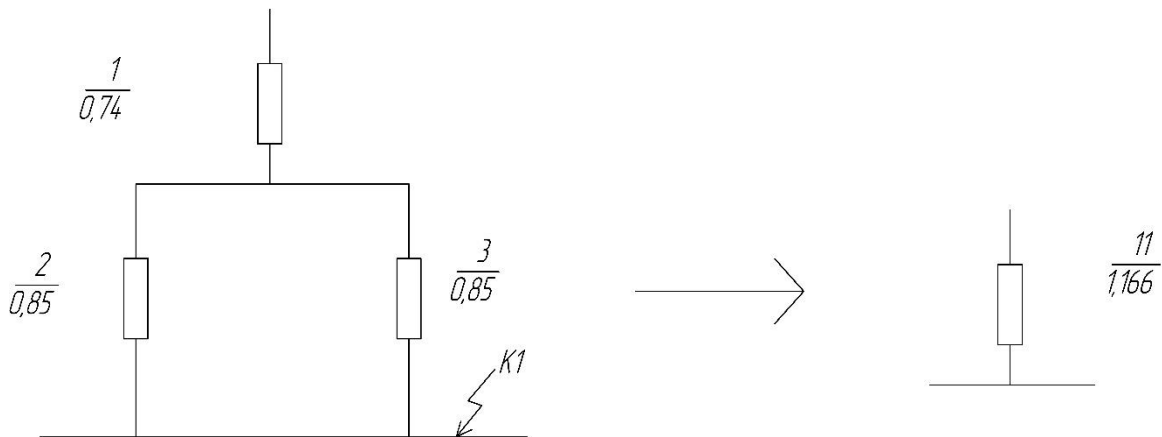


Рисунок 2.2 – Схема заміщення для К₁

Розраховуємо опір схеми заміщення [1, с. 229..241]:

$$X_{10} = X_2 // X_3 = \frac{X_2}{2} = \frac{0,85}{2} = 0,425;$$

$$X_{11} = X_1 + X_{10} = 0,74 + 0,425 = 1,166.$$

Знаходимо періодичну складову струму К.З. в момент К.З за формулою (2.2.7) [1, с. 229..241]:

$$I_{п.0} = \frac{E_{*}^{//} \cdot I_6}{X_{11}} \quad (2.2.7)$$

де $E_{*}^{//} = 1$ – середнє значеннє свєрхперехідної ЕДС при номінальних умовах (для енергосистеми);

I_6 – базовий струм, кА.

Розраховуємо базовий струм за формулою (2.2.8) [1, с. 229..241]:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}; \quad (2.2.8)$$

$$I_6 = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115,5} = 4,99 \text{ кА};$$

$$I_{п,0} = \frac{1 \cdot 4,99}{1,166} = 4,27 \text{ кА}.$$

Для перевірки шин та апаратів на динамічну стійкість визначаємо ударний струм КЗ розраховується за формулою (2.2.9) [1, с. 229..241]:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{п,0} \cdot k_y, \quad (2.2.9)$$

де k_y – ударний коефіцієнт, $k_y = 1,608$ —для РУ–110 кВ

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 4,27 \cdot 1,608 = 9,71 \text{ кА}.$$

Аперіодична складова струму К.З. в момент розведення контактів вимикача розраховується за формулою (2.2.10) [1, с. 229..241]:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п,0} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \quad (2.2.10)$$

де $\tau = 0,1 \text{ с}$ – час розмикання ланцюга К.З. дугогасительними контактами вимикача

$T_a = 0,02 \text{ с}$ – постійна часова затухання аперіодично складаюча струму К.З

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 4,27 \cdot e^{\frac{-0,1}{0,02}} = 0,04$$

Періодична складова струму К.З. в момент розмикання контактів:

$$I_{п,τ} = I_{п.0} = 4,27 \text{ кА} .$$

Розраховуємо струми К.З. у точці К₂

Схема заміщення зображена на рисунку 2.3

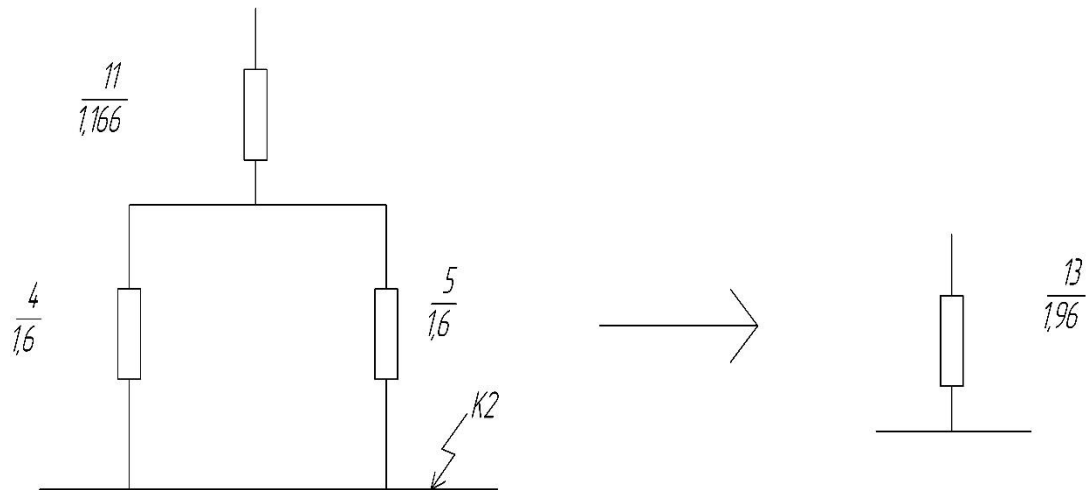


Рисунок 2.3 – Схема заміщення для К₂

Визначаємо опір схеми заміщення:

$$X_{12} = X_4 // X_5 = \frac{X_4}{2} = \frac{1,6}{2} = 0,8$$

$$X_{13} = X_{11} + X_{12} = 1,166 + 0,8 = 1,96$$

Розраховуємо базовий струм за формулою (2.2.8):

$$I_{\phi} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 28,87} = 19,99 \text{ кА};$$

Періодична складова струму в момент К.З. за формулою (2.2.7):

$$I_{п.0} = \frac{1 \cdot 19,99}{1,96} = 10,2 \text{ кА}.$$

Ударний струм визначається в співвідношенні з формулою (2.2.9):

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 10,2 \cdot 1,608 = 23,2 \text{ кА.}$$

Аперіодична складова струму К.З. в момент розмикання контактів вимикача знаходиться у відповідності з формулою (2.2.10):

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 10,2 \cdot e^{\frac{-0,1}{0,02}} = 0,097 \text{ кА,}$$

$$I_{п,\tau} = I_{п,0} = 10,2 \text{ кА.}$$

Аналогічно проводимо розрахунок для точки КЗ і зводимо результати до таблиці 2.8

Таблиця 2.8 - Результати розрахунку струмів короткого замикання

Параметр	Точка		
	К1	К2	К3
I_{σ} , кА	4,99	19,99	54,98
$I_{п,0}$, кА	4,27	10,2	22,21
k_y	1,608	1,608	1,369
i_y , кА	9,71	23,2	42,9
$i_{a,\tau}$, кА	0,04	0,097	0,0014
$I_{п,\tau}$, кА	4,27	10,2	22,21

2.3 Заходи щодо заміни електричного устаткування

З аналізу першого розділу видно, що окремі види устаткування на підстанції знаходиться у фізично зношеному стані. Його характеристики не відповідають сучасним вимогам і не забезпечують працездатність в екстремальних умовах. Тому необхідно провести заміну електроустаткування. Крім того, для підвищення надійності схеми електропостачання необхідно замінити окрему окмутаційну апаратуру на 110 і 27,5 кВ.

2.3.1 Вибір принципової схеми розподільчого пристрою

При виборі головної схеми електричних з'єднань підстанції необхідно враховувати наступні вимоги:

1) схема повинна забезпечувати надійне живлення приєднаних споживачів в нормальному, ремонтному і післяаварійному режимах;

2) схема повинна забезпечувати надійність транзиту потужності через підстанцію в нормальному, ремонтному і післяаварійному режимах;

3) схема має бути по можливості простою, наочною, економічною і забезпечувати засобами автоматики відновлення живлення споживачів в післяаварійній ситуації без втручання персоналу; схема повинна допускати поетапний розвиток РУ з переходом від одного етапу до іншого без значних робіт по реконструкції і перерв в живленні споживачів;

4) число вимикачів, що одночасно спрацьовують, в межах одного РП має бути не більше двох при ушкодженні лінії і не більше чотирьох при ушкодженні трансформатора.

2.3.2 Вибір комутаційної апаратури 110 кВ

Вибір вимикачів.

Вибираємо електрогазовий вимикач типу 3AP1FG фірми Siemens $I_H = 3150 \text{ A}$, $U_H = 145 \text{ кВ}$, $t_{\text{вим}} = 0,095 \text{ с}$.

Час існування короткого замикання $t, \text{с}$ визначаємо за формулою (2.3.1) [1, с. 295..299]:

$$t = 0,01 + t_{\text{вим}}, \quad (2.3.1)$$

$$t = 0,01 + 0,095 = 0,105 \text{ с}.$$

Струм аперіодичної складової $i_{a,\tau}$, кА при $t = 0,115 \text{ с}$ визначаємо за формулою (2.3.2) [1, с. 295..299]:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п.0}} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}}, \quad (2.3.2)$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 4,27 \cdot e^{-\frac{0,105}{0,02}} = 0,031 \text{ кА}.$$

Інтеграл Джоуля $B_K, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$ визначаємо за формулою (2.3.3) [1, с. 295..299]:

$$B_K = I_{\text{п.0}}^2 \cdot (t + T_a)$$

$$B_K = 4,27^2 \cdot (0,105 + 0,02) = 2,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Таблиця 2.9 - Умови вибору вимикача

Умови вибору	Розрахункові дані	Довідникові дані
1. $I_p < I_H$	1. $I_p = 330,66 \text{ А}$	1. $I_H = 3150 \text{ А}$
2. $U_p < U_H$	2. $U_p = 110 \text{ кВ}$	2. $U_H = 145 \text{ кВ}$
3. $i_y < i_{\text{кріз}}$	3. $i_y = 9,71 \text{ кА}$	3. $i_{\text{кріз}} = 65 \text{ кА}$

Продовження таблиці 2.9

4. $I_{\text{по}} < I_{\text{вкл}}$	4. $I_{\text{по}} = 4,27 \text{ кА}$	4. $I_{\text{вкл}} = 31,5 \text{ кА}$
-------------------------------------	--------------------------------------	---------------------------------------

5. $I_{по} < I_{кріз}$	5. $I_{по} = 4,27 \text{ кА}$	5. $I_{кріз} = 40 \text{ кА}$
6. $i_y < i_{вкл}$	6. $i_y = 9,71 \text{ кА}$	6. $i_{вкл} = 65 \text{ кА}$
7. $B_k < I_t^2 \cdot t_T$	7. $B_k = 2,3 (\text{кА})^2 \cdot \text{с}$	7. $I_t^2 \cdot t_T = 4800 (\text{кА})^2 \cdot \text{с}$

У зв'язку з тим, що всі умови вибору виконуються, остаточно приймаємо вимикач ЗАР1FG.

