

Хмельницький національний університет  
Факультет інженерії, транспорту та архітектури  
Кафедра машин і апаратів, електромеханічних та енергетичних систем

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА БАКАЛАВРА

Проект реконструкція трансформаторної  
підстанції для Дунаєвецького відділення  
Камянець-Подільського РЕМ

Галузь знань 14 Електрична інженерія  
Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та  
електромеханіка

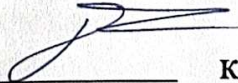
Шифр БРМА 25.00.00.000 ПЗ

Виконав студент  
4 курсу група ЕМ-21-1

  
Підпис


О.М. Небесний  
Ініціали, прізвище

Керівник

  
Підпис, дата


К.т.н., доц. Т.П. Романець  
Ініціали, прізвище

Нормоконтролер

  
Підпис, дата

К.т.н., ст. викл. С.І. Пундик  
Ініціали, прізвище

До захисту допускаю:  
Зав. кафедри МАЕЕС

  
Підпис, дата

К.т.н., доц. В.С. Неймак  
Ініціали, прізвище

2 06 2025 р.

ХМЕЛЬНИЦЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Факультет інженерії, транспорту та архітектури

Кафедра машин і апаратів, електромеханічних та енергетичних систем

Освітній рівень бакалавр

Галузь знань 14 Електрична інженерія

Шифр і назва

Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Шифр і назва

Спеціалізація \_\_\_\_\_

Освітня програма Енергетичний менеджмент

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри МАЕЕС

2.06.2025

ЗАВДАННЯ  
НА БАКАЛАВРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

Небесний Олександр Михайлович

Прізвище, ім'я, по батькові студента

1. Тема роботи Проект реконструкції трансформаторної підстанції для Дунаєвецького відділення Кам'янець-Подільського РЕМ

керівник роботи Романець Тарас Петрович, к.т.н., доцент

Прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання

Затверджено наказом ректора університету від 7 02 2025 р. № 23

2. Строк подання студентом роботи на кафедру 2.06.25

3. Вихідні дані до роботи енергетичні характеристики силового обладнання та мережі

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

Вступ. 1 Огляд та аналіз технічних та технологічних рішень. 2. Розробка проекту реконструкції підстанції. 3. Розрахункове підтвердження ефективності та надійності трансформаторної підстанції. Загальні висновки.

Перелік джерел посилань. Додатки

5. Перелік графічного матеріалу (із зазначенням обов'язкових креслень)

1. Встановлене обладнання на ПС (ДО, А1). 2. Встановлене обладнання на ПС (ДО, А1). 3 Розрахункова та заступна схеми струмів КЗ (РР, А1). 4. Однолінійна схема ПС 110/10 кВ (ЕЗ, А1). 5. План-розріз ПС 110/10 кВ (ГК, А1).

6. Консультанти розділів кваліфікаційної роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв

7. Дата видачі завдання \_\_\_\_\_

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

Назва етапів (розділів) кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1. Огляд та аналіз технічних та технологічних рішень		
2. Розробка проекту реконструкції підстанції		
3. Розрахункове підтвердження ефективності та надійності функціонування трансформаторної підстанції		
4. Оформлення пояснювальної записки та графічного матеріалу		

Студент

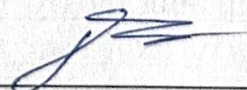


Підпис

О.М. Небесний

Ініціали, прізвище

Керівник роботи



Підпис

Т.П. Романець

Ініціали, прізвище

Факультет інженерії, транспорту та архітектури  
Кафедра машин і апаратів, електромеханічних та енергетичних систем  
Рівень вищої освіти перший (бакалаврський)  
Галузь знань 14 Електрична інженерія  
Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
Освітня програма Енергетичний менеджмент

## АНОТАЦІЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

Небесний Олександр Михайлович

Прізвище, ім'я, по батькові студента

Тема роботи Проект реконструкції трансформаторної підстанції для Дунаєвцького відділення Кам'янець-Подільського РЕМ

1. Прізвище, ініціали, вчена ступінь та звання рецензента \_\_\_\_\_

2. Обсяг бакалаврської роботи: креслень 5 арк, сторінок записки 56

3. Характеристика розділів пояснювальної записки:

В першому розділі проведено огляд та аналіз існуючих технічних та технологічних рішень. Описано її конструкцію, елементи електрообладнання, схему електроживлення, оцінено рівень автоматизації та надійності. Побудовано добові й річні графіки навантажень. Проведено аналіз переваг та недоліків наявного обладнання. В другому розділі виконано розробку проекту реконструкції підстанції. Передбачено заміну вже застарілого обладнання, а також введення нових технічних рішень щодо комутування на підстанції. Також описано конструктивні рішення щодо фундаментів, резервуарів, водовідведення, вогнезахисту й прокладання кабельних ліній. В третьому розділі виконано розрахункове підтвердження ефективності та надійності функціонування трансформаторної підстанції. Розраховано навантаження підстанції, вибрано оптимальну потужність трансформаторів, визначено струми короткого замикання, розраховано навантаження на струмопроводи, параметри захисних апаратів, ізоляторів, систем обліку.

Підпис студента

" 2 " 06 2025 р.

### Р І Ш Е Н Н Я Е К ЗА М Е Н А Ц І Й Н О Ї К О М І С І І:

Протокол 3 від 19 06 2025 р.

Оцінка роботи ЕК 4,5/8

Рекомендації ЕК впровадження у виробництво

Особливі відмітки \_\_\_\_\_

Технічний секретар   
Підпис

Ім'я, ПРІЗВИЩЕ

" 19 " 06 2025 р.

Зміст	с.
Вступ.....	6
1 ОГЛЯД ТА АНАЛІЗ ТЕХНІЧНИХ І ТЕХНОЛОГІЧНИХ РІШЕНЬ.....	8
1.1 Модернізація трансформаторної підстанції.....	8
1.2 Загальні відомості про підстанцію.....	9
1.3 Графіки електричних навантажень.....	12
1.4 Переваги і недоліки встановленого обладнання.....	14
Висновки до першого розділу.....	19
2 РОЗРОБКА ПРОЄКТУ РЕКОНСТРУКЦІЇ ПІДСТАНЦІ.....	20
2.1 Основні технологічні рішення по заміні обладнання.....	20
2.2 Рішення з реалізації будівництва конструктивної частини підстанції.....	21
2.3 Обґрунтування рішень по заміні обладнання .....	23
Висновки до другого розділу.....	25
3. РОЗРАХУНКОВЕ ПІДТВЕРДЖЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ТА НАДІЙНОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІ.....	27
3.1 Розрахункові навантаження підстанції.....	27
3.2 Вибір та розрахунки потрібної потужності силових трансформаторів.....	30
3.3 Розрахунок струмів короткого замикання.....	31
3.4 Розрахунки навантаження на струмопроводи та їх заміна.....	37
3.5 Розрахунки і заміна електричних апаратів високої напруги.....	40
3.6 Розрахунки для ізоляторів.....	44
3.7 Облік електроенергії та вимірювання на підстанції.....	45
3.8 Заміри потужності та схем живлення трансформаторів власних потреб.....	49

					БРМА 25.00.00.000 ПЗ			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Проект реконструкції трансформаторної підстанції для Дунаєвського відділення Камянець-Подільського	Літ.	Арк.	Акрушів
Розроб.		Небесний О.М.					4	56
Перевір.		Романець Т.П.				ХНУ, гр. ЕМ-21-1		
Реценз.								
Н. Контр.		Пундик С.І.						
Затверд.		Неймак В.С.						

Висновки до третього розділу.....	51
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ.....	53
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	54
ДОДАТКИ.....	<del>56</del>

					БРМА 25.00.00.000 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		5

## ВСТУП

На сучасному етапі розвитку електроенергетичної галузі особливої уваги потребує підвищення надійності та ефективності функціонування електричних мереж. Одним із головних напрямів у цьому контексті є оновлення та модернізація існуючих трансформаторних підстанцій, зокрема на рівні напруги 110/10 кВ, які є ключовими елементами у системі електропостачання населених пунктів, промислових підприємств та інфраструктурних об'єктів.

Більшість підстанцій, що були збудовані в минулому столітті, вже вичерпали свій технічний ресурс або мають застаріле обладнання, що не відповідає сучасним вимогам з точки зору енергетичної безпеки, надійності та енергоефективності. У зв'язку з цим виникає необхідність проведення реконструкції таких об'єктів із застосуванням новітніх технологій та технічних рішень. Заміна основного електротехнічного обладнання, впровадження сучасних систем автоматичного керування, цифрових засобів релейного захисту та моніторингу дозволяють значно покращити загальні характеристики підстанції та зменшити експлуатаційні витрати.

Реконструкція підстанції - це не лише технічне оновлення, але й адаптація до нових умов роботи в енергосистемі. Сучасні вимоги передбачають гнучкість у керуванні електричними навантаженнями, інтеграцію з відновлюваними джерелами енергії та високий рівень автоматизації. Оновлені підстанції мають забезпечувати безперервне та стабільне електропостачання, відповідати нормативним документам, а також бути підготовленими до цифрової трансформації енергетичної інфраструктури.

У рамках цієї роботи ставиться за мету розробити технічне рішення для реконструкції трансформаторної підстанції 110/10 кВ, яке б відповідало сучасним стандартам і вимогам до надійності, безпеки та ефективного енергоспоживання. Передбачено виконати технічний аналіз існуючого стану підстанції, запропонувати оптимальну схему електричних з'єднань, підібрати сучасне електротехнічне обладнання та надати обґрунтування техніко-економічної доцільності запропонованих змін.

Одержані результати можуть бути використані при практичному впровадженні проектів модернізації об'єктів електроенергетики.

# 1 ОГЛЯД ТА АНАЛІЗ ТЕХНІЧНИХ І ТЕХНОЛОГІЧНИХ РІШЕНЬ

## 1.1 Модернізація трансформаторної підстанції

З огляду на тривалий термін експлуатації, обладнання трансформаторної підстанції перебуває у стані, що не відповідає сучасним вимогам надійності, енергоефективності та пропускної здатності. Технічне зношення та моральне старіння елементів електроустановки істотно впливають на стабільність роботи енергосистеми, знижуючи її здатність адаптуватися до зростаючих навантажень. Саме тому реконструкція підстанції включає не лише оновлення її технічних характеристик до відповідного рівня, але й повну заміну застарілого силового та комутаційного обладнання, модернізацію релейного захисту та систем обліку й автоматизованого управління [15].

Сучасна реконструкція енергетичних об'єктів передбачає поетапне впровадження новітніх технологій, що спрямовані на підвищення ефективності роботи та зниження експлуатаційних витрат. Центральним етапом у такому процесі є заміна основних технічних засобів: трансформаторів, вимикачів, комірок, а також лінійної арматури й провідників на нові, які відповідають актуальним стандартам безпеки, енергозбереження та ресурсощадності.

