

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія
Кондратюка»

(повне найменування вищого навчального закладу)

Навчально-науковий інститут інформаційних технологій та робототехніки

(повне найменування інституту, назва факультету (відділення))

Кафедра автоматики, електроніки та телекомунікацій

(повна назва кафедри (предметної, циклової комісії))

Пояснювальна записка

до кваліфікаційної роботи

магістр

(освітньо-кваліфікаційний рівень)

на тему: **Модернізація трансформаторної підстанції
110/10 кВ з повітряною лінією енергоживлення**

Виконав: студент 6 курсу, групи 601-МЕ
спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Тітов В. О.

(прізвище та ініціали)

Керівник Єрмілова н.в.

(прізвище та ініціали)

Рецензент Захарченко Р. В.

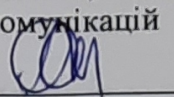
(прізвище та ініціали)

Полтава - 2025 рік

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»
Інститут Навчально-науковий інститут інформаційних технологій і
робототехніки
Кафедра Автоматики, електроніки та телекомунікацій
Ступінь вищої освіти Магістр
Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри
автоматики, електроніки та
телекомунікацій


О.В. Шефер
“ 02 ” 09 2024 р.

ЗАВДАННЯ **НА МАГІСТЕРСЬКУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

Тітову Владиславу Олеговичу

1. Тема проекту (роботи) **«Модернізація трансформаторної підстанції 110/10 кВ з повітряною лінією енергоживлення»**

керівник проекту (роботи) **Єрмілова Наталія Василівна, к.т.н., доцент**
затверджена наказом вищого навчального закладу від “09” 08 2024 року № 88-Ф.А

2. Строк подання студентом проекту (роботи) 19.12.2024 р.

3. Вихідні дані до проекту (роботи) Технічна документація на трансформаторну підстанцію: параметри повітряних ліній, типи та паспортні дані трансформаторів, встановлених на підстанції. Відстань від джерела живлення до підстанції, що проектується – 50 км. Навантаження підстанції – 38 МВт.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) Опис трансформаторної підстанції, аналіз недоліків. Попередній вибір обладнання трансформаторної підстанції. Розрахунок струмів короткого замикання. Розрахунок встановленого режиму. Розробка схем заміщення та розрахунок їх параметрів. Розрахунок та вибір основного обладнання підстанції: вимикачів, трансформаторів струму, напруги, власних потреб. Проектування повітряної лінії енергоживлення. Розроблення захисту трансформаторної підстанції від КЗ, пожеж та надзвичайних ситуацій. Висновки по роботі.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових плакатів):
- 1) принципова схема електричної мережі;
 - 2) параметри основної апаратури підстанції;
 - 3) схема заміщення прямої послідовності;
 - 4) схема заміщення нульової послідовності;
 - 5) схема з результатами розрахунків;
 - 6) схема з'єднань підстанції, що проектується;
 - 7) плакати дослідної частини;
 - 8) висновки по роботі.

6. Дата видачі завдання 02.09.2024 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

Пор. №	Назва етапів магістерської роботи	Термін та обсяг виконання етапів роботи			Примітки (плакати)
		Термін	Категорія	Обсяг	
1	Опис трансформаторної підстанції. Аналіз недоліків	07.10.24		15%	Пл. 1
2	Попередній вибір обладнання трансформаторної підстанції	16.10.24	I	25%	Пл. 2
3	Розрахунок струмів короткого замикання. Розрахунок встановленого режиму	05.11.24		40%	Пл. 4
4	Розробка схем заміщення та розрахунок їх параметрів	12.11.24		50 %	Пл. 5
5	Розрахунок та вибір основного обладнання підстанції: вимикачів, трансформаторів струму, напруги, власних потреб	19.11.24	II	60%	Пл. 6
6	Проектування повітряної лінії енергоживлення	26.11.24		70%	Пл. 7
7	Розроблення захисту трансформаторної підстанції від КЗ, пожеж та надзвичайних ситуацій.	11.12.24		90%	Пл. 9,10
8	Оформлення пояснювальної записки	19.12.24	III	100%	Пл. 11

Магістрант

(підпис)

Тітов В.О.