Вибір роз'єднувачів на сторону 110 кВ не проводимо так як наявні роз'єднувачі задовольняють усі вимоги.

Вибір трансформаторів струму

Трансформатори струму застосовують в установках усіх напруг для живлення послідовних котушок вимірювальних приладів і реле, а також для відокремлення кіл високої напруги від вимірювальних кіл. В номінальному режимі роботи трансформатори струму вибираються за родом установки, за струмом і напругою, а також за класом точності. В аварійному режимі – перевіряється на термічну і динамічну стійкість.

Приймаємо трансформатор струму типу ТФЗМ-110 у кількості 9 шт.

Технічні дані трансформатора струму заносимо до таблиці 2.10

Таблиця 2.10 - Технічні дані трансформатора струму

Тип	U_n , кВ	$I_{ном}$, А	Номінальне навантаження, Ом	Електродинамічна стійкість, кратність	Термічна стійкість, кратність
ТФЗМ-110	110	1000	0,4	250	45

2.3.3 Вибір комутаційної апаратури 27,5 кВ

Аналогічно проводимо вибір вимикачів для сторони 27,5 кВ.

Вибираємо електрогазовий вимикач типу 3АН4784-4 фірми Siemens
 $I_H = 2000 \text{ А}$, $U_H = 27,5 \text{ кВ}$, $t_{\text{вим}} = 0,09 \text{ с}$.

Час існування короткого замикання t_c визначаємо за формулою (2.3.1):

$$t = 0,01 + 0,09 = 0,1 \text{ с.}$$

Струм аперіодичної складової $i_{a,t}$, кА при $t = 0,115 \text{ с}$ визначаємо за формулою (2.3.2) :

$$i_{a,t} = \sqrt{2} \cdot 10,2 \cdot e^{-\frac{0,1}{0,02}} = 0,097 \text{ кА.}$$

Інтеграл Джоуля V_K , $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$ визначаємо за формулою (2.3.3):

$$V_K = 10,2^2 \cdot (0,1 + 0,02) = 12,48 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Таблиця 2.11 - Умови вибору вимикача

Умови вибору	Розрахункові дані	Довідникові дані
1. $I_p < I_H$	1. $I_p = 1322,65 \text{ А}$	1. $I_H = 2000 \text{ А}$
2. $U_p \leq U_H$	2. $U_p = 27,5 \text{ кВ}$	2. $U_H = 27,5 \text{ кВ}$
3. $i_y < i_{\text{кріз}}$	3. $i_y = 23,2 \text{ кА}$	3. $i_{\text{кріз}} = 65 \text{ кА}$
4. $I_{\text{по}} < I_{\text{вкл}}$	4. $I_{\text{по}} = 10,2 \text{ кА}$	4. $I_{\text{вкл}} = 25 \text{ кА}$
5. $I_{\text{по}} < I_{\text{кріз}}$	5. $I_{\text{по}} = 10,2 \text{ кА}$	5. $I_{\text{кріз}} = 25 \text{ кА}$
6. $i_y < i_{\text{вкл}}$	6. $i_y = 23,2 \text{ кА}$	6. $i_{\text{вкл}} = 65 \text{ кА}$
7. $V_K < I_t^2 \cdot t_T$	7. $V_K = 12,48 (\text{кА})^2 \cdot \text{с}$	7. $I_t^2 \cdot t_T = 4800 (\text{кА})^2 \cdot \text{с}$

У зв'язку з тим, що всі умови вибору виконуються, остаточно приймаємо вимикач 3АН4784-4.

Вибір трансформаторів струму

Приймаємо трансформатор струму типу Stromwandler 4MA76XC у кількості 15 шт.

Тип Stromwandler 4MA76XC.

Завод виробник Siemens.

Номінальна напруга 27.5 кВ.

Коефіцієнт транс-ції 1000/5/5 А.

Клас точності 0.5/10Р.

Номінальна потужність 10/10 Вт

Розрахунок потужностей вольтметрів

Активну потужність P_B , Вт визначаємо за формулою (2.3.4) [1. с. 317..319]:

$$P_B = S \cdot \cos\phi \cdot n_k \cdot n_{пр}, \quad (2.3.4)$$

$$P_B = 7,2 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 3 = 21,6 \text{ Вт.}$$

Реактивну потужність Q_B , вар визначаємо за формулою (2.3.5) [1. с. 317..319]:

$$Q_B = S \cdot \sin\phi \cdot n_k \cdot n_{пр}, \quad (2.3.5)$$

$$Q_B = 7,2 \cdot 0 \cdot 1 \cdot 3 = 0 \text{ вар.}$$

Розрахунок потужностей лічильника активної енергії

Активну потужність $P_{ЛА}$, Вт визначаємо за формулою (2.3.4)

$$P_{ЛА} = 1,75 \cdot 0,38 \cdot 2 \cdot 3 = 4 \text{ Вт.}$$

Реактивну потужність $Q_{ЛА}$, вар визначаємо за формулою (2.3.5):

$$Q_{\text{ЛА}} = 1,75 \cdot 0,925 \cdot 2 \cdot 3 = 9,71 \text{ вар.}$$

Розрахунок потужностей лічильника реактивної енергії

Активну потужність $P_{\text{ЛР}}$, Вт визначаємо за формулою (2.3.4)

$$P_{\text{ЛР}} = 1,75 \cdot 0,38 \cdot 2 \cdot 3 = 4 \text{ Вт.}$$

Реактивну потужність $Q_{\text{ЛР}}$, вар визначаємо за формулою (2.3.5)

$$Q_{\text{ЛА}} = 1,75 \cdot 0,925 \cdot 2 \cdot 3 = 9,71 \text{ вар.}$$

Повну потужність приладів $\Sigma S_{\text{пр}}$, ВА визначаємо за формулою (2.3.6) [1. с. 317..319, (9.2.6)]:

$$\Sigma S_{\text{пр}} = \sqrt{(P_B + P_{\text{ЛА}} + P_{\text{ЛР}})^2 + (Q_B + Q_{\text{ЛА}} + Q_{\text{ЛР}})^2} \quad , \quad (2.3.6)$$

$$\Sigma S_{\text{пр}} = \sqrt{(28,8 + 4 + 4)^2 + (0 + 9,71 + 9,71)^2} = 41,61 \text{ В} \cdot \text{А.}$$

Приймаємо трансформатор струму типу Stromwandler 4MA76XC.

2.4 Вибір високовольтних кабелів живлення

Термічні дії струму короткого замикання

Температуру шини в нормальному режимі роботи t_n , °C визначаємо за формулою (2.4.1) [1. с. 242..247]:

$$t_n = (t_d - t_o) \cdot \left(\frac{I_{\text{роб}}}{I_{\text{доп}}} \right)^2 + t_o, \quad (2.4.1)$$

де t_d – допустима температура нагрівання шини, °C;

t_o – температура оточуючого середовища, °C;

$I_{\text{доп}}$ – допустимий струм шини, кА.

$$t_n = (70 - 25) \cdot \left(\frac{1322,65}{2650} \right)^2 + 25 = 36,2 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Квадрат щільності струму [2, с. 86]:

$$A_n = 1820 \frac{A^2}{\text{мм}^2}.$$

Квадрат щільності струму при короткому замиканні A_k визначаємо за формулою (2.4.2) [1, с. 242..247]:

$$A_k = A_n + \left(\frac{I_{k3}}{S} \right)^2 \cdot t, \quad (2.4.2)$$

$$A_k = 1820 + \left(\frac{10,2}{60} \right)^2 \cdot 0,12 = 1820,003 \frac{A^2}{\text{мм}^2} \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Температура шини при короткому замиканні $t_k = 36,2^\circ\text{C}$ з [1, с. 86, рис. 4.3]

Шина термічно стійка, тому що витримується нерівність:

$$t_K = 36,2^\circ\text{C} \leq t_A = 150 \div 200^\circ\text{C}.$$

Вибір кабелю проводимо на напругу 27,5 кВ.

На ввід приймаємо кабель АПвПГ мідними жилами який має поперечний переріз $3 \times 185 \text{ мм}^2$ з допустимим струмом 1782 А. Кабель за умовою нагрівання вибраний вірно, так як

$$I_{\text{роб}} = 1322,65 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 1782 \text{ А}.$$

Перевіряємо за втратою напруги ΔU , В (2.4.3) [1. с. 242..247]:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 100}{U_n} (r_0 \cdot \cos \phi + x_0 \cdot \sin \phi) I_p \cdot l, \quad (2.4.3)$$

де r_0 - питомий активний опір 1 км лінії;

x_0 - питомий індуктивний опір 1 км лінії.

$$r_0 = \frac{1000}{\gamma \cdot S}, \quad (2.4.4)$$

$$r_0 = \frac{1000}{54 \cdot 185} = 0,1.$$

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 100}{27500} (0,1 \cdot 0,92 + 0,4 \cdot 0,39) \cdot 1322,65 \cdot 1 = 0,23\%.$$

В нормальному режимі роботи кабелі вибираються за економічною щільністю струму. Так як в нормальному режимі роботи три кабелі працюють паралельно, то беремо третину робочого струму (2.4.5) [1. с. 242..247]:

$$I_p^1 = \frac{I_p}{3}, \quad (2.4.5)$$

$$I_p^1 = \frac{1322,65}{3} = 440,8 \text{ А.}$$

Економічний поперечний переріз визначається за формулою (2.4.6) [1. с. 242..247]:

$$S_{ек} = \frac{I_p^1}{\gamma_{ек}}, \quad (2.4.6)$$

де $\gamma_{ек}$ - економічна щільність струму [1, с. 210, табл. 10.11]

$$S_{ек} = \frac{440,8}{2,5} = 176,3 \text{ мм}^2.$$

За економічний поперечний переріз кабелю приймаємо $3 \times 185 \text{ мм}^2$.

3 ОРГАНІЗАЦІЙНО-ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

3.1 Монтаж розподільчої мережі

Електропостачання здійснюється по повітряних і кабельних лініях.