Реконструкція передбачає такі ключові кроки:

- Оцінювання технічного стану: перш за все здійснюється повний аналіз діючого обладнання, щоб виявити вузли, що є критично зношеними або більше не справляються з навантаженням.

- Проектування заміни: на основі отриманих даних формується технічне рішення, у якому визначається перелік нового обладнання, способи його інтеграції в існуючу інфраструктуру та технічні умови монтажу.

- Підбір сучасних агрегатів: враховуються показники енергоефективності, технічної сумісності, довговічності та відповідність державним і міжнародним нормам.

- Підготовка майданчиків: виконуються будівельно-монтажні роботи, які забезпечують готовність об'єкта до встановлення нових елементів.

- Встановлення та технічна перевірка: після монтажу здійснюється налагодження, підключення до діючої мережі та тестування функціонування у різних режимах.

- Пуск і введення в експлуатацію: завершальний етап передбачає переведення нового обладнання в робочий стан і контроль його роботи під навантаженням.

- Технічне обслуговування та моніторинг: з метою стабільної експлуатації передбачається запровадження планового обслуговування та дистанційного моніторингу ключових параметрів.

Зважаючи на зростання споживання електроенергії в регіоні, реконструкція передбачає також збільшення встановленої потужності трансформаторів, що дасть змогу підвищити пропускну здатність підстанції й уникнути перевантаження обладнання. Особлива увага приділяється впровадженню засобів техногенної безпеки, що мінімізують ймовірність аварійних ситуацій та пожеж.

Серед додаткових переваг модернізації слід відзначити підвищення екологічної відповідальності підприємства. Використання нових матеріалів та технологій із зменшеним впливом на навколишнє середовище сприяє зниженню рівня шкідливих викидів та енергетичних втрат.

Таким чином, комплексна реконструкція трансформаторної підстанції є складним, але необхідним процесом, що забезпечує не лише продовження терміну її експлуатації, але й виводить об'єкт на якісно новий рівень технічної, енергетичної та екологічної ефективності. Успішна реалізація проєкту можлива лише за умов тісної взаємодії проєктантів, технічних фахівців та органів енергетичного нагляду.

## 1.2 Загальні відомості про підстанцію

У межах цієї бакалаврської роботи об'єктом дослідження обрана трансформаторна підстанція напругою 110/10 кВ, яка розташована в Хмельницькій області.

Її структурна схема наведена на рисунку 1.1. Дана підстанція є ключовим енергетичним вузлом, що забезпечує електропостачання міста та навколишніх населених пунктів. Вона побудована у міській місцевості та належить до відкритого типу. З боку високої напруги (110 кВ) застосовується відкрита розподільча установка, у той час як на боці 10 кВ використовується закритий розподільчий пристрій. Конструктивно підстанція виконана як прохідна.

На високовольтному боці 110 кВ розташовані такі елементи електрообладнання: лінійні роз'єднувачі типу РЛНДЗ-2-110/400 і РЛНДЗ-1-110/400, а також вимірювальний трансформатор напруги марки НКФ-110/1000. Для вимірювання струму встановлені трансформатори типу ТФЗМ-110Б із коефіцієнтом трансформації 600/5. Для комутації навантаження використовується відмикач типу ВД-110/400, а для короткочасного замикання на землю - пристрій типу КЗ-110. Живлення навантаження забезпечують два силові трансформатори з номінальною потужністю по 6,3 МВА кожен. Додатково передбачено заземлюючий пристрій нейтралі типу ЗОН-110, а також встановлені розрядники - РВС-110 на стороні лінії і РВС-50 на нейтралі трансформатора. Секційний роз'єднувач СР-110 забезпечує розділення ліній, а для живлення власних потреб застосовано трансформатори потужністю 40 та 63 кВА.

Розподільча установка напругою 10 кВ розміщена у закритому приміщенні та має двосекційну конструкцію шин. Обидві секції об'єднані між собою секційною коміркою, яка включає пристрій автоматичного введення резерву (АВР). На кожній шинній секції встановлені вимірювальні трансформатори напруги типів НАМИ-10 та НТМІ-10. Вихідні лінії підключені через комірки типу КУ-10Ц, що містять необхідне комутаційне й захисне обладнання.

У складі цих комірок наявні масляні вимикачі типів ВМП-10, ВМГ-133, ВК-10, ВВЕЛ-10. Також встановлено трансформатори струму марок ТОП, ТПЛ, ТОЛ. Для захисту застосовуються запобіжники типу ПКТ-10 і розрядники РВП-10, а для ізоляційного від'єднання - стандартні роз'єднувачі. Оперативна напруга мережі становить 230 В змінного струму, що забезпечує надійну роботу систем управління, автоматики та сигналізації. У лінійних колах встановлено обладнання, яке



### 1.3 Графіки електричних навантажень підстанції

Графіки навантаження є важливим інструментом для оцінки ефективності роботи підстанції. Вони використовуються при розробці систем енергопостачання, прогнозуванні споживання електроенергії, плануванні профілактичних і ремонтних робіт, а також під час контролю експлуатаційних режимів електрообладнання [1].

У межах виконання проєкту необхідно побудувати сумарні добові графіки навантаження підстанції за значеннями активної, реактивної та повної потужності. Крім того, формується річна характеристика навантаження у вигляді графіка тривалості споживання активної потужності.

На основі фактичних вимірів електричних навантажень споживачів зі сторони 10 кВ складено відповідний графік добового навантаження, який наведено на рисунку 1.2 [1].



Рисунок 1.2 - Добовий графік навантаження

За даним графіком навантажень будемо добовий графік навантаження повної потужності, який зображено на рисунку 1.3. та річний графік навантажень за тривалістю, який зображено на рисунку 1.4 [1].



Рисунок 1.3 - Добовий графік повної потужності



Рисунок 1.4 - Річний графік навантажень за тривалістю

Результати побудованих графіків навантаження дозволяють зрозуміти характер споживання електроенергії підстанцією у різні періоди часу. Це дає змогу оптимізувати роботу обладнання, передбачити пікові навантаження, ефективно планувати технічне обслуговування та формувати техніко-економічно обґрунтовані рішення щодо подальшої модернізації електропостачання.

#### 1.4 Переваги та недоліки встановленого обладнання

Протягом довгого часу основне електротехнічне обладнання трансформаторної підстанції забезпечувало стабільну роботу електропостачання, однак з урахуванням збільшення кількості споживачів і навантаження на енергосистему, воно більше не відповідає сучасним вимогам надійності, безпеки та пропускнуєї спроможності [15, 16].

Вимикачі серії ВД-110/400 та КЗ-110, що використовуються для оперативного відключення ліній, мають переваги у простоті обслуговування та перевірній часом конструкції. Проте застаріла технологія дугогасіння та залежність від частих регламентних робіт створюють ризики при роботі з підвищеним навантаженням, особливо в умовах зростання навантаження на підстанцію. Крім того, ці пристрої характеризуються обмеженим ресурсом умикання-вимикання та підвищеною пожежонебезпекою через використання застарілих матеріалів.



а)

б)

Рисунок 1.5 - а) Відмикач ВД-110/400 та б) короткозамикач КЗ-110

Роз'єднувачі типу РЛНДЗ-2-110/400 і РЛНДЗ-1-110/400 демонструють достатній механічний ресурс та витривалість у стандартних режимах експлуатації. Але їх струмопровідна здатність, яка проектувалась на інші умови навантаження, на сьогодні є недостатньою для забезпечення надійності при пікових режимах. Крім того, конструктивна складність окремих вузлів і підвищена зношувальність ізоляційних деталей вимагає регулярних перевірок і ускладнює технічне обслуговування [15].

Силові трансформатори типів ТМТН і ТМН потужністю 6,3 МВА раніше повністю задовольняли потреби району. Вони є відносно надійними, мають зрозумілу для обслуговуючого персоналу конструкцію та легко інтегруються у стандартні схеми живлення. Водночас ці трансформатори мають обмежену потужність, високі втрати холостого ходу, а їхній коефіцієнт корисної дії знижується зі збільшенням навантаження. Поточні навантаження, що значно перевищують проєктні, знижують надійність їхньої роботи та підвищують ризик перегріву обмоток [15].



а)

б)

Рисунок 1.6 - Силові трансформатори а) ТМН-6300/110 та б) ТМТН-6300/110

Заземлювачі типу ЗОН-110 протягом тривалої експлуатації показали стабільні електричні характеристики, але є вже досить застарілими через, що вже не відповідають тим вимогам швидкості реагування та рівня захисту, тому їх потрібно

замінити на більш нові ЗОНи [15].



Рисунок 1.7 - Заземлювач трансформатора ЗОН-110

Розрядники серії РВС-110 та РВС-50 (нейтралі) призначені для захисту ізоляції від перенапруг, ефективно виконували свою функцію на попередньому етапі експлуатації. До їх переваг можна віднести високу чутливість до імпульсних перенапруг і доступність у технічному обслуговуванні. Проте зі збільшенням кількості комутаційних процесів та підвищенням вимог до реакції на грозові перенапруги їх характеристик недостатньо для повного захисту сучасного обладнання, а фізичне старіння матеріалів впливає на надійність роботи [15].



а)



б)

Рисунок 1.8 - Вентильні розрядники а) РВС-110 та б) РВС-50

Трансформатори напруги НТМІ-10 та частково НАМІ-10, які забезпечують живлення вторинних кіл і вимірювання, мають задовільні метрологічні параметри. Але конструктивні особливості, властиві цим моделям, не дозволяють їх ефективно використовувати при високих гармоніках або в умовах нестабільної напруги. Ізоляційні властивості деяких екземплярів погіршились через старіння паперово-масляної ізоляції, що підвищує ризики пробою [15].

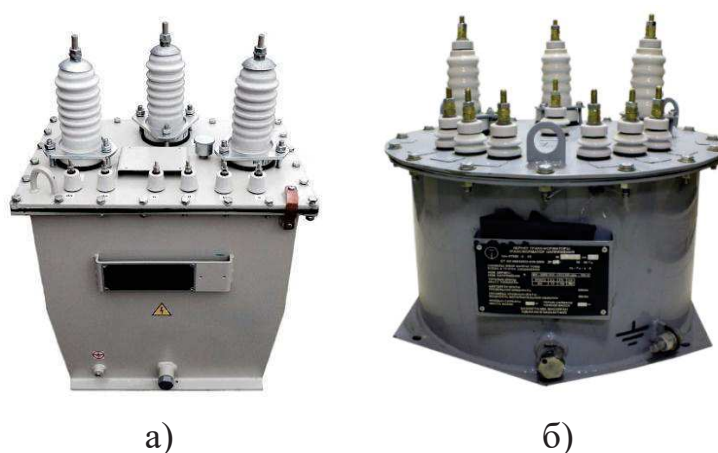


Рисунок 1.9 - Трансформатори напруги а) НАМІ-10 та б) НТМІ-10

Масляні вимикачі ВМП-10, ВМГ-133, ВК-10 та ВВЕЛ-10, які широко застосовувались у комутаційних апаратах середньої напруги, мають добру здатність до гасіння дуги в оливі та були основою багатьох схем. Однак їх головні недоліки - складне обслуговування, високий ризик займання масла та значний час відновлення після спрацювання. З урахуванням зростання числа циклів комутацій та підвищення вимог до екологічної безпеки, ці апарати стали технічно застарілими [15].