(прізвище та ініціали)

Керівник роботи

(підпис)

Єрмілова Н.В.

(прізвище та ініціали)

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія
Кондратюка»

(повне найменування вищого навчального закладу)

Навчально-науковий інститут інформаційних технологій та робототехніки

(повне найменування інституту, назва факультету (відділення))

Кафедра автоматики, електроніки та телекомунікацій

(повна назва кафедри (предметної, циклової комісії))

Пояснювальна записка

до кваліфікаційної роботи

магістр

(освітньо-кваліфікаційний рівень)

на тему: **Модернізація трансформаторної підстанції
110/10 кВ з повітряною лінією енергоживлення**

Виконав: студент 6 курсу, групи 601-МЕ
спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Тітов В. О.

(прізвище та ініціали)

Керівник Єрмілова Н.В.

(прізвище та ініціали)

Рецензент Захарченко Р. В.

(прізвище та ініціали)

Полтава - 2025 рік

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»
Інститут Навчально-науковий інститут інформаційних технологій і
робототехніки
Кафедра Автоматики, електроніки та телекомунікацій
Ступінь вищої освіти Магістр
Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри автоматки,
електроніки та телекомунікацій

_____ О.В. Шефер

“ ____ ” _____ 2024 р.

З А В Д А Н Н Я

НА МАГІСТЕРСЬКУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Тітову Владиславу Олеговичу

1. Тема проекту (роботи) **«Модернізація трансформаторної підстанції 110/10 кВ з повітряною лінією енергоживлення»**
керівник проекту (роботи) Єрмілова Наталія Василівна, к.т.н., доцент
затверджена наказом вищого навчального закладу від 09. 08.2024 р. № 818 -ф.а
2. Строк подання студентом проекту (роботи) 19.12.2024 р.
3. Вихідні дані до проекту (роботи) Технічна документація на трансформаторну підстанцію: параметри повітряних ліній, типи та паспортні дані трансформаторів, встановлених на підстанції. Відстань від джерела живлення до підстанції, що проектується – 50 км. Навантаження підстанції – 38 МВт.
4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) Опис трансформаторної підстанції, аналіз недоліків. Попередній вибір обладнання трансформаторної підстанції. Розрахунок струмів короткого замикання. Розрахунок встановленого режиму. Розробка схем заміщення та розрахунок їх параметрів. Розрахунок та вибір основного обладнання підстанції: вимикачів, трансформаторів струму, напруги, власних потреб. Проектування повітряної лінії енергоживлення. Розроблення захисту трансформаторної підстанції від КЗ, пожеж та надзвичайних ситуацій. Висновки по роботі.
5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових плакатів):

- 1) принципова схема електричної мережі;
- 2) параметри основної апаратури підстанції;
- 3) схема заміщення прямої послідовності;
- 4) схема заміщення нульової послідовності;
- 5) схема з результатами розрахунків;
- 6) схема з'єднань підстанції, що проектується;
- 7) плакати дослідної частини;
- 8) висновки по роботі.

6. Дата видачі завдання 02.09.2024 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

Пор. №	Назва етапів магістерської роботи	Термін та обсяг виконання етапів роботи			Примітка (плакати)
		Термін	Категорія	Обсяг	
1	Опис трансформаторної підстанції. Аналіз недоліків	07.10.24		15%	Пл. 1
2	Попередній вибір обладнання трансформаторної підстанції	16.10.24	I	25%	Пл. 2
3	Розрахунок струмів короткого замикання. Розрахунок встановленого режиму	05.11.24		40%	Пл. 4
4	Розробка схем заміщення та розрахунок їх параметрів	12.11.24		50 %	Пл. 5
5	Розрахунок та вибір основного обладнання підстанції: вимикачів, трансформаторів струму, напруги, власних потреб	19.11.24	II	60%	Пл. 6
6	Проектування повітряної лінії енергоживлення	26.11.24		70%	Пл. 7
7	Розроблення захисту трансформаторної підстанції від КЗ, пожеж та надзвичайних ситуацій.	11.12.24		90%	Пл. 9,10
8	Оформлення пояснювальної записки	19.12.24	III	100%	Пл. 11