Силові кабелі служать для передачі розподілу електричної енергії в освітлювальних і силових електроустановках. Лінії електропередачі 27,5... 110 кВ і вище виконують спеціальним силовим кабелем. Конструкції силових кабелів залежать від класу напруги. Найбільш поширені трьох- і чотирижильні силові кабелі з паперовою ізоляцією. Для напруги 110 кВ зазвичай використовуються кабелі високої напруги, такі як кабелі з ізолюваною поліетиленовою оболонкою (XLPE кабелі), кабелі зі сшитою поліетиленовою оболонкою (EPR кабелі) або кабелі зі сшитою гумовою оболонкою (HEPR кабелі). Для напруги 10 кВ їх виконують з поясною ізоляцією в загальній свинцевій оболонці для всіх жил, а для напруг 20 і 35 кВ - з окремо освинцьованими жилами.

Розподільні пристрої призначені для прийому і розподілу електричної енергії. Конструктивно розподільчі пристрої виконуються у вигляді щитків, збірок, шаф або однопанельних і багатопанельних щитів. У більшості випадків розподільчі пристрої оснащені запобіжниками або автоматами, які захищають окремі ділянки кола електроустановки і приєднане до них електрообладнання від струмів перевантаження і короткого замикання. При необхідності контролю струму, напруги, потужності та інших параметрів на щитах встановлюють відповідні щитові прилади і вимірювальні трансформатори.

Для обліку витраченої електроенергії на панелях розподільчих пристроїв монтують лічильники електричної енергії.

У розподільних пристроях освітлювальних електроустановок промислових підприємств щитки, складання або щити встановлюють в металеві ящики що закриваються.

Після установки щитка приєднують до запобіжників групові дроти. У деяких випадках, наприклад при дуже малій відстані між стіною і щитком, цей порядок

може бути змінений, т. Е. Спочатку можуть бути приєднані дроти до запобіжників, а потім вже закріплений щиток на штирях.

Провід живильної лінії і відгалуджених груп приєднують за щитком до контактних основ запобіжників, при цьому фазний провід приєднують до центрального контакту запобіжника.

3.2 Експлуатація апаратів захисту електричних мереж

Апаратом захисту (АЗ) називається апарат, що автоматично відключає електричне коло, яке захищається від ненормальних режимів роботи.

Самі апарати захисту утворюють не дуже велику пожежну небезпеку (як свідчать статистичні дані - 5% пожеж від усіх пожеж від електричних виробів). Проте неправильний вибір і експлуатація апаратів захисту електричних мереж призводить до пожеж від перевантажень і коротких замикань в електропроводках. А пожежі від електропроводок - це вже біля 50% пожеж від електричних виробів.

Апарати захисту призначені для запобігання небезпечних наслідків струмових перевантажень, коротких замикань та струмів витоку, як-от:

- розплавлення і запалення ізоляційних матеріалів;
- розплавлення металу провідників і розлітання крапель, нагрітих до високої температури;
- тривалого горіння електричної дуги (температура до 4000оС) при КЗ;
- обриву ділянок електропроводки в результаті динамічного впливу струмів КЗ;
- передчасного старіння ізоляції провідників.

Класифікація АЗ за принципом роботи:

- роз'єднання кола в результаті розплавлення струмоведучого елемента (запобіжники);
- роз'єднання кола в результаті спрацювання електромагніту (електромагнітні розчеплювачі автоматичних вимикачів, струмові реле);

- роз'єднання кола в результаті безпосереднього або непрямого нагрівання і вигинання біметалічного елемента АЗ (тепловий розчеплювач автоматичного вимикача і теплове реле магнітного пускача);

- роз'єднання кола за допомогою напівпровідникового силового приладу (його зачинення) і спрацьовування мінімального струмового захисту (напівпровідникові розчеплювачі автоматичних вимикачів або електромагнітні реле);

- диференційні реле.

Класифікація за видом аварійного режиму, від виникнення якого проводиться захист:

- захист від коротких замикань (запобіжники з плавкими вставками, автоматичні вимикачі з електромагнітним або напівпровідниковим розчеплювачем);

- захист від перевантажень (запобіжники з плавкою вставкою, автоматичні вимикачі з напівпровідниковим, тепловим або комбінованим розчеплювачами, теплові реле магнітних пускачів);

- захист від струмів витоку (пристрій захисного відключення (ПЗВ);

- пристрій захисту при однофазних замиканнях на землю ЗЗП-1 (спрацьовують при струмі 0,07-2 А);

- пристрій сигналізації замикання на землю УСЗ 2/2 (спрацьовують при струмі 5-50 А).

Обрані АЗ повинні забезпечити відключення ушкодженої ділянки при КЗ наприкінці лінії, що захищається, - одно-, дво і трифазних - у мережах із глухозаземленою нейтраллю; дво- і трифазних - у мережах з ізольованою нейтраллю.

Відношення найменшого розрахункового струму КЗ до номінального струму плавкої вставки запобіжника (номінального струму розчеплювача автоматичного вимикача) повинно бути не менше значень, приведених у ПУЕ та ПБЕ.

Захист від КЗ повинні мати всі споживачі мережі.

За виконанням оболонки АЗ повинні відповідати умовам навколишнього середовища (у вибухозахищеному виконанні АЗ не випускаються).

Установка запобіжників у нульових робочих провідниках не припускається. Порухення цієї вимоги може призвести до обриву кола занулення і враження людини електричним струмом, а також до перекосу фаз за напругою.

АЗ слід встановлювати, як правило, у місцях мережі, де переріз провідника зменшується (у напрямку до місця споживання електроенергії) або там, де це необхідно для забезпечення чутливості і селективності.

Застосування некаліброваних плавких вставок у запобіжниках забороняється. Плавкі вставки повинні строго відповідати типу запобіжника. На зовнішніх дверях електрошафи вказується їхнє найменування. Всі проводи, кабелі, шини, запобіжники маркуються за єдиною системою (биркою або написом на щитку під або над затискачами або запобіжником). На запобіжниках або захисних щитках повинен бути зазначений номінальний струм плавкої вставки запобіжника. На панелях розподільчих пристроїв виконуються чіткі написи, що вказують на призначення окремих кіл, приводів.

Запобіжники. Це найбільше поширений вид АЗ через простоту конструкції і відносну дешевизну.

Конструкція складається з трьох основних частин:

- діелектричного корпусу (негорючі полімери, скло, кераміка);
- контактних наконечників, призначених для вмикання запобіжника в коло;
- плавкої вставки (виготовляється з цинку, міді, олова, свинця).

Автоматичний вимикач (автомат) є більш універсальним, у порівнянні з запобіжником, апаратом захисту, що одночасно виконує функцію ручного вимикача для рідких комутацій мережі.

Розрізняють такі види автоматичних вимикачів: установчі, універсальні і швидкодіючі. На підприємствах найбільш розповсюджені установчі автомати.

Теплові реле. У теплових реле, що вбудовуються в магнітні пускачі, чутливим елементом є біметалічна пластина, що нагрівається струмом, який проходить через її або через спеціальний нагрівальний елемент. Теплові реле застосовуються для захисту електродвигунів від перевантаження й

електронагрівальних приладів від перегріву. Теплові реле надійно здійснюють захист від струмових перевантажень кратністю не більше 10.

Пристрої захисного відключення. Захисним відключенням в електроустановках називається автоматичне відключення усіх фаз ділянок мережі, яке забезпечує безпечні для людини співвідношення струму і часу його проходження при замкненнях на корпус або зниження рівня опору ізоляції нижче визначеного значення.

В Україні з 1 січня 1998 р при розробці проектів на будівництво, капітальний ремонт та реконструкцію житлових будинків, будівель та споруд громадського призначення установка пристроїв захисного відключення (ПЗВ) в схемах електропостачання є обов'язковою.

ПЗВ здійснює:

- захист від глухих замкнень на землю;
- захист від неповних замкнень на землю;
- автоматичний контроль ізоляції;
- автоматичний контроль кола заземлення або занулення;
- самоконтроль.

Існує багато схемотехнічних рішень ПЗВ:

- схеми на напрузі корпусу відносно землі;
- схеми на струм замкнення на землю;
- схеми на напрузі нульової послідовності;
- схеми на напрузі фази відносно землі;
- схеми на струмі нульової послідовності;
- вентильні схеми;
- схеми на постійному оперативному струмі
- схеми на оперативному змінному струмі;
- комбіновані схеми.

3.3 Ремонт та обслуговування комутаційної апаратури

Несправності та способи їх усунення наведені в таблиці 2.1 та ремонт окремих елементів в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Несправності та способи їх усунення

Несправність	Можлива причина	Спосіб усунення
Підгорання, глибока корозія контактів по лінії їх первинного дотику	Недостатнє натискання контактів, їхня вібрація в момент замикання	Збільшення початкового натискання контактів (установкою нової контактної чи пружини регулюванням старої)
Затяжне гасіння дуги	Невідповідність розривної потужності контактів характеру і струму чи навантаження неправильне включення дугогасящої котушки	Перевірка відповідності контактів навантаженню і правильності включення дугогасящої котушки
Підвищене нагрівання контактів	Невідповідність контактів режиму роботи при виборі по повторно короткочасному режимі; недостатнє кінцеве натискання, унаслідок чого збільшується перехідний опір контактів; погіршення контактної поверхні	Зачищення оплавлення контактної поверхні надфілем; збільшення кінцевого натискання контактів; заміна контактів відповідно до характеру навантаження
Несправність	Можлива причина	Спосіб усунення
Вібрація магнітопроводу комутаційних апаратів перемінного струму	Несправність магнітної системи	Перевірка наявності і цілості короткозамкнутого витка; зачищення площі прилягання якоря до сердечника електромагніта; перевірка щільності прилягання поверхні електромагнітів прокладкою з тонкого чистого копіювального папера. Поверхня зіткнення при замиканні контактів повинна бути не менше 60—75 %, у противному випадку потрібно перешихтовка магнітопроводу

Продовження таблиці 3.1

Неодночасне включення контактів у багатополюсних апаратах	—	Регулювання контактів
Нечітке включення і мимовільне відпадання якоря	Невідповідність напруги катушки робочій напрузі	Зміна катушки

4 ОХОРОНА ПРАЦІ

4.1 Технічні заходи з електробезпеки

4.1.1 Підготовка місця до роботи

Для підготовки робочого місця до роботи, яка вимагає зняття напруги, слід вжити у вказаному порядку таких технічних заходів:

- здійснити необхідні відключення і вжити заходів, що перешкоджають помилковому або самочинному ввімкненню комутаційної апаратури;
- вивісити заборонні плакати на приводах ручного і на ключах дистанційного керування комутаційною апаратурою;
- перевірити відсутність напруги на струмовідних частинах, які слід заземлити для захисту людей від ураження електричним струмом;
- встановити заземлення (ввімкнути заземлювальні ножі, встановити переносні заземлення);
- обгородити, за необхідності, робочі місця або струмовідні частини, що залишилися під напругою, і вивісити на огороженнях плакати безпеки. Залежно від місцевих умов, струмовідні частини обгородити до чи після їх заземлення.