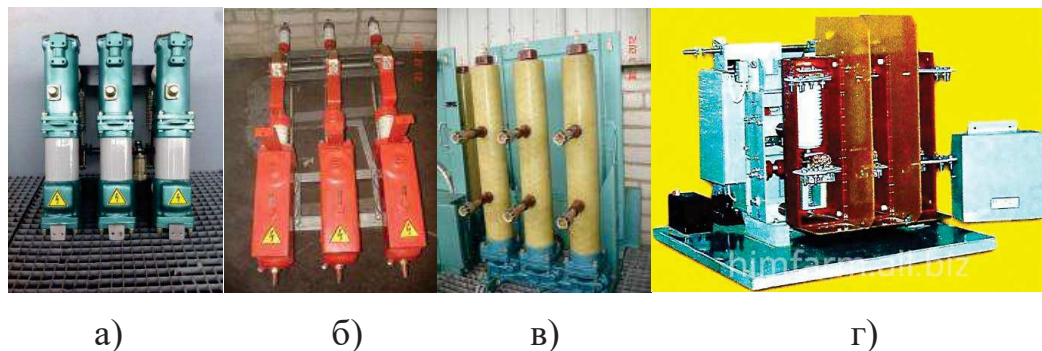


Рисунок 1.10 - Масляні вимикачі: а) ВМП-10, б) ВМГ-133, в) ВК-10, г) ВВЕЛ-10

Трансформатори струму типів ТОП-10, ТПЛ-10, ТОЛ-10 мають точність у вимірюваннях, однак частина з них втратила клас точності через старіння ізоляції та накопичення вологи. Такі трансформатори при перевантаженнях можуть мати проблеми із збереженням вторинних значень напруги в допустимих межах, що впливає на роботу релейного захисту та облікових приладів [15].

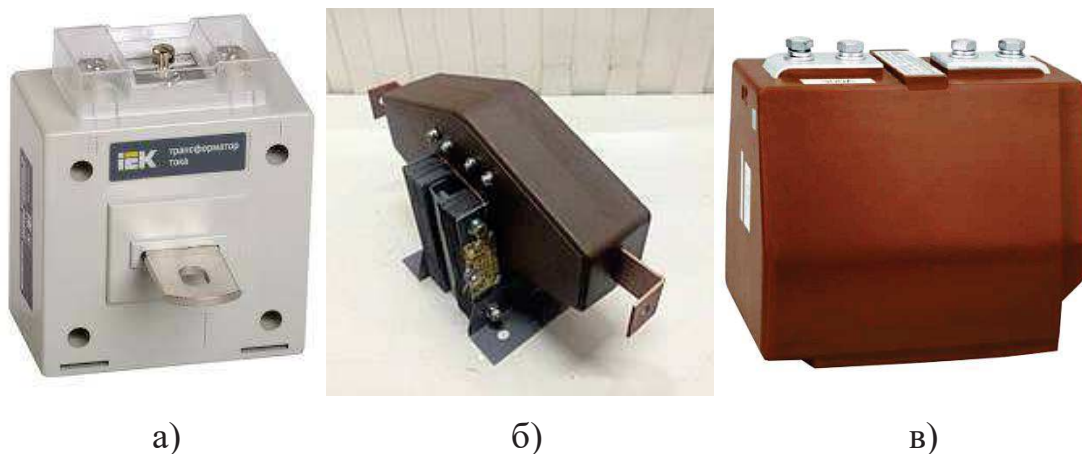


Рисунок 1.11 - Трансформатори струму а) ТОП-10, б) ТПЛ-10 та в) ТОЛ-10

Трансформатори власних потреб ТМ-40/10 і ТМ-63/10 протягом тривалого періоду забезпечували внутрішні споживання підстанції, проте їхній рівень втрат енергії та недостатня стабільність напруги на вторинній обмотці вже не відповідають поточним потребам. Вони не мають належного захисту від перевантажень і перенапруг, а ефективність охолодження помітно знижується у літній період [15].

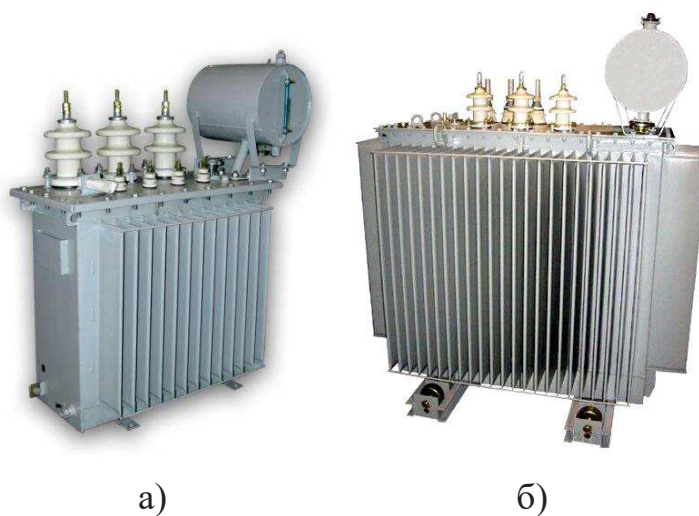


Рисунок 1.12 - Трансформатори власних потреб а) ТМ-40/10 та б) ТМ-63/10

## Висновок до першого розділу

У першому розділі було проведено всебічний аналіз технічного стану трансформаторної підстанції 110/10 кВ, розташованої в місті Дунаївці. Встановлено, що переважна більшість обладнання експлуатується понад 20 років, унаслідок чого спостерігається фізичне зношення, моральне старіння та недостатність пропускної спроможності. Особливо критичним є стан силових трансформаторів, масляних викивачів та вимірювальних трансформаторів, які більше не відповідають сучасним вимогам надійності та точності.

Також виявлено, що існуючі системи релейного захисту, контролю та обліку є застарілими і не забезпечують достатнього рівня автоматизації, гнучкості та швидкодії при аварійних ситуаціях. Наявне обладнання, хоч і функціонує, не здатне повною мірою гарантувати безперебійне електропостачання в умовах зростаючого енергоспоживання у регіоні.

На підставі проведеного аналізу обґрунтовано доцільність розробки проекту реконструкції підстанції. Основними напрямками модернізації мають стати: заміна силових трансформаторів на більш потужні та енергоефективні, впровадження вакуумних або елегазових комутаційних апаратів, оновлення засобів захисту й обліку, а також підвищення рівня автоматизації за рахунок сучасних систем моніторингу та керування.

Одержані висновки створюють концептуальну основу для подальшої розробки технічних рішень у другому розділі, де буде запропоновано конкретні заходи реконструкції підстанції відповідно до сучасних стандартів та потреб споживачів.

## 2. РОЗРОБКА ПРОЄКТУ РЕКОНСТРУКЦІЇ ПІДСТАНЦІЇ

### 2.1 Основні технологічні рішення по заміні обладнання

У рамках модернізації трансформаторної підстанції 110/10 кВ заплановано реалізацію проєкту з оновлення силових трансформаторів Т-1 і Т-2, які мають номінальну потужність 6,3 МВА, шляхом встановлення трансформаторів підвищеної потужності на 16 МВА. Реконструкція здійснюється в умовах функціонування об'єкта, що належить до діючої енергетичної інфраструктури, із заміною чинної схеми відкритого розподільчого пристрою на місткову, що дозволяє забезпечити більшу надійність та гнучкість електричних з'єднань.

Комплекс передбачених заходів включає наступні етапи:

- демонтаж усталених вимикачів типу ВД-110/400 і короткозамикачів КЗ-110, з подальшим впровадженням сучасного елегазового вимикача моделі 120-SFM-32В;
- оновлення існуючих роз'єднувачів РЛНДЗ-2-110/400 та РЛНДЗ-1-110/400, замість яких встановлюються нові апарати з підвищеною струмопровідністю - РНДЗ-2-110/1000 та РНДЗ-1-110/1000;
- заміна трансформаторів типу ТМТН-6300/110 та ТМН-6300/110 на більш потужні трансформатори типу ТДН-16000/110, що обладнані регулюванням під навантаженням;
- оновлення заземлювального пристрою трансформатора, замість старого ЗОН-110 встановлюється його модернізована версія;
- заміна розрядників РВС-110 та розрядників нейтралі трансформатора РВС-50 на нові обмежувачі перенапруг ОПН-110 та ОПН-П-110/56/10/550 для нейтралі;
- модернізація вимірювального обладнання: заміна трансформаторів напруги типу НТМІ-10 та частково морально застарілих НАМІ-10 на нові трансформатори напруги типу НАМІ-10;
- демонтаж масляних вимикачів (зокрема моделей ВМП-10, ВМГ-133, ВК-10, ВВЕЛ-10) та встановлення більш екологічно безпечних і надійних вакуумних ви-

микачів типу ВР1;

- заміна трансформаторів струму ТОП-10, ТПЛ-10, ТОЛ-10 на сучасніші вимірювальні трансформатори типу ТПЛУ-10;

- оновлення трансформаторів власних потреб: замість ТМ-40/10 та ТМ-63/10 встановлюються трансформатори типу ТМГ-40/10;

- облаштування інфраструктури обслуговування трансформаторів - спорудження маслоприймального резервуара, побудова маслозбірника, а також організація систем відведення трансформаторного масла;

- монтаж нових кабельних ліній із прокладанням їх у вже наявних або проєктованих лотках та траншеях.

Проєкт передбачає інтеграцію низки сучасних технічних рішень, які спрямовані на підвищення надійності та ефективності експлуатації електрообладнання.

Зокрема:

- а) передбачається впровадження елегазових комутаційних апаратів 110 кВ, що замінять традиційну схему з відмикачем та короткозамикачем;

- б) планується встановлення вакуумних вимикачів низької напруги 10 кВ, що замінять морально застарілі масляні аналоги;

- в) обираються сучасні типи обладнання, кабельно-провідникової продукції, а також впроваджуються новітні системи керування та захисту, які враховують поточні вимоги до облаштування ПС.

Усі запропоновані технічні рішення розроблено з урахуванням актуального досвіду реалізації подібних інфраструктурних об'єктів в енергосистемі. Проєкт також відповідає чинним екологічним стандартам, що гарантує збереження навколишнього природного середовища під час реконструкції та подальшої експлуатації оновленої підстанції.

## 2.2 Рішення з реалізації будівництва конструктивної частини підстанції

Планується облаштування нового маслоприймального резервуара, призначеного для збору аварійних витоків трансформаторного масла та дощової води.