Магістрант _____

Тітов В.О.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Керівник роботи _____

Єрмілова Н.В.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Зміст

ВСТУП	5
1 АНАЛІТИЧНА ЧАСТИНА	8
2. ВИБІР ТРАНСФОРМАТОРІВ, ПЕРЕРІЗІВ ПРОВОДІВ ПЛ І ВИМИКАЧІВ	21
2.1 Попередній вибір апаратури	21
2.2 Розрахунок струмів короткого замикання.....	23
2.3 Складання схеми заміщення	24
2.4 Технічний опис, призначення та можливості програмного комплексу TKZ 3000	36
2.5 Вимоги до введення вихідної інформації	36
2.6 Складання машинної схеми заміщення	37
3. РОЗРАХУНОК УСТАЛЕНОГО РЕЖИМУ	40
3.2 Складання схеми заміщення та розрахунок її параметрів Схеми	43
3.2.1 Параметри схеми заміщення трансформаторів.....	45
3.2.2 Розрахунок параметрів схеми заміщення лінії електропередач	46
3.2.3 Параметри навантажень	47
4 ВИБІР ОСНОВНОГО ОБЛАДНАННЯ ПІДСТАНЦІЇ	48
4.1 Розрахунок струмів на шинах трансформатора і в лінії 4.1.1 Визначення струмів нормального режиму та з урахуванням	48
4.1.2 Розрахунок струмів у лініях зв'язку та в відходящих лініях	48
4.2 Вибір струмопровідних частин.....	49
4.3 Вибір вимикачів.....	53
4.3.1 Вибір вимикачів на стороні НН	54

	4
4.3.2 Вибір вимикачів на стороні ВН	55
4.4 Вибір роз'єднувачів	55
4.5 Вибір трансформаторів струму	57
4.6 Вибір трансформаторів напруги	58
4.7 Вибір трансформаторів власних потреб	59
5 ПРОЕКТУВАННЯ ПОВІТРЯНОЇ ЛІНІЇ ЕНЕРГОЖИВЛЕННЯ	62
5.2 Вибір блискавкозахисних тросів	63
5.3 Відведення земель при будівництві лінії електропередачі	64
5.4 Організація будівництва проектованої повітряної лінії 110 кВ.....	65
5.5 . Безпека та екологічність проекту	67
5.5.1 Ідентифікація небезпечних і шкідливих факторів	67
5.5.2 Заходи безпеки.....	67
5.5.3 Організація охорони праці	68
5.5.4 Екологічна безпека проекту	68
5.5.5 Підготовка до надзвичайних ситуацій	69
Висновки	73
Список використаних джерел	75

ВСТУП

Електроенергетика як галузь промисловості країни в результаті різних видів діяльності суспільства отримала провідне місце. Недаремно рівень розвитку сучасної цивілізації визначається кількістю споживаної електричної енергії на душу населення. Так, з підвищенням науково-технічного прогресу електрична енергія стає одним із основних і дешевих видів енергії.

Водночас електроенергетика при виробництві, передачі, розподілі і споживанні електроенергії зазнає неминучих труднощів, пов'язаних з експлуатацією основного силового обладнання. Щільність цих труднощів з часом все більше зростає, що визначається в першу чергу природним зносом.

Для того щоб продовжувати намічені плани щодо нарощування економічного потенціалу країни, необхідний ввід у дію нових потужностей на електростанціях галузі, тим самим створюючи в електроенергетиці резерви для надійного електропостачання країни.

З цією метою, а також для підвищення економічної ефективності самої галузі, слід передбачити покращення використання наявного обладнання, модернізувати застаріле обладнання і забезпечити заміну вузлів, що відпрацювали свій ресурс.

Так, одним із етапів здійснення цієї програми є проектування та будівництво нових електроустановок, а зокрема електричних підстанцій, які є невід'ємною частиною всього енергетичного комплексу.