Під час оперативного обслуговування електроустановки двома і більше працівниками в зміну перелічені в цьому пункті заходи мають виконувати два працівники. В разі одноособового обслуговування їх може виконувати одна особа, крім накладання переносних заземлень і здійснення перемикань, що проводяться на двох і більше приєднаннях в електроустановках напругою понад 1000В, які не мають діючих пристроїв блокування роз'єднувачів від неправильних дій.

4.1.2 Вимикання (зняття напруги)

В разі роботи на струмовідних частинах, що потребують зняття напруги, повинні бути вимкнені:

- струмовідні частини, на яких буде виконуватися робота;
- необгороджені струмовідні частини, до яких можливе наближення людей;

Якщо зазначені в цьому пункті струмовідні частини не можуть бути вимкнені, то вони мають бути обгороджені.

В електроустановках понад 1000 В з кожного з боків, з яких комутаційним апаратом може бути подана напруга на робоче місце, має бути видимий розрив, утворений від'єднанням або зняттям шин і проводів, відключенням роз'єднувачів, зняттям запобіжників, а також відключенням відокремлювачів і вимикачів навантаження, за винятком тих, у котрих автоматичне ввімкнення здійснюється пружинами, що встановлені на самих апаратах.

Трансформатори напруги та силові трансформатори, пов'язані з виділеною для робіт ділянкою електроустановки, мають бути вимкнені також і з боку напруги до 1000 В задля унеможливлення зворотної трансформації.

Під час підготовки робочого місця після вимкнення роз'єднувачів і вимикачів навантаження з ручним управлінням необхідно візуально впевнитися в їх вимкненому положенні і відсутності шунтувальних перемичок.

. В електроустановках напругою понад 1000 В для запобігання помилковому або самочинному ввімкненню комутаційних апаратів, котрими може бути подана напруга до місця роботи, слід вжити таких заходів:

- у роз'єднувачів, відокремлювачів, вимикачів навантаження ручні приводи у вимкненому положенні замкнути механічним замком;
- у роз'єднувачів, керування якими здійснюється оперативною штангою, стаціонарні огороження слід замкнути механічним замком;
- у приводів комутаційних апаратів, що мають дистанційне керування, слід відключити кола силові та керування, а у пневматичних приводів і, окрім того, на трубопроводі, що підводить стиснене повітря, – зачинити і замкнути на механічний замок засувку, а стиснене повітря – випускати, випускні клапани залишити у відкритому положенні;
- у вантажних та пружинних приводів вантаж або пружини, що їх вмикають, слід привести в неробочий стан.

В електроустановках напругою від 6 до 10 кВ з однополюсними роз'єднувачами для запобігання їх помилковому ввімкненню дозволяється встановлювати на ножі спеціальні ізоляційні накладки.

В електроустановках до 1000 В з усіх боків струмовідних частин, на яких буде проводитися робота, напруга має бути знята відключенням комутаційних апаратів з ручним приводом, а за наявності в схемі запобіжників – зняттям останніх. В разі відсутності в схемі запобіжників запобігання помилковому ввімкненню комутаційних апаратів мають бути забезпечені такими заходами, як замикання рукояток або дверцят шафи, закриття кнопок, встановлення між контактами комутаційного апарату ізолювальних накладок тощо. У разі зняття напруги комутаційним апаратом з дистанційним керуванням необхідно відключити вмикальну котушку.

Якщо дозволяє конструктивне виконання апаратів і характер роботи, то перелічені вище заходи можуть бути замінені розшиновкою або від'єднанням кінців кабелю, проводів від комутаційного апарата чи від устаткування, на якому слід провадити роботу.

Розшиновку чи від'єднання кабелю під час підготовки робочого місця може виконувати ремонтний працівник, що має групу III, під наглядом чергового або оперативно-ремонтного працівника. З найближчих до робочого місця струмовідних частин, доступних для дотику, необхідно зняти напругу або обгородити ці частини.

Вимкнене положення комутаційних апаратів до 1000 В з недоступними для огляду контактами (автомати невкочуваного типу, пакетні вимикачі, рубильники у закритому виконанні тощо) визначається перевіркою відсутності напруги на їхніх затискачах чи на шинах, що відходять, проводах або затискачах устаткування, яке вмикається цими комутаційними апаратами.

4.1.3 Вивішування плакатів безпеки. Обгородження робочого місця

На приводах роз'єднувачів, відокремлювачів і вимикачів навантаження, напругою понад 1000 В, на ключах і кнопках дистанційного керування, на

комутаційній апаратурі до 1000 В (автоматичні та інші вимикачі, рубильники), під час ввімкнення яких може бути подана напруга на робоче місце, мають бути вивішені плакати «Не вмикати! працюють люди».

У роз'єднувачів, які скеровуються оперативною штангою, плакати вивішуються на огорожах, а у однополюсних роз'єднувачів – на приводі кожного полюсу. В розподільчих установках плакати вивішуються на ключах дистанційного керування.

На засувках, що закривають доступ повітря в пневматичні приводи комутаційної апаратури, вивішується плакат «Не відкривати! Працюють люди!»

На приєднаннях напругою до 1000 В, які не мають автоматичних та інших вимикачів або рубильників, плакати вивішуються біля знятих запобіжників, під час встановлення яких може бути подана напруга на місце роботи.

В разі одночасного виконання робіт на лінії і лінійному роз'єднувачі в тій електроустановці, до якої належить лінійний роз'єднувач, плакати «Не вмикати! Робота на лінії» вивішуються на приводах тих найближчих по схемі роз'єднувачів, котрими може бути подана напруга на лінійний роз'єднувач.

Невідключені струмовідні частини, доступні для випадкового доторкання, мають бути на час роботи обгороджені.

Для тимчасового обгороджування струмовідних частин, що залишилися під напругою, можуть застосовуватися щити, ширми, екрани тощо, виготовлені з ізоляційних матеріалів.

Огорожа повинна знаходитися на безпечній відстані від струмоведучих частин.

Необхідність встановлення тимчасових огорож, їх вид, спосіб встановлення визначаються особою, яка виконує підготовку робочого місця.

На тимчасові огорожі слід написати «Стій! Напруга» або прикріпити відповідні плакати безпеки.

Допускається застосування спеціальних пересувних огорож – кліток, похилих щитів тощо, конструкція яких забезпечує безпечність їх встановлення, забезпечує стійкість і належне закріплення.

В електроустановках напругою до 10 кВ в тих випадках, коли неможливо обгородити струмовідні частини щитами, допускається застосування ізолювальних накладок, розміщених між вимкненими і тими, що перебувають під напругою, струмовідними частинами.

Ці ізолювальні накладки можуть торкатися струмовідних частин, що перебувають під напругою.

Встановлювати і знімати накладки мають два працівники з групою IV і III (один з них зі складу оперативних або оперативно-ремонтних), користуючись діелектричними рукавичками та ізолювальними штангами або кліщами з застосуванням захисних окулярів.

Після вмикання заземлювальних ножів або встановлення переносних заземлень вивішується плакат «Заземлено». На сітчастих або суцільних огороженнях комірок, сусідніх з місцем робіт і розташованих навпроти, мають бути вивішені плакати «Стій! Напруга».

Сусідні комірки та комірки, розташовані навпроти місця роботи, які не мають зазначених огорожень, а також проходи, куди працівникам не слід заходити, мають бути огорожені переносними щитами (ширмами) з такими ж плакатами на них. Переносні щити слід встановлювати з таким розрахунком, щоб вони не перешкоджали виходу працівників з приміщення в разі виникнення небезпеки.

У ВРУ під час робіт, що проводяться з землі, і на устаткуванні, встановленому на фундаментах і окремих конструкціях, робоче місце слід обгородити (з залишенням проходу) канатом, мотузкою чи шнуром з рослинних чи синтетичних волокон з вивішеними на них плакатами «Стій! Напруга», оберненими всередину огороженого простору.

На конструкціях, сусідніх з тією, по якій дозволяється підніматися, внизу слід вивісити плакат «Не вилазь! Уб'є».

На стаціонарних драбинах і конструкціях, по яких дозволяється підніматися, має бути вивішений плакат «Влазити тут».

В електроустановках, на всіх підготовлених робочих місцях після встановлення заземлення і огородження робочого місця має бути вивішений плакат «Працювати тут».

На час роботи забороняється переставляти або забирати плакати та встановлені тимчасові огородження.

4.1.4 Перевірка відсутності напруги

Перевіряти відсутність напруги необхідно показчиком напруги заводського виготовлення, справність якого перед застосуванням слід перевірити за допомогою призначених для цього спеціальних приладів або наближенням до струмовідних частин, розташованих поблизу, які явно перебувають під напругою.

В електроустановках напругою понад 1000 В користуватися показчиком напруги необхідно в діелектричних рукавичках.

Якщо показчик напруги падав або був підданий механічним ударам, то користуватися ним без повторної перевірки забороняється.

У розподільних пристроях напругою до 220 кВ перевіряти відсутність напруги показчиком дозволяється тільки в суху погоду.

Під час туману, дощу, снігопаду відсутність напруги допускається перевіряти ретельним простежуванням схеми в натурі. У цьому випадку відсутність напруги на лінії, що відходить, підтверджується оперативними працівниками.

Якщо під час перевірки схеми будуть помічені ознаки наявності напруги (корона на ошиновці та іншому устаткуванні або іскріння під час комутації роз'єднувачів), то схему слід перевірити повторно, про свої зауваження щодо стану устаткування повідомити оперативних працівників.

Перевірку відсутності напруги на відключеному устаткуванні повинен провадити допускатч після вивішення попереджувальних плакатів.

Перевірку відсутності напруги слід провадити між усіма фазами та між кожною фазою і землею, а також кожною фазою і нульовим проводом, а на вимикачі і роз'єднувачі – на всіх шести вводах, затискачах.

Якщо на місці робіт є розрив електричного кола, то відсутність напруги перевіряється на струмовідних частинах з обидвох боків розриву.

Постійні обгородження знімаються або відкриваються безпосередньо перед перевіркою відсутності напруги.