Його конструкція базується на збірних залізобетонних кільцях, які встановлюються поетапно способом обсадки з ручним вибиранням ґрунту зсередини. Для герметизації між кільцями укладається ущільнювач на основі бентоніту. Місця стиків додатково обробляються цементним розчином, а зовнішня поверхня, що контактує з ґрунтом, покривається двома шарами гарячого бітумного складу для гідроізоляції.

Під опори для енергетичного обладнання заливаються монолітні бетонні фундаменти. Самі опори виготовляються з оцинкованого металопрокату з товщиною захисного шару від 50 мікрметрів. Елементи з'єднуються за допомогою болтів. Якщо основа складається з декількох частин (наприклад, плита та вертикальна частина), то з нижньої частини випускається арматура для досягнення монолітності при наступному бетонуванні, яке повинно бути виконане не пізніше ніж через три доби. Фундаментні елементи також покриваються двошаровим бітумним захистом.

Під час реалізації будівельно-монтажних робіт враховуються геологічні характеристики місцевих ґрунтів. Засипання котлованів виконується згідно з проектними показниками з дотриманням планових позначок, необхідних для ефективного водовідведення. Для зворотного засипання застосовуються лише місцеві мінеральні породи без сторонніх включень. Не допускається використання органіки, чорнозему або будівельного сміття.

Під трансформатор серії ТДН 16000/110 споруджується фундамент із заводських залізобетонних плит, які укладаються на шар щебеню, що в свою чергу спирається на ущільнену піщану основу. Основу готують шляхом ущільнення дна котловану важкими трамбувальними механізмами, після чого пісок засипається шарами до досягнення щільності не менше  $1,75 \text{ т/м}^3$ .

Для збору аварійного масла передбачена система труб з азбестоцементу, прокладених з ухилом не менше 5% у напрямку резервуара. Кожне трансформаторне відділення має окрему гілку масловідведення.

Стіни трансформаторних ям споруджуються з бетонних блоків, змонтованих на ущільнену піщану підготовку. Дно виконується у вигляді монолітної залізобе-

тонної плити. Для пересування трансформаторів укладаються колії з плит, що спираються на бетонну основу. Рейки фіксуються до плит через анкерні елементи, вмонтовані у заздалегідь пробурені отвори.

Під вимикачі заливаються фундаменти з елементів типу ЛЖ-16 (серія 3.407.1-157.1), під якими влаштовується подушка з ущільненого шару щебеню та піску.

Пожежна безпека проєкту забезпечується відповідно до чинних нормативів, таких як ДБН Б.2.2-12:2019, ПУЕ та галузевих стандартів проєктування (ГКД 341.004.001-94). Протипожежні розриви виконані згідно з регламентом, відхилення, що потребують погодження з ДСНС, відсутні.

Прокладка кабельних ліній виконується згідно з ПУЕ, СНиП 3.05.06-85 та галузевими правилами пожежної безпеки. Резервовані кабелі розміщуються по різних маршрутах - як у вже наявних трубах, так і на нових металоконструкціях. Після прокладання отвори герметизуються спеціальними засобами.

Відповідно до ПУЕ, реконструйована підстанція відноситься до III категорії щодо протипожежного захисту. Територія об'єкта передбачає вільний доступ спеціалізованої техніки, зокрема в зонах ВРУ-110 кВ та трансформаторів.

### 2.3 Обґрунтування рішень по заміні обладнання

У зв'язку з тривалою експлуатацією трансформаторної підстанції 110/10 кВ і суттєвим зростанням навантаження через підключення нових споживачів виникла об'єктивна потреба у модернізації ключового обладнання. Рішення щодо його заміни приймалися на основі оцінки технічного стану, надійності, пропускної здатності та відповідності чинним вимогам з енергоефективності та безпеки.

Одним із пріоритетних завдань є демонтаж застарілих комутаційних апаратів типу ВД-110/400 і КЗ-110, що експлуатувалися в мережі 110 кВ. Замість них впроваджується сучасний елегазовий вимикач 120-SFM-32В, який вирізняється компактністю, високою швидкістю, стабільністю комутаційних характеристик і герметичністю, що зменшує залежність від кліматичних умов та знижує обсяг регла-

ментного обслуговування.

Також заплановано оновлення роз'єднувачів: моделі РЛНДЗ-2-110/400 і РЛНДЗ-1-110/400, які вже не відповідають сучасним навантаженням, будуть замінені на варіанти РНДЗ-2-110/1000 і РНДЗ-1-110/1000. Ці пристрої забезпечують більшу пропускну здатність і мають підвищену зносостійкість завдяки вдосконаленій конструкції.

Особлива увага приділяється трансформаторам, які є центральним елементом підстанції. Існуючі апарати типу ТМТН-6300/110 та ТМН-6300/110 не забезпечують необхідної потужності. Заміна їх на трансформатори ТДН-16000/110 дозволяє суттєво збільшити трансформовану потужність та адаптувати роботу підстанції до сучасного рівня споживання. Вбудоване РПН дає змогу регулювати напругу без відключення живлення.

Система заземлення також підлягає модернізації: морально застарілий пристрій типу ЗОН-110 буде замінений на сучасну конструкцію, що дозволить покращити електробезпеку, знизити опір заземлення і підвищити безпеку для обслуговуючого персоналу.

Для ефективного захисту обладнання від імпульсних перенапруг передбачена заміна малоефективних розрядників РВС-110 та РВС-50 на сучасні ОПН-110 та ОПН-П-110/56/10/550, які не потребують обслуговування і мають високу надійність та тривалий термін експлуатації.

У сфері вимірювальної техніки трансформатори напруги типу НТМІ-10 і частина старих моделей НАМІ-10, які втратили актуальність через обмеження точності та надійності, будуть оновлені на сучасні зразки НАМІ-10. Вони забезпечують стабільність параметрів та надійність у відкритих умовах експлуатації.

Крім того, заплановано повну заміну морально застарілих вимикачів середньої напруги типу ВМП-10, ВМГ-133, ВК-10, ВВЕЛ-10, які мають високі експлуатаційні витрати та екологічні ризики. Їх замінять вакуумні вимикачі ВР1, що відзначаються високим комутаційним ресурсом, не потребують масла й не створюють небезпечних викидів.

Серед трансформаторів струму значну частину обладнання складають застарілі моделі ТОП-10, ТПЛ-10 і ТОЛ-10. Замість них встановлюються трансформатори типу ТПЛУ-10, які мають вищий клас точності та повністю сумісні з сучасними цифровими системами релейного захисту й автоматики.

Також у межах модернізації трансформаторної підстанції передбачено оновлення трансформаторів власних потреб. Зокрема, замість двох моделей - ТМ-40/10 та ТМ-63/10 - прийнято рішення встановити новіші трансформатори типу ТМ-40/10 через те, що наявне обладнання перебуває в експлуатації досить довгий період та потребує оновлення. Така заміна є технічно й економічно виправданою. Аналіз фактичного навантаження трансформаторів власних потреб свідчить, що їхня потужність використовується не повністю. Більш потужний трансформатор ТМ-63/10 працює із значними резервами, що призводить до неефективної витрати електроенергії. Встановлення менш потужного, але достатнього за параметрами трансформатора ТМ-40/10 дозволяє знизити ці втрати, підвищуючи загальну енергоефективність системи.

Таким чином, комплексна модернізація обладнання не лише дозволяє усунути застарілі елементи, а й забезпечує підвищення енергоефективності, надійності та гнучкості функціонування підстанції в умовах зростаючого навантаження на електромережу.

#### Висновок до другого розділу

У другому розділі було розглянуто основні технологічні рішення по заміні обладнання трансформаторної підстанції 110/10 кВ, що експлуатується досить довгий проміжок часу. Встановлено, що окремі елементи, зокрема комутаційна апаратура, прилади обліку, електрична апаратура високої напруги мають суттєвий фізичний і моральний знос, а їхні параметри не відповідають сучасним вимогам щодо надійності, енергоефективності та безпеки, а споживання електроенергії зросло через збільшення кількості населення та збільшення промислової інфраструктури.

У межах технічного переоснащення обґрунтовано необхідність заміни застарілих вимикачів, роз'єднувачів, трансформаторів струму та напруги на сучасні аналоги, які характеризуються поліпшеними технічними показниками, меншими експлуатаційними витратами та відповідністю чинним нормативам. Особливу увагу приділено модернізації силових трансформаторів, що дозволяє суттєво збільшити пропускну здатність підстанції та забезпечити стабільне електропостачання з урахуванням зростаючих навантажень.

Запропоновані заходи також передбачають встановлення нових обмежувачів перенапруг, що сприяє підвищенню загального рівня електробезпеки. Раціональна заміна трансформаторів власних потреб на менш потужні, але енергоефективні моделі є обґрунтованим кроком, що дозволяє оптимізувати споживання електроенергії та спростити технічне обслуговування.

Таким чином, розроблені технічні рішення створюють основу для надійної, безпечної та енергоефективної експлуатації підстанції в умовах зростаючих потреб споживачів.

### 3 РОЗРАХУНКОВЕ ПІДТВЕРДЖЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ТА НАДІЙНОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІЇ

#### 3.1 Розрахункові навантаження підстанції

На основі відомих значень активної потужності  $P$  та кількості  $n$  споживачів на відповідному класі напруги визначається загальна пікова величина навантаження [1]:

$$P_{\max} = \sum_{i=1}^n k_{om} \cdot n \cdot P_i, \text{ MBm} \quad (3.1)$$

де  $P$  - потужність споживачів, МВт;

$k_{om}$  - коефіцієнт одночасності максимумів навантаження;

$n$  - кількість споживачів, шт.

$$P_{\max} = 0,63 \cdot 6 \cdot 4,8 = 18,1 \text{ MBm.}$$

Для побудови добового графіка реактивної потужності спочатку встановлюється її максимальне значення  $Q_{\max}$  [1]:

$$Q_{\max} = P_{\max} \cdot \text{tg} \varphi_{\max}, \text{ MBAp} \quad (3.2)$$

де  $\text{tg} \varphi$  - коефіцієнт потужності;

$$Q_{\max} = 18,1 \cdot 0,58 = 10,5 \text{ MVAp.}$$

В подальшому реактивна потужність  $Q$  визначається за часовими інтервалами здійснюється пропорційно сходинкам типового графіка, орієнтуючись на

знайдене значення  $Q_{max}$ . Після отримання графіків активної  $P$  та реактивної  $Q$  потужностей, виконується побудова графіка повної потужності за формулою [1]:

$$S_{max} = \sqrt{P_{max}^2 + Q_{max}^2}, MBA \quad (3.3)$$

де  $S_{max}$  - повна потужність;

$$S_{max} = \sqrt{18,1^2 + 10,5^2} = 20,92 MBA.$$

Об'єм спожитої за рік електроенергії (активної та реактивної) дорівнює площі поверхні, яка обмежується річною кривою графіка навантаження [1]:

$$W_a = \sum PT, MBm \quad (3.4)$$

$$W_a = 83731 MBm;$$

$$W_p = \sum Q, MBAp \quad (3.5)$$

$$W_p = 40953 MBAp.$$

де  $P, Q$  - потужність  $i$ -ої сходинки графіка відповідно активної і реактивної потужності;

$T$  - тривалість цієї сходинки.