Якість електричної енергії, надійність електропостачання залежать, окрім інших факторів, також від правильності та раціональності прийнятих рішень при проектуванні підстанцій. Дослідження демонструє важливість трансформаторної підстанції класу напруги 110/10 кВ у забезпеченні стабільного та надійного електропостачання для споживачів високих категорій.

Проект підкреслює раціональність використання сучасних технічних рішень, таких як оптимальний вибір трансформаторів, вимикачів та повітряних ліній, що враховує економічну ефективність та технічну відповідність сучасним

стандартам. Це створює передумови для підвищення надійності енергосистеми та зниження витрат на її обслуговування.

Раціональність вибору географічного розташування підстанції підтверджує її відповідність потребам регіону.

Проект враховує місцеві умови та передбачає приєднання до існуючої лінії електропередач, що оптимізує процеси транспортування енергії та мінімізує втрати. У результаті, створюється об'єкт, який відповідає потребам споживачів і сприяє підвищенню енергоефективності регіону.

Значна увага приділяється економічним аспектам, що дозволяє досягти балансу між вартістю реалізації проекту та його довготривалою експлуатацією. Розрахунки витрат, а також оцінка ризиків перерв у електропостачанні демонструють комплексний підхід до проектування, спрямований на створення стабільної та економічно обґрунтованої енергетичної інфраструктури.

Предмет дослідження: технічні рішення, що використовуються при проектуванні трансформаторних підстанцій класу напруги 110/10 кВ.

Основний акцент робиться на виборі та розрахунку силового обладнання, зокрема трансформаторів, вимикачів і повітряних ліній, що забезпечують стабільність роботи енергосистеми та її економічну ефективність.

Об'єкт дослідження: модернізація трансформаторної підстанції 110/10 кВ як частини регіональної енергетичної мережі.

Увага приділяється аналізу впливу підстанції на якість і стабільність електропостачання споживачів різних категорій. Досліджується її роль у підвищенні енергоефективності та економічності роботи енергосистеми.

Основні завдання дослідження включають:

- Розрахунок потужності і вибір трансформаторів, вимикачів і повітряних ліній з урахуванням технічних і економічних вимог.
- Аналіз розташування підстанції для мінімізації втрат електроенергії та оптимізації її передачі.
- Оцінку економічних витрат на будівництво та довготривалу експлуатацію підстанції.

- Визначення впливу підстанції на стабільність роботи енергетичної мережі та зниження ризиків перерв у електропостачанні.

Це дослідження демонструє важливість раціонального підходу до проектування енергетичної інфраструктури, що забезпечує надійне, економічне та екологічно безпечне енергопостачання.

1 АНАЛІТИЧНА ЧАСТИНА

1.1 Трансформатори, їх типи та особливості

Трансформатор — це електромагнітний пристрій, який використовується для передачі електричної енергії між різними рівнями напруги. Його основна функція — підвищення або зниження напруги для забезпечення ефективного транспортування та розподілу електроенергії. Завдяки цьому зменшуються втрати енергії, що виникають під час передачі на великі відстані. Трансформатори є критично важливими елементами енергетичних систем і знаходять застосування в різних сферах, від електростанцій до побутових приладів.

Основні типи трансформаторів

- 1) **Силові трансформатори.** Силові трансформатори є основою магістральних ліній передачі енергії. Вони забезпечують перетворення напруги для передачі електроенергії на великі відстані. У системах електропостачання вони встановлюються як на електростанціях, так і на розподільчих підстанціях. Їх потужність може досягати 1000 МВА і більше. Сучасні силові трансформатори використовують технології ізоляції на основі твердих і рідких діелектриків, що забезпечує їхню довговічність і ефективність.
- 2) **Розподільчі трансформатори.** Ці трансформатори працюють на рівні розподільчих мереж. Їх завдання полягає в зниженні напруги з рівнів магістральних ліній (110-35 кВ) до рівнів, необхідних для побутових і промислових споживачів (6-0,4 кВ). Вони зазвичай встановлюються у житлових кварталах або біля підприємств і забезпечують стабільне енергопостачання кінцевим користувачам.
- 3) **Автотрансформатори.** Ці пристрої забезпечують передачу енергії між лініями з близькими рівнями напруги, наприклад, 220/330 кВ. Їхня перевага полягає у використанні меншої кількості матеріалів і знижених втрат. Найчастіше вони застосовуються в системах міжрегіонального

енергетичного обміну, а також для зниження напруги в магістральних мережах.