Перевіряти відсутність напруги в електроустановках підстанцій та в розподільних пристроях дозволяється одному працівнику зі складу оперативних або оперативно-ремонтних працівників з групою IV в електроустановках понад 1000 В і з групою III – в установках до 1000 В.

На дерев'яних та залізобетонних опорах напругою від 6 до 20 кВ, а також під час роботи з телескопічної вишки в разі перевірки відсутності напруги показником, заснованим на принципі проходження ємнісного струму, має бути забезпечена його необхідна чутливість. Для цього показник необхідно заземлити проводом з поперечним перерізом не менше 4мм², якщо інше не вимагається заводською інструкцією.

В електроустановках напругою до 1000 В із заземленою нейтраллю в разі застосування двополюсного показника перевіряти відсутність напруги потрібно як між фазами, так і між кожною фазою та зануленим корпусом устаткування або нульовим проводом. Допускається застосовувати попередньо перевірений вольтметр. Користуватися “контрольними” лампами забороняється.

Пристрої, що сигналізують про відключений стан апаратів, блокувальні пристрої, постійно ввімкнені вольтметри тощо є тільки допоміжними засобами, на підставі показань або дії яких не допускається робити висновки про відсутність напруги.

Показання сигнальних пристроїв про наявність напруги є безумовною ознакою неприпустимості наближення до даного устаткування.

4.1.5 Встановлення заземлень. Загальні вимоги

Встановлювати заземлення на струмовідні частини необхідно безпосередньо після перевірки відсутності напруги.

Переносні заземлення спочатку треба приєднати до заземлювального пристрою, а потім, після перевірки відсутності напруги, встановити на струмовідні частини.

Знімати переносне заземлення необхідно в зворотній послідовності: спочатку зняти його зі струмовідних частин, а потім від заземлювального пристрою.

Встановлення і зняття переносних заземлень слід виконувати в діелектричних рукавичках із застосуванням в електроустановках понад 1000 В ізолювальної штанги. Закріплювати затискачі переносних заземлень слід цією ж штангою або безпосередньо руками в діелектричних рукавичках.

Забороняється користуватися для заземлення провідниками, не призначеними для цього, а також – приєднувати заземлення за допомогою скручування.

4.1.6 Встановлення заземлень в електроустановках підстанцій і в розподільчих устаткуваннях

В електроустановках понад 1000 В заземлювати слід струмовідні частини всіх фаз (полісів) відключеної для робіт ділянки з усіх боків, з яких може бути подана напруга, за винятком відключених для робіт збірних шин, на які достатньо встановити одне заземлення.

Заземлені струмовідні частини мають бути відокремлені від струмовідних частин, що перебувають під напругою, видимим розривом (вимкненими вимикачами, роз'єднувачами, відокремлювачами або вимикачами навантаження, знятими запобіжниками, демонтованими шинами або проводами).

Безпосередньо на робочому місці заземлення додатково встановлюється в тих випадках, коли ці частини можуть опинитися під наведеною напругою (потенціалом), яка може викликати ураження струмом, або коли на них може бути подана напруга понад 42 В змінного і 110 В постійного струму від стороннього джерела.

В електроустановках, конструкція яких така, що встановлення заземлень небезпечне (наприклад, в деяких розподільчих скринях, розподільчих пристроях окремих типів, збірках з вертикальним розташуванням фаз), під час підготовки робочого місця слід вжити додаткових заходів безпеки, що перешкоджають помилковому поданню напруги до місця роботи: приводи і вимкнені апарати замикаються на замок; на ножі або верхні контакти роз'єднувачів рубильників, автоматів тощо встановлюються гумові ковпаки або спеціальні накладки з ізоляційних матеріалів; запобіжники, ввімкнені послідовно з комутаційними апаратами, знімаються. Ці технічні заходи мають бути вказані в місцевій інструкції з експлуатації. В разі неможливості вжиття зазначених додаткових заходів мають бути від'єднані кінці лінії живлення – в розподільчих пристроях, на щиті, збірці або безпосередньо на місці роботи.

Список таких електроустановок визначається і затверджується особою, відповідальною за електрогосподарство.

Встановлення заземлення не потрібне під час роботи на електроустаткуванні, якщо від нього з усіх боків від'єднані шини, проводи та кабелі, якими може бути подана напруга; якщо на нього не може бути подана напруга зворотною трансформацією або від стороннього джерела і за умови, що на цьому устаткуванні не наводиться напруга. Кінці від'єднаних кабелів в цьому разі мають бути замкнені накоротко і заземлені.

Під час робіт в РУ встановлювати заземлення на протилежних кінцях ліній, що живлять це РУ, не потрібно, крім випадків, коли під час проведення робіт необхідно знімати заземлення з уводів ліній.

В електроустановках до 1000 В під час робіт на збірних шинах розподільчих пристроях, щитів, збірок напруга з шин має бути знята і шини (за винятком шин, що виконані ізолюваним проводом) мають бути заземленими. Необхідність і можливість встановлення заземлення на приєднання цих розподільчих пристроях, щитів, збірок і підключеного до них устаткування визначає особа, яка видає наряд (розпорядження).

В електроустановках напругою до 1000 В всі операції зі встановлення і зняття заземлень дозволяється виконувати одній особі з групою III з числа оперативних чи оперативно-ремонтних працівників.

Встановлення переносних заземлень у цьому випадку проводиться з землі за умови застосування спеціальної ізолювальної штанги, якою можна не тільки встановлювати, але і закріплювати ці заземлення.

В електроустановках напругою понад 1000 В :

- вмикати заземлювальні ножі дозволяється одній особі з групою IV з оперативних чи оперативно-ремонтних працівників;

- встановлювати і знімати переносні заземлення мають два працівники з оперативних чи оперативно-ремонтних працівників з групами IV і III. Другий працівник з групою III може бути зі складу ремонтних, в цьому разі він повинен пройти інструктаж і ознайомитися зі схемою електроустановки;

- вимикати заземлювальні ножі може працівник з групою III із оперативних чи оперативно-ремонтних працівників.

Допускається тимчасове зняття заземлень, встановлених під час підготовки робочого місця, якщо це вимагається характером робіт, що виконуються.

Тимчасове зняття і повторне встановлення заземлень виконується оперативним працівником чи (під його наглядом) членом бригади з групою III.

Дозвіл на тимчасове зняття заземлень, а також на виконання цих операцій керівником робіт, слід обумовлювати в рядку наряду «Окремі вказівки» з записом про те, де і з якою метою мають бути зняті заземлення.

Комплекти переносних заземлень мають бути пронумеровані і зберігатися у відведених для цього місцях. Спеціальні місця для розвішування або укладання переносних заземлень мають бути позначені відповідно до номерів, що мають ці комплекти.

4.2 Визначення та оцінка небезпечних і шкідливих чинників

Таблиця 4.1 – Перелік небезпечних чинників при виконанні робіт

Небезпечні та шкідливі чинники	Фактичне значення	Допустиме значення
Напруга	110-27,5-10 кВ	6 В
Струм	630-3150 А	0,6 мА
Шум	90 дБА	85 дБА
Оцінка умов праці	Шкідливі 2 категорії	

4.3 Засоби індивідуального захисту

Таблиця 4.2 – Перелік засобів індивідуального захисту

Вид ЗІЗ	Призначення	Марка або маркування. Модель. Матеріал.	Гарантований термін використання	Технічні характеристики
Захисний одяг	Захист від механічних ушкоджень	Комбінезон бавовняний	2 роки використання	За температури повітря 10-25 °С
Захисне взуття	Захист від механічних ушкоджень	МЗ «Електра». Черевики.	6 місяців	Під час переміщення вантажів масою до 15 кг
Захист рук	Захист від механічних ушкоджень	Рукавички, поліестер з бавовною.	5 робочих змін	Під час монтажних робіт
Захист голови	Захист від електричного струму	Каска від механічного впливу. Полікарбонат.	2 рока	Під час монтажних робіт
Захист органів слуху	Зниження рівня шуму на 10 дБА	«ДПЕ 30». Поліуретан.	12 місяців	Під час роботи з підвищеним звуковим навантаженням

Таблиця 4.3 - Перелік електрозахисних засобів

Вид ЕЗЗ	Найменування	Технічні характеристики	Призначення і норми випробувань
Електрозахисний засіб	Діелектричні рукавички	Для робіт під напругою до 0,5 кВ	Підключення ЕУ після ремонту.
Контрольно сигнальні прилади	Ізолювальні кліщі	Прилад для вимірювання струму без розриву ланцюга	0,5 кВ Раз у 24 місяці
Показчики напруги	Універсальний мультиметр	Для визначення напруги у вузлі	0,5 кВ Раз у 24 місяці
Захисні пристосування	Ізолюючі підставки	Додаткові захисні засоби	1 кВ Раз у 24 місяці

4.4 Заходи із запобігання та ліквідації надзвичайних ситуацій

Таблиця 4.4 - Перелік заходів і засобів для запобігання та ліквідації надзвичайних ситуацій

Група заходів	Технічні характеристики	Критерії вибору
Технічні		
Вуглекислотний вогнегасник ВВ-2:	Пересувний, тривалість дії – 25с, довжина струмені – 5м	У приміщенні, розміщено в кутах підстанції. Загалом 4шт
Блискавкозахист	Сітчастий, на поверхні даху, з кроком 60 см.	II категорія
Автоматична система пожежегасіння	Газова система пожежегасіння	Застотовується. в РУ
Організаційні		
План дій з попередження пожеж і вибухів	Вимоги до евакуаційних заходів, планах евакуації, забезпечення дотримання протипожежних вимог, виконання приписів і постанов органів	Відділ з охорони праці
Захисний одяг водонепроникний	Комбінезон	Багаторазового використання. Термін зберігання – 6 років.
Протигаз	M98 «Scott» з фільтром ХС від монооксиду вуглецю.	Температура зберігання – від 30 °С до 170 °С. Термін зберігання – 15 років

4.5 Розрахунок заземлюючого пристрою

Захисне заземлення забезпечує зниження напруги дотику при замиканні на корпус до відносно безпечних значень шляхом зменшення потенціалу заземленого обладнання, вирівнювання потенціалів підвищенням потенціалів місця, на якому стоїть людина, до значень, що близькі до потенціалу заземлених конструктивних частин обладнання.

Розрахунок захисного заземлення має на меті визначення основних параметрів заземлення - кількість, розміри та порядок розміщення одиночних заземлювачів та заземлюючих провідників, при яких напруга дотику та кроку в період замикання фази на заземлений корпус не перевищує допустимих значень.