Середня потужність за добу визначається з [1]:

$$P_{cp} = \frac{W_{доба}}{24}, MBm \quad (3.6)$$

$$P_{cp} = \frac{229,4}{24} = 9,6 \text{ МВт};$$

$$Q_{cp} = \frac{W_{дообр}}{24}, \text{ МВАр} \quad (3.7)$$

$$Q_{cp} = \frac{112,3}{24} = 4,68 \text{ МВАр}.$$

де  $W_{доба}$ ,  $W_{дообр}$  - добова активна і реактивна енергія.

Кількість годин річного використання максимальної потужності  $T_{max}$  визначається за відповідною формулою [1]:

$$T_{max} = \frac{\sqrt{W_p + W_a}}{S_{max}}, \text{ год} \quad (3.8)$$

$$T_{max} = \frac{\sqrt{83731 + 40953}}{18,1} = 19,5 \text{ год}.$$

Час максимальної втрати енергії за рік позначається як  $\tau_{max}$  та розраховується за встановленою формулою 3.9 [1]:

$$\tau_{max} = \left(0,124 + \frac{T_{max}}{10000}\right)^2 \cdot 8760, \text{ год} \quad (3.9)$$

$$\tau_{max} = \left(0,124 + \frac{19,5}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 138,96 \text{ год}.$$

Коефіцієнт заповнення графіка  $K_{зг}$  визначається за формулою 3.10 [1]:

$$K_{зг} = \frac{P_{cp}}{P_{max}}, \quad (3.10)$$

$$K_{зз} = \frac{9,6}{18,1} = 0,53.$$

Коефіцієнт заповнення графіка ілюструє, наскільки середня активна потужність менша від максимуму, або менша тієї кількості електроенергії, яке було б спожито за однаковий проміжок часу, якщо б навантаження залишалось на максимальному рівні протягом усієї доби.

### 3.2 Вибір та розрахунки потрібної потужності силових трансформаторів

Оскільки у проекті передбачено живлення споживачів I та II категорій надійності, на підстанції обов'язкове встановлення двох силових трансформаторів. Якщо понижувальна напруга одна, використовуються двообмоткові трансформатори. При наявності двох рівнів - необхідно застосування триобмоткових або автотрансформаторів. Як правило, трансформатори встановлюються однакової номінальної потужності, проте в окремих випадках допускається інша кількість і потужність, якщо це технічно та економічно доцільно.

Розрахунок номінальної потужності трансформаторів проводиться з урахуванням можливих аварійних і допустимих тривалих перевантажень. В аварійних умовах допускається підвищення навантаження на 40% протягом максимум п'яти діб, за умови що початкове завантаження трансформатора не перевищує 93%, а тривалість перевантаження - не більше 6 годин на добу.

Аварійний режим розглядається як ситуація виходу з ладу одного з трансформаторів. При цьому допустимо короткочасне відключення споживачів III категорії. Розрахунок номінальної потужності трансформатора ведеться за формулою 3.11 [1]:

$$S_{т.ном.розр.} = \frac{S_{max}}{(n-1) \cdot 1,4}, MBA \quad (3.11)$$

$$S_{т.ном.розр.} = \frac{20,92}{(2-1) \cdot 1,4} = 14,9 \text{ МВА.}$$

де  $S_{\max}$  - максимальна потужність споживачів;

$n$  - кількість трансформаторів на підстанції.

Згідно зі стандартною шкалою, номінальне значення  $S_{т.ном.}$  округлюється до найближчого стандартного значення  $S_{т.ном.розр.}$ . Після цього обчислюється коефіцієнт завантаження трансформатора  $K_3$  у режимі максимальної експлуатації при роботі усіх наявних трансформаторів [1]:

$$K_3 = \frac{S_{\max}}{n \cdot S_{т.ном.}}, \quad (3.12)$$

$$K_3 = \frac{20,92}{2 \cdot 16} = 0,65.$$

Оберемо трансформатор типу ТДН-16000/110 [9].

Його технічні дані:

$$U_{\text{ВН}} = 115 \text{ кВ};$$

$$S_{\text{НОМ}} = 16 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\Delta P_{\text{ХХ}} = 18 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{\text{КЗ}} = 85 \text{ кВт};$$

$$U_{\text{К}} = 10,5\%;$$

$$U_{\text{НН}} = 10,5 \text{ кВ.}$$

### 3.3 Розрахунок струмів короткого замикання

До основних причин аварій в електромережах належать короткі замикання різного типу (трифазні, двофазні, однофазні замикання на землю та однофазні короткі замикання). Проведення розрахунків таких режимів є необхідним етапом

проектування, оскільки вони дозволяють підібрати відповідну комутаційну апаратуру, перевірити стійкість струмопровідних частин та визначити параметри релейного захисту й пристроїв заземлення.

Для вибору апаратури та струмопроводів в якості розрахункового типу КЗ приймається трифазне коротке замикання. Необхідно скласти розрахункову схему, яка відображає найгірший варіант - тобто максимальне значення струму КЗ у визначених точках мережі. При цьому враховується, що на стороні 6-10 кВ секційний вимикач завжди залишається відключеним, а на вищих напругах - 35...330 кВ - він може бути включеним, залежить від типу підстанції.

На базі цієї схеми виконується побудова схеми заміщення, де вказуються джерела живлення та елементи ланцюга з їхніми реактивними опорами. Активні опори можуть бути виключені для спрощення розрахунків.

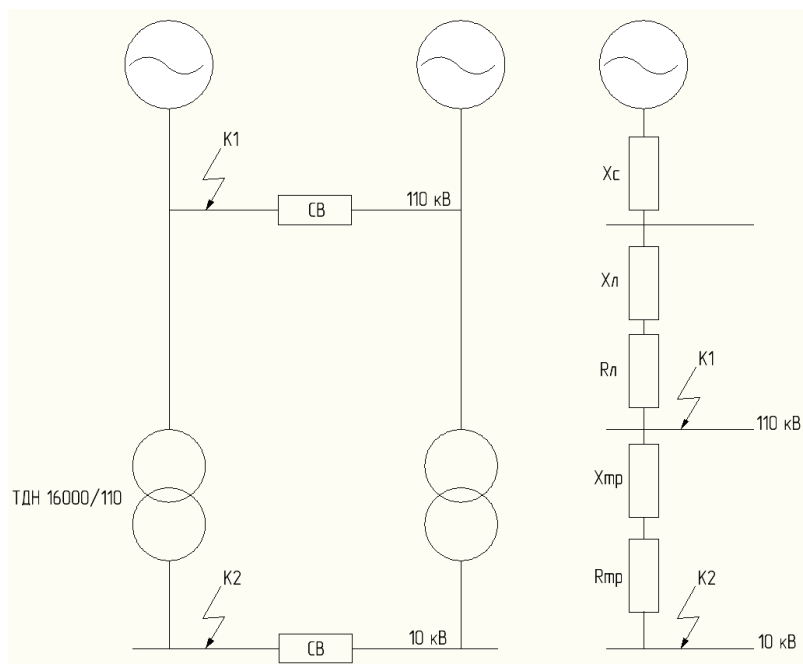


Рисунок 3.1 - Розрахункова схема та схема заміщення для розрахунку струму КЗ

У схемі рисунку 3.1 позначаються:

$X_c, X_l, X_{mp}$  - індуктивні опори системи, ЛЕП та трансформатора відповідно;

$R_l, R_{mp}$  - активні опори лінії високої напруги і трансформатора.

Обчислення струмів короткого замикання проводиться в іменованих одиницях.

Розрахунки для опорів схем заміщення системи, лінії високої напруги, трансформаторів.

При короткому замиканні на шинах високовольтної напруги трансформаторної підстанції (точка К1) [1].

Розрахуємо індуктивний опір системи за формулою [1]:

$$X_c = \frac{(U_{c.n.})^2}{S_{к.з.}}, Ом \quad (3.13)$$

$$X_c = \frac{115000^2}{580000000} = 22,8 Ом.$$

де  $U_{c.n.}$  - середня номінальна напруга ступені КЗ (37 кВ, 115 кВ, 154 кВ, 230 кВ) - приймаємо відповідно з напругою проекту згідно завдання;

$S_{к.з.}$  - потужність короткого замикання згідно завдання.

Реактивний опір лінії високої напруги знаходять з формули [1]:

$$X_d = x_0 \cdot l, Ом \quad (3.14)$$

$$X_d = 0,176 \cdot 72 = 12,6 Ом.$$

$l$  - довжина лінії електропередачі згідно завдання, км;

$x_0$  - питомий індуктивний опір провода (з довідника).

При короткому замиканні на шинах низької напруги трансформаторної підстанції (точка К2), індуктивний опір системи знаходять з [1]:

$$X'_c = \frac{(U'_{c.n.})^2}{S_{к.з.}}, Ом \quad (3.15)$$

$$X'_c = \frac{10500^2}{580000000} = 0,19 \text{ Ом.}$$

де  $U'_{c.n.}$  - середньо-номінальна напруга ступені короткого замикання - 10.5 кВ.

Розрахуємо індуктивний опір лінії електропередачі згідно формули [1]:

$$X'_l = x_l \cdot \left(\frac{U'_{c.n.}}{U_{c.n.}}\right), \text{ Ом} \quad (3.16)$$

$$X'_l = 12,6 \cdot \left(\frac{10500}{115000}\right) = 1,15 \text{ Ом.}$$

Знайдемо індуктивний опір трансформатора згідно формули [1]:

$$X'_{mp} = \frac{U_{\%K3} \cdot U_{c.n.}^2 \cdot 10}{S_n}, \text{ Ом} \quad (3.17)$$

$$X'_{mp} = \frac{10,5\% \cdot 10500^2 \cdot 10}{0,6 \cdot 16000000} = 12,06 \text{ Ом.}$$

Сумарний опір до точки короткого замикання К1 знаходять з [1]:

$$X_{\Sigma K1} = x_c + x_l, \text{ Ом} \quad (3.18)$$

$$X_{\Sigma K1} = 22,8 + 12,6 = 35,4 \text{ Ом.}$$

Сумарний (результуючий) опір до точки короткого замикання К2 розраховують згідно формули [1]:

$$X_{\Sigma K2} = x'_c + x'_{\prime} + x'_{mp}, \text{ Ом} \quad (3.19)$$

$$X_{\Sigma K2} = 0,19 + 1,15 + 12,06 = 13,4 \text{ Ом.}$$

Розрахунок струмів трифазного короткого замикання.