- 4) **Ізоляційні трансформатори.** Використовуються для забезпечення електробезпеки, наприклад, у медичних закладах, вибухонебезпечних середовищах і лабораторіях. Ізоляційні трансформатори ізолюють електричні ланцюги, запобігаючи передачі потенційно небезпечних струмів.

Конструктивні особливості трансформаторів

- **Обмотки:** Обмотки виготовляються з високоякісної міді або алюмінію. Сучасні технології передбачають багат шарову ізоляцію для підвищення безпеки.
- **Магнітопровід:** Основна частина трансформатора, яка забезпечує магнітний зв'язок між обмотками. Для його виготовлення використовуються електротехнічна сталь із спеціальними покриттями, що знижують втрати на вихрові струми.
- **Охолодження:** Масляне охолодження є найпоширенішим методом. Для високопотужних трансформаторів використовуються комбіновані системи охолодження.

1.2 Електричні дроти

Дроти — основні елементи систем електропостачання, які забезпечують транспортування електроенергії. Правильний вибір типу проводу впливає на ефективність і надійність електромережі.

Основні види проводів

- 1) **Повітряні проводи** Використовуються для відкритих ліній електропередач. Основними матеріалами є алюміній і мідь. Поширені типи проводів включають:
- a. **АС** — алюмінієвий провід зі сталевим сердечником для підвищення міцності.
 - b. **АСЗ** — провід зі захисним покриттям від корозії.

- 2) **Кабелі** Кабелі мають ізоляцію та захисний шар, що дозволяє використовувати їх у складних умовах. Вони використовуються в:
- Підземних електромережах.
 - Підводних лініях передачі.
- 3) **Гнучкі проводи** Використовуються для підключення побутових і промислових приладів. Основний матеріал — мідь, ізоляція з гуми або ПВХ.

Маркування та перерізи проводів

1) Маркування:

- АС** — алюміній зі сталевим сердечником, використовується для повітряних ліній високої напруги.
- ПВС** — провід із полівінілхлоридною ізоляцією для гнучкого підключення побутових приладів.
- ВВГ** — вініловий провід для силових мереж, стійкий до механічних пошкоджень.
- ААШв** — алюмінієвий кабель із броньованою оболонкою для підземного використання.

2) Перерізи:

- 1.5 мм²** — для освітлювальних систем із малим навантаженням (до 10 А).
- 2.5 мм²** — для побутових розеток та невеликих електроприладів (до 16 А).
- 4-6 мм²** — для потужного побутового обладнання, такого як електроплити чи бойлери.
- 10 мм² і більше** — для промислових об'єктів, силових електромереж і підключення трансформаторів.

Важливість підбору правильного перерізу

- Перегрів:** Недостатній переріз проводу призводить до перегріву, що може спричинити пошкодження ізоляції, коротке замикання або навіть пожежу.

Наприклад, використання проводу 1.5 мм² для розетки, де підключено потужний електроприлад, може створити небезпечну ситуацію.

- **Втрати енергії:** Малі перерізи мають вищий опір, що призводить до зростання втрат енергії у вигляді тепла. Це особливо критично для довгих ліній передачі.
- **Економія:** Завеликий переріз збільшує вартість прокладки ліній через вищу ціну на матеріали. Тому важливо знаходити оптимальний баланс між вартістю та ефективністю.
- **Стандарти безпеки:** Використання проводів із правильним перерізом є обов'язковим згідно з електротехнічними нормами. Наприклад, для побутових мереж рекомендовано використовувати 2.5 мм² для розеток і 1.5 мм² для освітлення.