Розрахунок захисного заземлення здійснюється для випадку розташування заземлювача в однорідній землі. При цьому враховується опір верхнього шару землі (шар сезонних змін), який обумовлений замерзанням або засухою ґрунту. Розрахунок, який заснований на коефіцієнтах використання провідності заземлювача називається способом коефіцієнтів використання. Його виконують, як при простих, так і при складних конструкціях групових заземлювачів.

Вихідні дані:

Вихідні дані: Приймаємо, що заземлюючий пристрій складається з вертикальних заземлювачів, відстань між ними $a = 5$ м. Матеріал вертикальних заземлювачів - кругла сталь діаметром $d = 20$ мм і довжиною $l_e = 4$ м. Верхні кінці вертикальних заземлювачів занурені на глибину $t_r = 0,8$ м і приварені до горизонтального заземлювача із сталевोї смуги шириною $b = 40$ мм і висотою $h = 4$ мм.

При виконанні розрахунків пристрою заземлення для електрообладнання до і понад 1 кВ приймається опір, згідно ПУЕ $R_{з,норм.} = 4$ Ом.

Величина питомого опору ґрунту ρ , (Ом·м) у місці спорудження пристрою заземлення, який рекомендується для розрахунків, береться з [1, с.344, табл. 19.1] (для чорнозему $\rho = 20$ Ом·м.). Коефіцієнти вертикальної прокладки K_v і

горизонтальної прокладки K_r приймаються з [1, с. 345, табл. 19.2] (для 3-ї кліматичної зони $K_B - 1,4$, $K_r = 2$)

Розрахункові питомі опори ґрунту для вертикальних і горизонтальних заземлювачів ρ_p , Ом · м визначаються за формулою (4.5.1) [1, с. 346]:

$$\rho_p = K_r \cdot \rho; \quad (4.5.1)$$

Таким чином, для чорнозему

$$\rho_{p.B.} = 1,4 \cdot 20 = 28 \text{ Ом} \cdot \text{м},$$

$$\rho_{p.r.} = 2 \cdot 20 = 40 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Розраховуємо відстань від поверхні землі до середини вертикального заземлювача за формулою (4.5.2) [1, с. 346]:

$$t_B = t_r + \frac{l_B}{2}; \quad (4.5.2)$$

$$t_B = 0,8 + \frac{4}{2}, = 2,8 \text{ м}$$

Визначаємо опір розтікання одного вертикального електрода $R_{3.B.}$, Ом діаметром $d = 20$ мм і довжиною $l_B = 4$ м при зануренні на глибину $t_r = 0,8$ м за формулою (4.5.3) [1, с. 346]:

$$R_{3.B.} = \frac{0,366 \cdot \rho_{p.B.}}{l_B} \left(\lg \frac{2l_B}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4t_B + l_B}{4t_B - l_B} \right); \quad (4.5.3)$$

$$R_{з.в} = \frac{0,366 \cdot 28}{4} \left(\lg \frac{2 \cdot 4}{20 \cdot 10^{-3}} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 2,8 + 4}{4 \cdot 2,8 - 4} \right) = 7,07 \text{ Ом}$$

Без урахування горизонтальних смуг при попередньо вибраній кількості електродів у контурі $t = 20$ шт. та відношенні $a/g = 1$ вибирається коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів з урахуванням екранування $1) = 0,61$. Наближена кількість вертикальних заземлювачів n , шт визначаємо за формулою (4.5.4) [1, с. 348]:

$$n = \frac{R_{з.в}}{\eta \cdot R_{з.норм.}}; \quad (4.5.4)$$

Теоретично:

$$n = \frac{7,07}{1 \cdot 4} = 1,7 \approx 2 \text{ шт}$$

Практично:

$$n_{нв} = \frac{7,07}{4 \cdot 0,61} = 2,89 \approx 3 \text{ шт}$$

Приймаємо кількість заземлювачів 6 шт.

Визначаємо довжину горизонтального заземлювача l_r , м за формулою (4.5.5) [1, с. 346]:

$$l_r = 1,05 \cdot l_{в} (n_{нв} - 1); \quad (4.5.5)$$

$$l_r = 1,05 \cdot 4 (3 - 1) = 8,4 \text{ м}$$

Визначається опір розтікання $R_{з.в.}$, Ом горизонтального заземлювача зі сталевий смуги за формулою (4.5.6) [1, с. 346]:

$$R_{з.г} = \frac{0,366 \cdot \rho_{п.в.}}{l_r} \lg \frac{2l_r}{bt_r}; \quad (4.5.6)$$

$$R_{з.г} = \frac{0,366 \cdot 40}{8,4} \lg \frac{2 \cdot 8,4^2}{40 \cdot 10^{-3} \cdot 0,8} = 6,35 \text{ Ом}$$

При кількості вертикальних заземлювачів у контурі $n = 3$ шт. і при визначеному відношенні $a/l_v = 1$ вибирається коефіцієнт використання горизонтальної смуги $\eta_r = 0,24$. Тоді опір розтікання горизонтального заземлювача з урахуванням екранування $R_{з.г.е.}$, Ом визначаємо за формулою (4.5.7) [1, с. 346]:

$$R_{з.г.е.} = \frac{R_{з.г}}{\eta_r}; \quad (4.5.7)$$

$$R_{з.г.е.} = \frac{6,35}{0,24} = 26,45 \text{ Ом}$$

Визначаємо уточнений опір вертикальних електродів з урахуванням горизонтальної смуги $R_{з.в.е.}$, Ом за формулою (4.5.8) [1, с. 346]:

$$R_{з.в.е.} = \frac{R_{з.г.е.} \cdot R_{з.норм.}}{R_{з.г.е.} + R_{з.норм.}}; \quad (4.5.8)$$

$$R_{з.в.е.} = \frac{26,45 \cdot 4}{26,45 + 4} = 3,47 \text{ Ом.}$$

ВИСНОВКИ

У даній дипломній роботі була розглянута тема модернізації ділянки електропостачання. Метою роботи було вивчення поточного стану системи електропостачання та розробка пропозицій щодо її модернізації з метою підвищення ефективності та надійності роботи.

У процесі виконання дипломної роботи була проведена аналітична робота, під час якої були вивчені наукові джерела, стандарти та рекомендації щодо модернізації тягових підстанцій та ділянок електропостачання. Були також проведені дослідження та аналіз роботи існуючої системи, виявлені проблемні аспекти та запропоновані шляхи їх вирішення.

На основі отриманих даних та аналізу були сформульовані рекомендації щодо модернізації тягової підстанції. Розроблені рекомендації включають у себе оновлення технічного обладнання, впровадження нових технологій, оптимізацію енергетичних процесів та підвищення безпеки роботи.

Очікується, що впровадження запропонованих рекомендацій сприятиме покращенню ефективності та надійності роботи тягової підстанції. Це, в свою чергу, сприятиме забезпеченню безперебійного постачання електроенергії, зменшенню витрат та підвищенню рівня якості послуг для кінцевих користувачів.

У подальшому можна рекомендувати проведення детального проектування та впровадження запропонованих модернізаційних заходів з урахуванням конкретних потреб і особливостей ділянки електропостачання. При цьому важливо врахувати економічні та екологічні аспекти, забезпечити високу ступінь автоматизації та дистанційного контролю системи, а також забезпечити належну підготовку персоналу.

Підсумовуючи, можна сказати, що модернізація ділянки електропостачання є актуальною і необхідною задачею для покращення роботи систем електропостачання в умовах зростаючих потреб та нових вимог. Виконання даної кваліфікаційної роботи дозволило виявити проблемні аспекти і запропонувати конкретні заходи щодо модернізації, які сприятимуть покращенню ефективності,

надійності та якості послуг системи електропостачання. Реалізація цих рекомендацій має потенціал позитивно вплинути на розвиток електротранспорту та інших галузей, які залежать від стабільного та надійного електропостачання.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ

1. Маліновський А.А., Хохулін Б.К. Основи електроенергетики та електропостачання: підручник. Вид.2-ге, переробл. і допов. Львів: Видавництво Національного університету "Львівська політехніка", 2009. 436 с.
2. Вакуленко О. О., Оліярник П.О., Бартків А.М. Аналіз надійності схем релейного захисту в електромережах високої напруги. Теоретичні та прикладні аспекти радіотехніки, приладобудування і комп'ютерних технологій : зб. учасн. матеріалів IV Міжнар. наук.-техн. конф. Тернопіль, 2019. С. 278–280.
3. ДНАОП 1.1.10-1.07-01. Правила експлуатації електрозахисних засобів. Вид. офіц. Київ: Міністерство енергетики, 2002. 46 с.
4. ДСТУ ISO 13688:2001. Одяг захисний. Загальні вимоги. Вид. офіц. Київ: Держстандарт України, 2001. 6 с.
5. ДНАОП 0.00-1.21:98. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів напругою до 220 кВ. Вид. офіц. Київ: Міністерство енергетики, 1998. 55 с.
6. Шестеренко В.Є. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств. Підручник. - Вінниця: Нова Книга, 2004. - 656 с
7. ГН 3.3.5-8-6.6.1:2014. Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу вимогами. [Чинний від 2014-08-04]. Київ, 2014. 85 с.
8. ДБН В.2.2-15:2005. Державні будівельні норми. Будинки і споруди. Житлові будинки. Основні положення. Вид. офіц. Київ: Держспоживстандарт України, 2005. 6 с.
9. ДБН В.2.5-56:2010. Державні будівельні норми. Системи протипожежного захисту. Вид. офіц. Київ: Держспоживстандарт України, 2010. 34 с.
10. ДСН 3.3.6.042:99. Державні санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. Вид. офіц. Київ: Держстандарт України, 1999. 56 с.

11. Попадченко С. А. Сучасні підходи щодо модернізації електричних мереж в електроенергетичній галузі України. Енергетика та комп'ютерно-інтегровані технології в АПК. Вип. 2. 2016. С. 21–24.

12. Третьякова Л.Д., Литвиненко Г.Є. Засоби індивідуального захисту: виготовлення та застосування: навч. посіб. Київ: Лібра, 2008. 317 с.

13. Ткачук К.Н., Зацарний В.В., Третьякова Л.Д., Мітюк Л.О. Охорона праці і промислова безпека: навч. посіб. Київ: Лібра, 2010. 425 с.

14. Бунько В. Я. Аналіз методів та засобів підвищення надійності елементів релейного захисту. Технологічний аудит та резерви виробництва. 2015. Вип. 3/1 (23). С. 26–30.

15. ГКД 34.20.507:2003. Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила. Об'єднання енергетичних підприємств «Галузевий резервно-інвестиційний фонд розвитку енергетики», Київ, 2003. 598 с.

16. <https://leg.co.ua/knigi/pravila/pravila-bezpechnoyi-ekspluataciyi-elektrostanovok-spozhivachiv-4.html>.