Початкове значення періодичної складової струму трифазного КЗ в точках К1 та К2 відповідно  $I_{II(K1)}^{(3)}$  та  $I_{II(K2)}^{(3)}$  обчислюється за формулами [1]:

$$I_{II(K1)}^{(3)} = \frac{U_{c.n.}}{\sqrt{3} \cdot x_{\Sigma K1}}, \text{ кА} \quad (3.20)$$

$$I_{II(K1)}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 35,4} = 1,87 \text{ кА.}$$

$$I_{II(K2)}^{(3)} = \frac{U'_{c.n.}}{\sqrt{3} \cdot x_{\Sigma K2}}, \text{ кА} \quad (3.21)$$

$$I_{II(K2)}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 13,4} = 0,45 \text{ кА.}$$

Розрахунок ударного струму трифазного короткого замикання

Максимальне значення повного струму, що виникає через 0,01 секунди після короткого замикання, враховується у розрахунках з урахуванням лише затухання аперіодичної складової, тоді як періодична залишається сталою.

Ударний коефіцієнт визначається [1]:

$$K_{yBH} = 1 + e^{\frac{0,01}{\tau_a}}, \quad (3.22)$$

$$K_{yBH} = 1 + e^{\frac{0,01}{0,115}} = 2,09.$$

Ударний струм визначається [1]:

$$i_{yBH} = \sqrt{2} + k_{y1} \cdot I_{II(K1)}^{(3)}, \text{кА} \quad (3.23)$$

$$i_{yBH} = \sqrt{2} + 2,09 \cdot 1,87 = 5,5 \text{кА}.$$

Для низької сторони ударний коефіцієнт визначається [1]:

$$K_{yHH} = 1 + e^{\frac{0,01}{\tau_a}}, \quad (3.24)$$

$$K_{yHH} = 1 + e^{\frac{0,01}{0,045}} = 2,25.$$

Ударний струм визначається [1]:

$$i_{yHH} = \sqrt{2} + k_{y2} \cdot I_{II(K2)}^{(3)}, \text{кА} \quad (3.25)$$

$$i_{yHH} = \sqrt{2} + 2,25 \cdot 0,45 = 1,4 \text{кА}.$$

Таблиця 3.1 - Постійна часу затухання аперіодичної складової струму КЗ [1]

Місце короткого замикання	$\tau_a$ (с)
Шини підвищеної напруги підстанцій з трансформаторами до 100 МВА	0,115
Шини середньої напруги знижувальних підстанцій з трансформаторами до 100 МВА	0,095
Шини низької напруги знижувальних підстанцій з трансформаторами від 25 до 100 МВА	0,065
Шини низької напруги знижувальних підстанцій з трансформаторами до 25 МВА	0,045

Для визначення необхідних характеристик обладнання потрібно обчислити над перехідний струм  $I''$ , ударний струм  $i_y$ , а також усталене значення струму короткого замикання  $I_{\infty}$  для кожної сторони силових трансформаторів - високої, низької та середньої (якщо передбачена) при схемі електричних з'єднань, що відповідають максимальному значенню струму к.з.

### 3.4 Розрахунки навантаження на струмопроводи та їх заміна

Переріз струмопроводів  $F$  (за виключенням збірних шин) вибирається за економічною густиною струму [2]:

$$F = \frac{I_{\text{норм.}}}{j_{\text{ек}}}, \text{ мм}^2 \quad (3.26)$$

де  $I_{\text{норм.вн}}$  - струм нормального режиму (без перенавантажень);

$j_{\text{ек}}$  - економічна густина струму, залежить від  $T_{\text{max}}$ , а також матеріалу й типу струмопроводу (довідникове).

Вирахуємо струм нормального режиму для сторін ВН та НН з формул [1]:

$$I_{\text{норм.вн}} = \frac{0,6 \cdot S_{\text{ном}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}}, A \quad (3.27)$$

$$I_{\text{норм.вн}} = \frac{0,6 \cdot 16000000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 115000} = 24,1 A;$$

$$I_{\text{норм.нн}} = \frac{0,6 \cdot S_{\text{ном}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}}, A \quad (3.28)$$

$$I_{\text{норм.нн}} = \frac{0,6 \cdot 16000000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10500} = 263,93 A;$$

$$j_{ек} = 1,1 A / мм^2,$$

$$F_{ВН} = \frac{24,1}{1,1} = 21,9 мм^2,$$

$$F_{НН} = \frac{263,93}{1,1} = 239,94 мм^2.$$

Переріз отриманий в результаті розрахунку округляється до найближчого стандартного:

Для ВН вибираємо АС - 240/39;

Для НН вибираємо А - 450.

Вибраний таким чином провідник повинен задовольняти умові перевірки на допустиме струмове навантаження [2]:

$$I_{роб.форс.} \leq I_{дон.}, \quad (3.29)$$

де  $I_{роб.форс.}$  - максимальний довготривалий струм з урахуванням перевантажень при аваріях і ремонтах;

$I_{дон.}$  - тривалий допустимий струм за умовою нагріву провідника, залежить відперерізу, матеріалу й типу струмопровідного елемента. Для сторони ВН силового трансформатора струму в форсованому режимі  $I_{роб.форс.}$  обчислюється з урахуванням можливості його перевантаження на 40%. У випадку з СН і НН визначення здійснюється за максимально очікуваним навантаженням із припущенням аварійного відключення одного трансформатора [2].

Далі потрібно знайти довготривалий струм для ВН та НН з формул [1]:

$$I_{роб.форс.вн} = \frac{1,4 \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}}, A \quad (3.30)$$

$$I_{роб.форс.вш} = \frac{1,4 \cdot 16000000}{\sqrt{3} \cdot 115000} = 133,5 < I_{дон.} = 465 A;$$

$$I_{роб.форс.вш} = \frac{1,4 \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}}, A \quad (3.31)$$

$$I_{роб.форс.вш} = \frac{1,4 \cdot 16000000}{\sqrt{3} \cdot 115000} = 587,85 < I_{дон.} = 645 A.$$

Струмопровідні частини, зокрема кабельні лінії, збірні шини та інші провідники, мають проходити перевірку на термічну стійкість. Мінімально допустимий переріз провідника, що забезпечить термічну стійкість, розраховується згідно з відповідною формулою [1]:

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \text{ мм}^2 \quad (3.32)$$

де  $C$  - коефіцієнт, що дорівнює  $91 A \cdot c^{0,5} / \text{мм}^2$  для алюмінієвих шин і  $167 A \cdot c^{0,5} / \text{мм}^2$  для мідних шин;

$B_k$  - імпульс квадратичного струму трифазного КЗ або тепловий імпульс, який визначається наступним чином [1]:

$$B_k = I^2 \cdot (t_{відк.} + \tau_a), \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (3.33)$$

$$t_{відк.} = t_g + t_{p3\max}, \text{ с} \quad (3.34)$$

$t_{p3\max}$  - час дії основного релейного захисту з урахуванням сходинок селективності;

$t_g$  - повний час вимкнення вимикача.

Перевірка на термічну стійкість для струмопроводів ВН [1]:

$$B_k = 11,2^2 \cdot (1,5 + 0,02 + 0,115) = 205,1 \text{кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{205,1 \cdot 10^6}}{91} = 157,3 \text{мм}^2 < F_{\text{дон.}} = 236 \text{мм}^2.$$

Перевірка на термічну стійкість для струмопроводів НН [1]:

$$B_k = 5,4^2 \cdot (1 + 0,02 + 0,045) = 31 \text{кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{31 \cdot 10^6}}{91} = 61,1 \text{мм}^2 < F_{\text{дон.}} = 394 \text{мм}^2.$$

### 3.5 Розрахунки і заміна електричних апаратів високої напруги

Розрахунки для вимикачів.

Відповідно до передбаченої в проєкті схеми з'єднань, необхідно здійснити вибір основних електричних апаратів. До них належать вимикачі для розподільчих пристроїв усіх напруг, роз'єднувачі, пристрої захисту від перенапруг (ОПН, розрядники), трансформатори струму і напруги, контрольно-вимірювальні засоби, а також ізолятори. При цьому необхідно орієнтуватися на сучасні технічні рішення в галузі комутаційної апаратури. Зокрема, для РП доцільно використовувати елегазові або вакуумні вимикачі [1].

Знайдемо ударний струм у вимикачі напругою 110 кВ з формули [1]:

$$i_y = I^{(3)} \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{\tau_a}}\right), \text{кА}. \quad (3.36)$$

$$i_y = 11,2 \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,045}}\right) = 21,4 \text{кА}.$$

Таблиця 3.2 - Розрахунки параметрів для вимикачів напругою 110 кВ [1]

Параметр вимикача	Умови вибору	Розрахункові данні
Номінальна напруга, кВ	$U_{уст.} \leq U_{ном.}$	110 = 110
Довготривалий номінальний струм, А	$I_{роб.форс.} \leq I_{ном.}$	133,5 < 3150
Номінальний тепловий імпульс (термічна стійкість), $кА^2 \cdot с$	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$	205,1 < 4800
Номінальний струм відключення:		
симетричний, кА	$I_{нт} \leq I_{ном.відк.}$	21,4 ≤ 40
асиметричний, кА	$\sqrt{2} \cdot I_{нт} + i_{нт} \leq \sqrt{2} \cdot I_{ном.відк.} \cdot (1 - \beta_n)$	$\sqrt{2} \cdot 21,4 \leq 40$
Номінальний струм динамічної стійкості:		
симетричний (ефективне значення), кА	$I'' \leq I_{дин.ст.}$	11,2 ≤ 100
асиметричний (максимальне значення), кА	$i_y \leq 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot I_{дин.ст.}$	21,4 < 1,8 · √2 · 100

Приймаємо на заміну ввідні і секційні вимикачі типу 120-SFM-32В [10]:

$$U_{роб.} = 110 \text{ кВ};$$

$$U_{ном.} = 110 \text{ кВ};$$

$$I_{терм.ст.} = 40 \text{ кА};$$

$$I_{дин.ст.} = 100 \text{ кА};$$

$$I_{ном.} = 3150 \text{ А};$$

$$I_{ном.відк.} = 40 \text{ кА}.$$

Ударний струм у вимикачі напругою 10 кВ знайдемо з [1]:

$$i_y = 5,4 \cdot (1 + e^{\frac{0,01}{0,045}}) = 9,7 \text{ кА}.$$

Таблиця 3.3 - Розрахунки для вимикачів напругою 10 кВ [1]

Параметр вимикача	Умови вибору	Розрахункові данні
Довготривалий номінальний струм, А	$I_{роб.форс.} \leq I_{ном.}$	587,85 < 630
Номінальна напруга, кВ	$U_{уст.} \leq U_{ном.}$	10 = 10
Номінальний струм відключення:  симетричний, кА  асиметричний, кА	$I_{нт} \leq I_{ном.відк.}$  $\sqrt{2} \cdot I_{нт} + i_{нт} \leq \sqrt{2} \cdot I_{ном.відк.} \cdot (1 - \beta_n)$	9,7 < 20  $\sqrt{2} \cdot 9,7 < 20$
Номінальний струм динамічної стійкості:  симетричний (ефективне значення), кА  асиметричний (максимальне значення), кА	$I'' \leq I_{дин.ст.}$  $i_y \leq 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot I_{дин.ст.}$	5,4 ≤ 52  $9,7 < 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 52$
Номінальний тепловий імпульс (термічна стійкість), кА <sup>2</sup> * с	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$	31 < 1200

Приймаємо для заміни вакуумні вимикачі типу ВР1 [7,8]:

$$U_{ном.} = 10 \text{ кВ};$$

$$I_{ном.} = 630 \text{ А};$$

$$I_{ном.відк.} = 20 \text{ кА};$$

$$I_{дин.ст.} = 52 \text{ кА}.$$

Розрахунок параметрів роз'єднувачів.