17. <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0093-98#Text>.

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А

1 ALLGEMEINE CHARAKTERISTIK DER STROMVERSORGUNGSEINHEIT

Bewertung des Zustands des Unterwerks, das die Stromversorgung des Abschnitts 110/27,5/10 kV "Poltava-Süd" der "Südbahn AG" gewährleistet, deutet auf die Notwendigkeit einer Modernisierung hin. Dieser Abschnitt behandelt eine Liste von Fragen, deren Lösung dazu beitragen wird, den Umfang der Arbeiten zur Verbesserung des technischen Zustands des bestehenden Unterwerks zu bestimmen. Besondere Aufmerksamkeit wird Fragen wie Zuverlässigkeit, Einfachheit und Benutzerfreundlichkeit der elektrischen Verbindungen, physischem Verschleiß der elektrischen Ausrüstung des Unterwerks sowie der Möglichkeit der Einführung neuer Technologien, einschließlich Fernüberwachungssysteme, automatisierte Stromverbrauchsmesssysteme, Schutz- und Automatisierungssysteme auf der Basis von Mikroprozessortechnik, gewidmet.

1.1 Hauptplan des elektrischen Verbindungsnetzes des Traktionsunterwerks.

Eine Traktionsunterstation ist ein elektroenergetisches Unterwerk, das die Stromversorgung von Eisenbahnen sowie von städtischen Straßenbahn- und Oberleitungsbussystemen gewährleistet. Traktionsunterstationen dienen der Umwandlung von dreiphasigem Wechselstrom mit einer Spannung von 6-10 kV in Gleichstrom mit einer Spannung von 600 V für Straßenbahnen und Oberleitungsbusse und 825 V für U-Bahnen. In der Regel liefern Traktionsunterstationen auch eine Spannungsabsenkung auf den Standardwert von 220 V zur Versorgung von Bahnhofsanlagen und Steuerungseinrichtungen. Solche Unterstationen erfüllen eine wichtige Funktion bei der Umwandlung und Verteilung der elektrischen Energie, die für den Zugverkehr erforderlich ist. Die Unterstation umfasst Verteilungseinrichtungen, zwei 40 MVA-Transformatoren, Stromtransformatoren, Eigenbedarfs-Transformatoren, Steuergeräte und andere Hilfseinrichtungen.

Die Traktionsunterstation 110/27,5/10 "Poltava-Pivdenna" wird gemäß dem 110-kV-Ringschema mit elektrischer Energie versorgt, was die Zuverlässigkeit der Stromversorgung für Verbraucher erheblich erhöht.

Die Traktionsunterstation 110/27,5/10 "Poltava-Pivdenna" ist derzeit in Betrieb.

Die Verbraucher der Eigenbedarfsversorgung der Unterstation werden über ein 0,4-kV-Wechselstromschaltfeld versorgt, das an die vorhandenen Eigenbedarfs-Transformatoren angeschlossen ist.

Die Unterstation nutzt und wandelt Wechselstrom mit industrieller Frequenz um, da dies die am weitesten verbreitete Methode zur Übertragung von elektrischer Energie ist. Dies erklärt sich durch die geringen Verluste bei der Übertragung von Wechselstrom. Da die Unterstation für die Versorgung von zivilen und allgemeinen Verbrauchern mit elektrischer Energie mit einheitlichen Anforderungen geplant wurde, müssen die Parameter standardisiert sein. Aus diesem Grund wird eine Frequenz von 50 Hz und entsprechende Spannungsklassen angewendet. 27,5 kV wird zur Übertragung von elektrischer Energie über große Entfernungen bei mittleren Leistungen verwendet, während 10 kV für die Übertragung an Standorten und kurze Entfernungen eingesetzt werden.

1.2 Hauptelektrische Ausrüstung des Unterwerks

Die Unterwerksanlage wurde mit Hilfe eines fabrikgefertigten Transformatorstationssatzes konzipiert.

Die Anordnung der Anlagenausrüstung erfolgt gemäß den Bauvorschriften und den elektrotechnischen Vorschriften (PUE). Das Gebiet des Unterwerks ist durch ein maschendrahtartiges Umzäunungssystem vor wirtschaftlichen und privaten Gebäuden geschützt.

Die Kabel für Betriebskreise, Steuerkreise, Schutz- und Automatisierungsschaltungen werden in Betonkanälen ohne deren Eingraben in den Boden oder in Metallkanälen verlegt.

1.3 Leistungstransformatoren und Eigenbedarfstransformatoren

In der Schaltstation sind zwei leistungstransformatorische Wicklungstransformatoren installiert: T1 und T2 vom Typ TDTHNZ-40000/110. Die Neutralleiter der Transformatoren sind im Normalzustand geerdet, um Kurzschlussströme zu reduzieren.

Tabelle 1.1 - Haupttechnische Merkmale der Leistungstransformatoren T1 und T2, Typ TDTHNZ-40000/110

Transformatoren	T1	T2
Art	TDTHNZ	TDTHNZ
Nennleistung S_Nom (kVA)	40000	40000
Nennspannung Hochspannungsseite (kV)	115	115
Nennspannung Mittelspannungsseite (kV)	27,5	27,5
Nennspannung Niederspannungsseite (kV)	10	10
Kurzschlussspannung U_K (%)	10,5	10,5
Leerlaufstrom I_x (%)	0,55	0,55
Leerlaufverluste ΔP_x (kW)	34	34
Wicklungsanschluss	Y - (Δ)	Y - (Δ)
Spannungsregelbereich	$\pm 2 \times 2,5\%$	$\pm 2 \times 2,5\%$
Eingebaute Stromwandlertypen	TLK-10 100/5/5	TLK-10 100/5/5
Herstellungsjahr / Installationsjahr	2003/2004	2003/2004
Vollständige Regeneration	4,4%	4,4%
Betriebsdauer (Lebensdauer) in Jahren	20	20

Tabelle 1.2 - Technische Merkmale der Hilfstransformatoren, Typ TM-40/10/0,4

Transformatoren	T3	T4
Art	TM	TM
Nennleistung S_{Nom} (kVA)	400	400
Nennspannung U_{Nom} (kV)	10	10
Nennstrom (A)	0,4	0,4
Kurzschlussspannung U_K (%)	4,7	4,7
Nennstrom	200,8	200,8
Kurzschlussverluste ΔP_K (kW)	1,47	1,47
Leerlaufstrom I_X (%)	2,8	2,8
Leerlaufverluste ΔP_X (kW)	0,26	0,26
Wicklungsanschluss	Y/Y - (Δ)	Y/Y - (Δ)
Spannungsregelbereich	$\pm 2 \times 2,5\%$	$\pm 2 \times 2,5\%$
Herstellungsjahr / Installationsjahr	2000/2004	2000/2004
Vollständige Regeneration	4,4%	4,4%
Betriebsdauer (Lebensdauer) in Jahren	20	20

1.4 Hauptschaltgeräte

Tabelle 1.3 - Passdaten von Trennschaltern, Leistungsschaltern und Trennschaltern

№	Name	Ausstattungsyp	Nennspannung, kV	Nennstrom, A
1	RL 3-110	RDZ.1-110/1000 UHL 1	110,0	1000
2	RL 4-110	RDZ.2-110/1000 UHL 1	110,0	1000
3	RL 6-110	RDZ.1-110/1000 UHL 1	110,0	1000
4	RL 10-110	RDZ.1-110/1000 UHL 1	110,0	1000
5	RLO 11-110	RDZ.2-110/1000 UHL 1	110,0	1000
6	RL 12-110	RDZ.2-110/1000 UHL 1	110,0	1000
7	RL 13-110	RDZ.1-110/1000 UHL 1	110,0	1000
8	RLO 14-110	RDZ.1-110/1000 UHL 1	110,0	1000

9	RL 15-110	RDZ.2-110/1000 UHL 1	110,0	1000
10	RL 16-110	RDZ.1-110/1000 UHL 1	110,0	1000

Fortsetzung der Tabellen 1.3

11	RLO 17-110	RDZ.2-110/1000 UHL 1	110,0	1000
12	RL 18-110	RDZ.2-110/1000 UHL 1	110,0	1000
13	RL 19-110	RDZ.1-110/1000 UHL 1	110,0	1000
14	RLO 20-110	RDZ.1-110/1000 UHL 1	110,0	1000
15	RL 21-110	RDZ.2-110/1000 UHL 1	110,0	1000
16	RL 22-110	RDZ.2-110/1000 UHL 1	110,0	1000

1.5 Schutzeinrichtungen gegen atmosphärische und schaltbedingte Überspannungen

Vor Blitzüberspannungen und möglichen internen Überspannungen sind alle Elektroanlagen des Unterwerks durch Ventilableiter geschützt: RVS-110 in den Leistungstransformatorkreisen T1 und T2, RVS-35+15 in den Neutralleitern der Leistungstransformatoren T1 und T2, RVO-10 an den Sammelschienen von 10 kV. Das Unterwerk ist auch durch Stangen- und Seilableiter vor direkten Blitzschlägen geschützt.

1.6 Stromkompensationsvorrichtungen für Kondensatoren

Die Charakteristik des DGK-Transformators ist in Tabelle 1.9 dargestellt.

Tabelle 1.4 - Parameter des Lichtbogenlösch-Transformators

Parameter	DGK-Transformator
Art	TM
Nennleistung S_{nom} , kVA	400
Nennspannung U_{nom} , kV	10/0,4
Kurzschlussspannung U_k , %	4,5
Kurzschlussverluste ΔP_k , kW	3,7
Leerlaufstrom I_0 , %	2,3

Leerlaufverluste ΔP_0 , kW	1,05
Wicklungsanschluss	Y -(/ Δ

Fortsetzung der Tabellen 1.4

Spannungsregelbereich	$\pm 2 \times 2,5\%$
Herstellungsjahr / Installationsjahr	-/1990
Vollständige Wiederherstellungsnorm, %	4,4
Nutzungszeit, Jahre	23

1.7 Messgeräte, Energiezähler

An den Einspeisungen der Leistungstransformatoren auf der 110-kV-Seite sind Stromwandler des Typs TBT-110 installiert, auf der 10-kV-Seite sind es TJK-10. Darüber hinaus sind auf der 27,5-kV-Seite Stromwandler des Typs TJIO-35/1 installiert.