Підбір зазначеного вище обладнання виконується згідно з умовами, наведеними в таблиці 3.4. Усі вибрані комутаційні апарати перевіряються на здатність працювати в умовах короткого замикання.

Таблиця 3.4 - Розрахунок параметрів роз'єднувача 110 кВ [1]

№	Параметр апарата	Умови вибору
1	2	3
1	Номінальна напруга	$U_{уст.} \leq U_{ном.}$ ; 110 кВ = 110 кВ
2	Струм динамічної стійкості	$i_{уд.} \leq I_{дин.ст.}$ ; 21,4 кА < 40 кА

Продовження таблиці 3.4		
1	2	3
3	Довготривалий номінальний струм	$I_{роб.форс.} \leq I_{ном.}; 133,5 \text{ A} < 1000 \text{ A}$
4	Тупловий імпульс (термічна стійкість), кА <sup>2</sup> * с	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T; 217 < 768$

Приймаємо для заміни роз'єднувач типу РНДЗ-2-110/1000 УХЛ1 [12]:

$$U_{ном.} = 110 \text{ кВ};$$

$$I_{ном.} = 1000 \text{ А};$$

$$I_{дин.ст.} = 40 \text{ кА};$$

$$I_{терм.ст.} = 16 \text{ кА}.$$

Розрахунок параметрів та заміна розрядників та обмежувачів перенапруг.

Для забезпечення захисту обладнання підстанції від прямого удару блискавки застосовуються блискавковідводи - тросові або стрижневі. Вибір схеми блискавкозахисту залежить від робочої напруги об'єкта, потужності трансформаторного обладнання та схем живлення.

Для запобігання пошкодженням від перенапруг, спричинених як атмосферними явищами (прямі удари блискавки поблизу або в електроустановку), так і внутрішніми процесами (розмикання довгих повітряних ліній, пуск незавантажених трансформаторів, ферорезонансні явища), на підстанції передбачено встановлення вентильних розрядників або обмежувачів перенапруг (ОПН). Їх обов'язково розміщують на вводах силових трансформаторів, при цьому комутаційні апарати не повинні бути встановлені між розрядником і вводом.

У деяких випадках для обмеження струмів однофазного замикання нейтралі трансформаторів класу 110-220 кВ можуть бути розземлені тимчасово або постійно. У таких ситуаціях до нейтралі приєднують розрядники або ОПН з робочою напругою на один клас нижче, ніж клас ізоляції відповідного трансформатора (рис. 3.2).

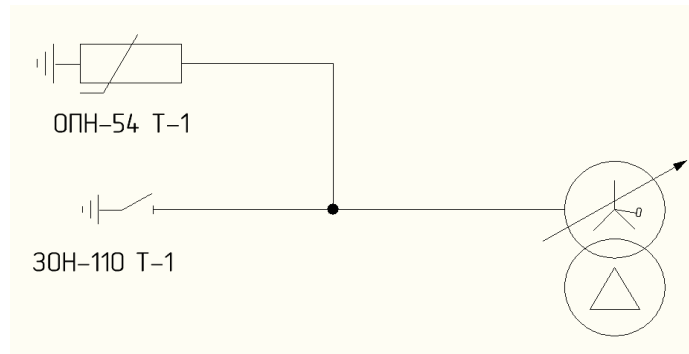


Рисунок 3.2 - Підключення розрядника в нейтраль силового трансформатора

Приймаємо для заміни розрядник типу ОПН-П-110/56/10/550 [12]:

$$U_{\text{ном.}} = 110 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{найб.роб.}} = 126 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{трив.доп.}} = 56 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{напр.обм.}} = 70 \text{ кВ}.$$

### 3.6 Розрахунки для ізоляторів

Вибір ізоляторів виконується з урахуванням категорії забруднення повітряного середовища, конструктивного призначення, робочої напруги та допустимого механічного навантаження. Якщо застосовуються прохідні ізолятори, то враховується також номінальний струм.

У межах даного проєкту слід підібрати опорні ізолятори, а при необхідності й прохідні (для закритих розподільчих пристроїв на 6-10 кВ).

Якщо ізолятори встановлюються в одній площині, то на центральний (середній) опорний ізолятор фази діє максимальне розрахункове зусилля [1]:

$$F_p = \sqrt{3} \cdot k_\phi \cdot i_{y0} \cdot \frac{l}{a}, \text{кН} \quad (3.37)$$

$$F_p = \sqrt{3} \cdot 1 \cdot 0,45 \cdot \frac{2}{0,8} = 1,95 \text{кН}.$$

Приймаємо до заміни ізолятор типу ІОЛел-10(120)-5 УХЛ2 [11]:

$$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}; F_{\text{руйн.}} = 5000 \text{ Н.}$$

При виборі прохідних і опорних ізоляторів по допустимому механічному навантаженню [1]:

$$F_p \leq 0,6 \cdot F_{\text{руйн.}}, \text{кН} \quad (3.38)$$

Умови вибору:

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

$$F_p \leq 0,6 \cdot F_{\text{руйн.}}, 1,95 < 3 \text{кН.}$$

### 3.7 Облік електроенергії та вимірювання на підстанції

У рамках цієї роботи необхідно також вказати пункти встановлення засобів обліку електроенергії - як комерційного, так і технічного призначення, а також засобів вимірювання: їх тип, кількість, технічні параметри та місце встановлення [1].

Кількість приладів слід мінімізувати для спрощення обслуговування і здешевлення проекту, водночас забезпечивши необхідну повноту контролю. Вимірювання сили струму виконують у ланцюгах трансформаторів і відхідних ліній. Для трифазних мереж застосовується один амперметр. Напругу вимірюють як на стороні високої, так і низької напруги трансформатора.

Якщо електроустановка функціонує з ізольованою нейтраллю, слід передбачити систему контролю ізоляції. Для цього використовують або трифазний трансформатор з п'ятьма стрижнями, або три однофазні трансформатори напруги.

Розрахунки характеристик для трансформаторів струму.

Трансформатори струму на напругу 10 кВ вибирають за такими параметрами [1]:

1. По струму :

$$I_{\text{роб.форс.}} \leq I_{\text{ном.}}, 587,85 \text{ А} < 600 \text{ А.}$$



Продовження таблиці 3.5			
1	2	3	4
Лічильник Альфа AS3500	5	5	5
Лічильник Альфа AS3500	5	5	5
Лічильник Альфа AS3500	5	5	5
Всього на відгалуженнях	58,7	58,7	58,7

Значення [2]:

$$l_{розр.} = 6\text{м} - \text{фідер } 6\text{-}10 \text{ кВ};$$

$$\rho = 0.0283 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{м} - \text{для алюмінія};$$

$$Z_{конт} = 0,05 \text{ Ом}.$$

Для перевірки умови 4, необхідно провести розрахунки вторинного навантаження трансформатора струму [1]:

$$Z_2 = Z_{прил.} + Z_{пров.} + Z_{конт.}, \text{Ом} \quad (3.39)$$

Знайдемо опір з'єднувальних проводів з формули 3.40 [1]:

$$Z_{пров.} = Z_{ном.} - (Z_{прил.} + Z_{конт.}), \text{Ом} \quad (3.40)$$

$$Z_{пров.} = 0,4 - (0,285 + 0,05) = 0,11 \text{ Ом};$$

Знайдемо розрахункову довжину з [1]:

$$l_{розр.} = \sqrt{3} \cdot 6 = 10,39\text{м}. \quad (3.41)$$

І проведемо розрахунок перерізу проводів за наступною формулою [1]:

$$F_{пров.} = \frac{\rho l_{розр.}}{R_{пров.}}, \text{мм}^2 \quad (3.42)$$

$$F_{пров.} = \frac{0,0283 \cdot 10,39}{0,11} = 2,67 \text{ мм}^2.$$

В якості з'єднувальних проводів застосовуються АКРВГ з перерізом  $4\text{мм}^2$ .

Приймаємо для заміни трансформатори струму типу ТПЛУ-10:

$$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{ном}} = 600 \text{ А};$$

Клас точності - 0,5.

Розрахунок технічних характеристик трансформаторів напруги 10 кВ.

Трансформатори напруги 10 кВ вибирають за даними параметрами [1]:

1. По напрузі установки :

$$U_{\text{уст.}} \leq U_{\text{ном.}}, 10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}.$$

2. Клас точності - 0,5.

3. За конструкцією і схемою з'єднання обмоток:

Трифазний з масляною ізоляцією.

4. По вторинному навантаженню:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном.}}$$

де  $S_{\text{ном.}}$  - номінальна потужність згідно з обраним класом точності. Потрібно звернути увагу на те, що для однофазної схеми з'єднання в зірку береться сумарна потужність трьох фаз, а для схеми відкритого трикутника - розрахунок проводиться із подвоєним значенням потужності одного трансформатора;

$S_{2\Sigma}$  - навантаження всіх вимірювальних приладів, приєднаних до трансформатора напруги, ВА.

Для перевірки умови 4, необхідно провести розрахунки вторинного навантаження трансформатора напруги [2]:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном.}}, 79,33\text{ВА} < 3 \cdot 75\text{ВА}. \quad (3.43)$$

Таблиця 3.6 - Розрахунок  $S_{2\Sigma}$ , ВА [2]

Найменування та тип приладу	Потужність однієї котушки приладу	К-сть обмоток	К-сть приладів	$\sin\varphi$	$\cos\varphi$	P, Вт	Q, вар
Ватметр Д-312	1,5 ВА	2	1	0	1	3	-

Варметр Д-305	2 ВА	1	1	0	1	2	-
Лічильник Альфа AS3000	5 Вт	2	8	0,8	0,5	64	40
Всього	-	-	-	-	-	69	40

Розрахункове навантаження трансформатора напруги знайдемо за формулою [2]:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2}, \text{ ВА} \quad (3.44)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{69^2 + 40^2} = 79,33 \text{ ВА.}$$

Приймаємо для заміни трансформатор напруги типу НАМИ-10 [2]:

$$S_{\text{ном.}} = 75 \text{ ВА};$$

Клас точності - 0.5;

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном.}}, 79,33 \text{ ВА} < 225 \text{ ВА.}$$

### 3.8 Заміри потужності та схем живлення трансформаторів власних потреб

Система власних потреб (ВП) забезпечує стабільне функціонування елементів підстанції, без яких неможлива її стабільна робота. Від надійності напруги залежить якість і безперервність електропостачання споживачів [1].