ДОДАТОК Б

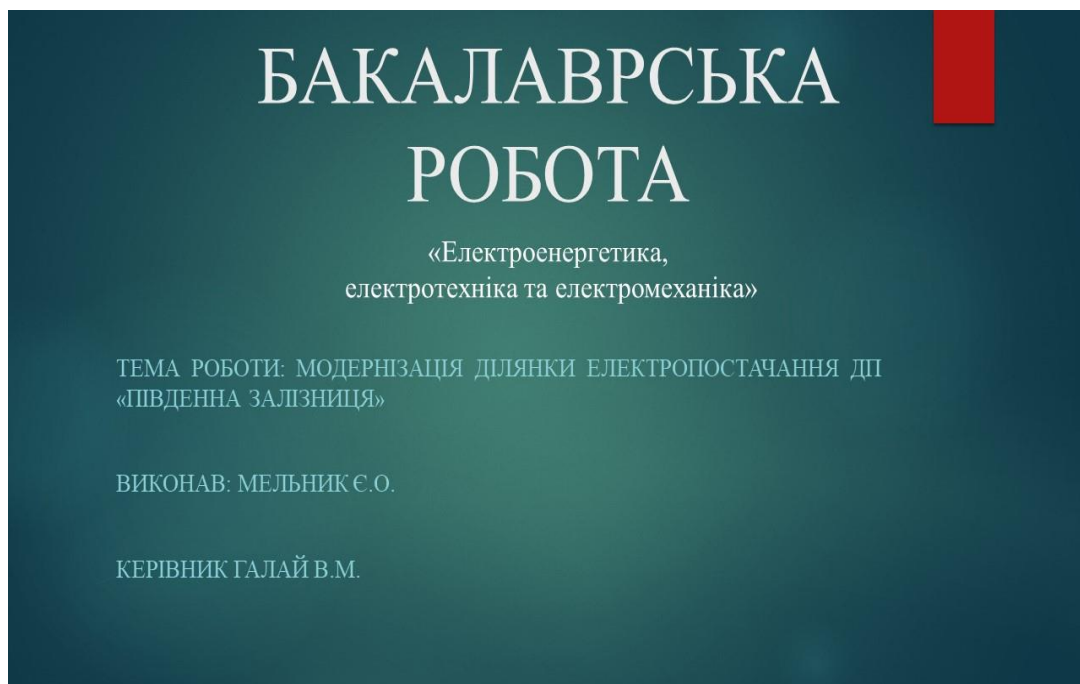


Рисунок Б.1 – слайд №1

Актуальність

- У зв'язку з постійним розвитком технологій та зростанням потреб споживачів у електроенергії, модернізація електричних мереж стає все більш актуальною. Це особливо стосується електропостачання залізниць, яке має свої особливості та вимоги до надійності та стабільності роботи.

Рисунок Б.2 – слайд №2

Мета

- З огляду на відсутність раніше проведених модернізаційних заходів на ділянці електропостачання ДП "Південна Залізниця", а також на зростання енергоефективності та необхідності підвищення надійності електропостачання, метою даної кваліфікаційної роботи є розробка проекту модернізації ділянки електропостачання ДП "Південна Залізниця".

Рисунок Б.3 – слайд №3

Новий трансформатор

Тип	$S_H, \text{кВА}$	$\Delta P_{X\%}, \text{кВт}$	$\Delta P_{K2}, \text{кВт}$	$U_K, \%$	$\Delta I_{X\%}, \%$
ТДТНЖ-63000/110/10	63000	56	290	17,5	55
ТДТНЖ-63000/110/10	63000	56	290	17,5	55

Рисунок Б.5 – слайд №5

Загальна електрична принципова схема підстанції

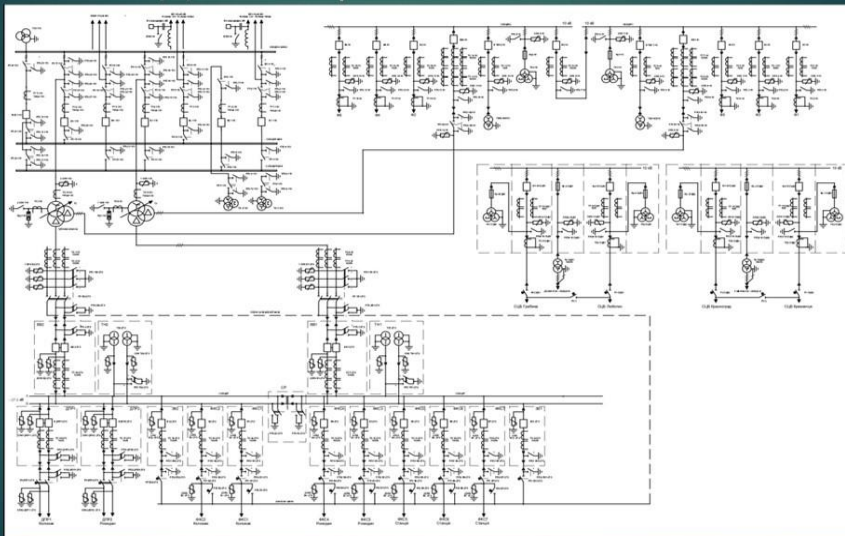


Рисунок Б.6 – слайд №6

Структурна схема підстанції

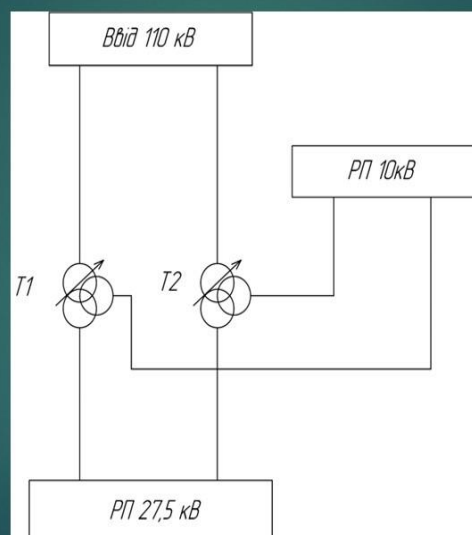


Рисунок Б.7 – слайд №7

Ділянка що підлягає модернізації

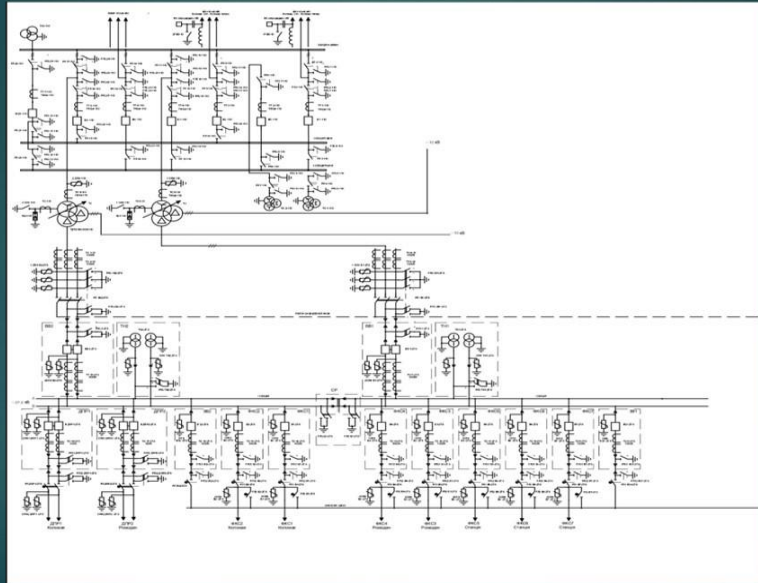


Рисунок Б.8 – слайд №8

Висновки

- Підсумовуючи, можна сказати, що модернізація ділянки електропостачання є актуальною і необхідною задачею для покращення роботи систем електропостачання в умовах зростаючих потреб та нових вимог. Виконання даної кваліфікаційної роботи дозволило виявити проблемні аспекти і запропонувати конкретні заходи щодо модернізації, які сприятимуть покращенню ефективності, надійності та якості послуг системи електропостачання. Реалізація цих рекомендацій має потенціал позитивно вплинути на розвиток електротранспорту та інших галузей, які залежать від стабільного та надійного електропостачання.

Рисунок Б.9 – слайд №9

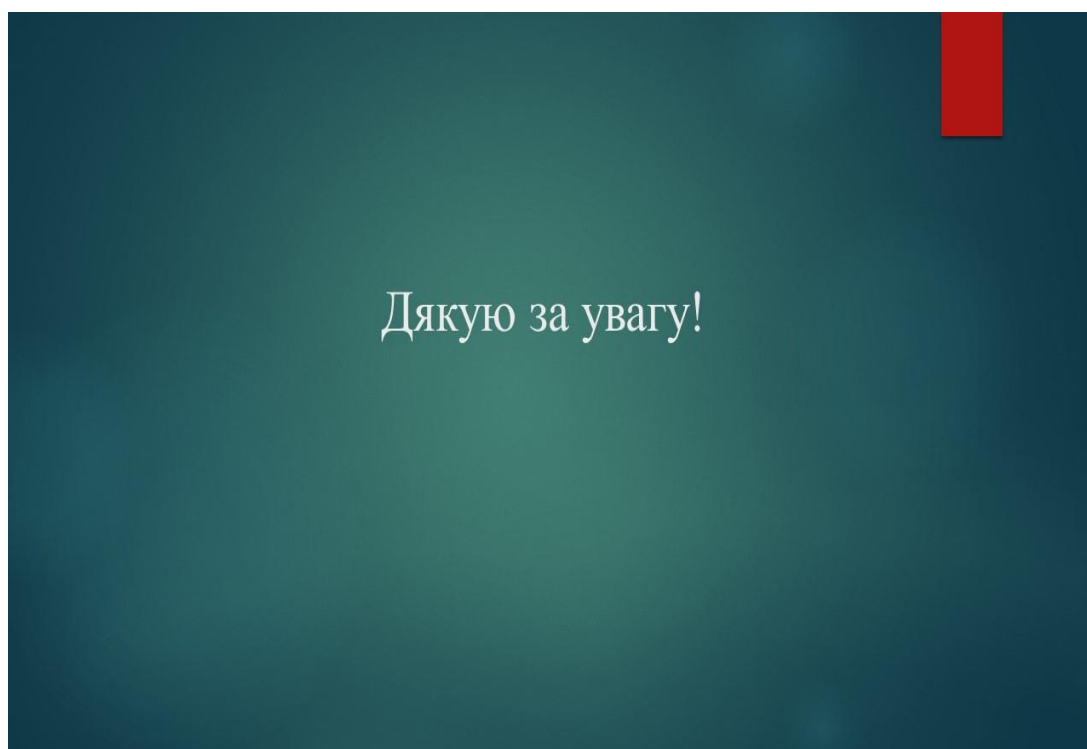


Рисунок Б.10 – слайд №10