Склад обладнання, що належить до споживачів ВП, визначається конструктивними особливостями самої підстанції: її типом, встановленими потужностями трансформаторів, наявністю компенсуючих пристроїв (наприклад, синхронних компенсаторів) та характеристиками обладнання.

До електричних приймачів системи ВП підстанції відносяться: електродвигуни обдуву силових трансформаторів, кола оперативного струму; пристрої підігріву вимикачів, відділювачів, короткозамикачів й шаф КРПЗ з встановленими в них електричними апаратами і приладами; робоче, аварійне освітлення й опалення; система пожежотушіння; системи релейного захисту, автоматики і телемеханіки.

Найбільш критичними з точки зору забезпечення надійної роботи є: оперативні кола, системи релейного захисту і автоматики, телемеханіка, охолодження трансформаторного обладнання, а також пожежна сигналізація і протипожежні установки.

Живлення власних потреб на підстанціях здійснюється через трансформатори, які понижують напругу до рівня 380/220 В. Нейтраль вторинної обмотки трансформатора власних потреб (ТВП) при цьому підлягає заземленню. Потужність ТВП визначається розрахунком сумарного навантаження від усіх споживачів ВП, яке зазвичай становить близько 1% загальної розрахункової потужності підстанції.

Розрахунок потужності трансформатора ВП наведено в таблиці 3.7 [1].

Таблиця 3.7 - Розрахунок потужності трансформатора ВП [1]

Вид споживачів	Встановлена Р, кВт	n	cosφ	sinφ	Р, кВт	Q, Вар
Електродвигуни обдуву трансформаторів на 16 МВА	8	2	0,92	0,62	16	9,92
Пристрої підігріву вимикачів 110 кВ	1,75	3	1	0	5,25	0
Обігрів шафи КРПЗ	0,6	13	1	0	7,8	0
Опалення і освітлення приміщення оперативного персоналу	6	1	1	0	6	0
Зовнішнє освітлення	5	2	1	0	10	0
Споживання оперативними колами	3	1	1	0	3	0
Всього:					48	9,92

Розрахункове навантаження трансформаторів власних потреб визначається за формулою [1]:

$$S_p = k_c \cdot S_n, \text{кВА} \quad (3.45)$$

$$S_p = 0,7 \cdot 49 = 34 \text{кВА},$$

де  $k_c$  - коефіцієнт попиту, приймається для навантажень споживачів ВП рівний 0,7;

$S_n$  - сумарна встановлена потужність споживачів ВП підстанції.

Коефіцієнт завантаження в нормальному режимі знаходять з виразу [1]:

$$K_z = \frac{S_p}{n \cdot S_{ном}}, \quad (3.46)$$

$$K_z = \frac{34}{2 \cdot 40} = 0,43.$$

Приймаємо до встановлення 2 трансформатора власних потреб типу ТМ 40/10.

#### Висновок до третього розділу

У третьому розділі виконано низку технічних розрахунків, що підтверджують працездатність та надійність запропонованих рішень з реконструкції трансформаторної підстанції 110/10 кВ. Зокрема, визначено очікувані навантаження, обґрунтовано вибір силових трансформаторів, а також проаналізовано режим роботи підстанції у нормальних та аварійних умовах.

На основі добових і річних графіків навантаження встановлено середню та пікову потужність споживання, що дозволило точно розрахувати необхідну встановлену потужність трансформаторів. Обрані трансформатори типу ТДН-16000/110 забезпечують достатній резерв потужності з урахуванням зростання споживання та аварійних режимів.

Розрахунки струмів короткого замикання підтвердили правильність вибору комутаційної апаратури, ізоляторів, струмопровідних елементів та пристроїв захисту. Проведено перевірку термічної та динамічної стійкості провідників, а також

відповідність розрахованих струмів допустимим значенням для обраного обладнання.

У межах розділу також виконано технічне обґрунтування вибору трансформаторів власних потреб, засобів обліку й вимірювання, що забезпечують ефективну та безпечну експлуатацію підстанції. Всі технічні рішення відповідають чинним стандартам та враховують перспективи зростання навантажень.

Таким чином, результати розрахунків підтверджують відповідність проектних рішень технічним вимогам, забезпечують надійну роботу підстанції в різних режимах та створюють підґрунтя для її подальшої безперебійної експлуатації.

## ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У результаті виконання бакалаврської роботи було проведено всебічне технічне дослідження трансформаторної підстанції 110/10 кВ, яка експлуатується тривалий час і потребує оновлення через зростання навантаження та зношеність обладнання. Здійснено детальний аналіз наявної апаратури, визначено її технічні недоліки та сформульовано основні напрямки модернізації.

Запропоновано комплексне технічне рішення щодо реконструкції підстанції з урахуванням сучасних вимог до надійності, безпеки та енергоефективності. Було обґрунтовано доцільність заміни силових трансформаторів, комутаційної апаратури, трансформаторів струму і напруги, а також обладнання для обліку електроенергії та трансформаторів власних потреб. Також передбачено оновлення конструктивних елементів підстанції, у тому числі системи маслоприймання та заземлення.

Розрахунки навантажень, коротких замикань, параметрів електрообладнання та вибір елементів підтвердили працездатність запропонованої схеми електричних з'єднань та відповідність проектних рішень нормативним вимогам. Враховано перспективу подальшого зростання енергоспоживання та підвищення рівня автоматизації.

Одержані результати можуть бути використані як технічна база для практичної реалізації реконструкції підстанції. Запропоновані технічні рішення забезпечують підвищення ефективності роботи об'єкта, зниження експлуатаційних витрат, а також підвищення енергетичної безпеки регіону.

## ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Електрична частина станцій та підстанцій: метод. рекомендації до виконання курс. проекту з навч. дисц. «Електрична частина станцій та підстанцій» для студ. ден. та заочн. форм навч. спец. 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / [уклад.: А. Ю. Орлович, О. В. Співак]; М-во освіти і науки України, Центральноукраїн. нац. техн. ун-т. - Кропивницький: ЦНТУ, 2020. - 49с..

2. Лежнюк, П. Д. Проектування електричної частини електричних станцій : навчальний посібник / П. Д. Лежнюк, В. М. Лагутін, В. В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2009. – 194 с.

3. Літковець.С.П. Методичні рекомендації до виконання курсового проекту з навчальної дисципліни «Електрична частина станцій і підстанцій» - Рівне: НУВГП, 2019р. - 92с.

4. Правила улаштування електроустановок (Мінпаливенерго України, 2017, перше переглянуте, перероблене, доповнене та адаптоване до умов України видання).

5. Релейний захист електроенергетичних систем : підручник / Кідиба В. П. – Львів: Видавництво Національного університету. «Львівська політехніка», 2013.

6. Хмельницький Є.Д. Конспект лекцій з навчальної дисципліни «Електрична частина станцій і підстанцій»: навчальний посібник / Хмельницький Є.Д. - Дніпро-дзержинськ: ДДТУ, 2014. - 104 с.

7. Рівненський завод високовольтної апаратури [Електронний ресурс]. Режим доступу:  
[http://www.rzva.ua/ru/produkcija/komutaciiniaparati\\_1472639412/vakuumni-vimikachi-110-kv\\_1472638806/vrs110\\_1472638787.htm](http://www.rzva.ua/ru/produkcija/komutaciiniaparati_1472639412/vakuumni-vimikachi-110-kv_1472638806/vrs110_1472638787.htm).

8. Каталог продукції «Рівненський завод високовольтної апаратури» - Рівне, 2022р. - 11с.

9. Трансформатор ТДН 16000/110 [Електронний ресурс]. Режим доступу:  
<http://mart.dp.ua/2019/09/05/%D1%82%D1%80%D0%B0%D0%BD%D1%81%D1%8>

4%D0%BE%D1%80%D0%BC%D0%B0%D1%82%D0%BE%D1%80-  
%D1%82%D0%B4%D0%BD-16000-110-10/

10. Високовольтні елегазові вимикачі для зовнішньої установки [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://www.cgglobal.com.ua/tms/files/switchers.pdf>

11. Високовольтне і низьковольтне обладнання [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://ukrelektro.com.ua/ua/>

12. Високовольтне і низьковольтне обладнання [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://slavgorenergo.com.ua/ua/>

13. Електротехнічне обладнання [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://energosphera.org.ua/>

14. СОУ-Н ЕЕ 20.178:2008 Схеми принципів електричні розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій. Настанова [Електронний ресурс]. Режим доступу: [http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id\\_doc=66629](http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=66629)

15. Сегеда М.С. Електричні мережі та системи: Підручник. – 2-ге вид. – Львів: Видавництво Національного університету “Львівська політехніка”, 2009. – 488 с.

16. Гаряжа В. М. Конспект лекцій з курсу «Електрична частина станцій та підстанцій» (частина 1) (для студентів денної та заочної форм навчання спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка) / В. М. Гаряжа, А. О. Карюк; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018. – 149 с.

Додаток А

<i>Поз.</i>	<i>Тип, назва</i>	<i>Кількість</i>
1	<i>Зовнішня огорожа</i>	
2	<i>Портал з блискавкоприймачем</i>	2
3	<i>Грозотрос</i>	2
4	<i>Роз'єднувач РНДЗ-2-110/1000</i>	2
5	<i>Блок роз'єднувача РНДЗ-1-110/1000 з трансформатором струму ТФЗМ-110 Б-І</i>	2
6	<i>Блок роз'єднувача РНДЗ-2-110/1000 з трансформатором струму ТФЗМ-110 Б-І</i>	4
7	<i>Вузол перетину шин 110 кВ</i>	
8	<i>Вимикач елегазовий GL312-110-3150/40</i>	3
9	<i>Дорога для транспорту</i>	
10	<i>Блок опорних ізоляторів з РВС-110 кВ</i>	2
11	<i>Конструкція для підводу до силового трансформатора</i>	2
12	<i>Провід сталеалюмінієвий АС-240/32</i>	
13	<i>Силовий трансформатор ТДН 16000/110/11</i>	2
14	<i>Заземлювач ЗОН-110 кВ з ОПН-П-110/56/10/550</i>	2
15	<i>Шинна опора</i>	4
16	<i>Модульна будівля КРУ</i>	1
17	<i>Комірка типу КУ-10Ц</i>	24
18	<i>Освітлювальна опора h=18м з блискавкоприймачем</i>	2
19	<i>Блок РВО-10 кВ</i>	2
20	<i>Трансформатор напруги НКФ-110-83</i>	2
21	<i>Маслозбірник</i>	1
22	<i>Блок РВС-110 кВ</i>	2