1.3 Найбільш поширені системи електропостачання

Системи змінного струму

- 1) **Система TN** Система TN є найбільш поширеною в сучасних енергосистемах. Основна характеристика цієї системи полягає у глухозаземленій нейтралі трансформатора. Ця система забезпечує високий рівень безпеки, а також зручність у обслуговуванні. Підтипи системи TN включають:
 - **TN-C:** Поєднання нульового та захисного провідників у одному провіднику. Така система зазвичай використовується у старих будівлях та об'єктах із застарілими мережами.
 - **TN-S:** Розділення нульового та захисного провідників, що підвищує рівень безпеки, особливо для сучасних електропристроїв.
 - **TN-C-S:** Комбінована система, яка поєднує характеристики TN-C та TN-S. Вона є найпоширенішою у нових житлових та комерційних будівлях.
- 2) **Система TT** У цій системі кожен об'єкт має власне заземлення. Нейтраль трансформатора також заземлена, але захисний провідник окремо підключається до заземлювального контуру. Така система часто

використовується у сільській місцевості та у зонах, де важливо забезпечити високу ізоляцію між окремими об'єктами.

- 3) **Система ІТ** Система ІТ використовується у спеціалізованих середовищах, таких як медичні заклади, вибухонебезпечні виробництва та лабораторії. У цій системі нейтраль трансформатора ізольована від землі або заземлена через великий опір. Це мінімізує ризик короткого замикання.

Системи постійного струму

Системи постійного струму використовуються у спеціальних застосуваннях, таких як:

- **Електротранспорт:** Електропоїзди, трамваї та метро.
- **Фотоелектричні системи:** Сонячні електростанції, які генерують постійний струм для накопичення або подальшого перетворення.
- **Резервне живлення:** Батареї та акумуляторні системи.

1.4 Енергетика в Україні

Енергетична система України є однією з найбільших у Європі. Вона складається з атомних, теплових, гідроелектростанцій та відновлюваних джерел енергії. Основні аспекти енергетики України включають:

- 1) **Атомна енергетика:** Атомні електростанції забезпечують понад 50% загального виробництва електроенергії в країні. Найбільша атомна станція — Запорізька АЕС. Завдяки атомній енергетиці Україна зменшує залежність від імпорту вичопного палива.
- 2) **Теплова енергетика:** Теплові електростанції використовуються для забезпечення стабільності енергосистеми, особливо в зимовий період. Вони працюють на вугіллі, газі та мазуті.
- 3) **Гідроенергетика:** Гідроелектростанції, такі як Дніпровський каскад, є важливими для балансування навантажень і забезпечення пікових потужностей.
- 4) **Відновлювані джерела:** Сонячна, вітрова та біоенергетика швидко розвиваються. Особливий акцент робиться на інтеграцію цих джерел у загальну енергосистему.

Виклики та перспективи

- **Інтеграція з ENTSO-E:** З'єднання енергосистеми України з європейською мережею забезпечить стабільність та енергетичну незалежність.
- **Модернізація інфраструктури:** Замінюється застаріле обладнання та вдосконалюються мережі.
- **Розвиток зеленої енергетики:** Планується збільшення частки відновлюваних джерел до 25% у загальному енергобалансі до 2030 року.

Україна активно працює над забезпеченням енергетичної незалежності, розвитку сучасних технологій і підвищенням енергоефективності в усіх секторах.

1.5 Історія розвитку енергетики України

Енергетична галузь України почала активно розвиватися ще у XIX столітті. Перші електростанції були створені в кінці 1800-х років у великих промислових центрах, таких як Київ, Харків і Львів. З розвитком промисловості у XX столітті енергетична інфраструктура значно розширилася:

1) До Другої світової війни:

- У 1920-х роках було реалізовано проект Дніпровської гідроелектростанції (ДніпроГЕС), яка стала однією з найбільших ГЕС у Європі того часу.
- Введено в експлуатацію перші теплові електростанції, що працювали на вугіллі, що було основним джерелом енергії для промисловості.

2) Повоєнний період:

- Активна електрифікація країни, яка охопила міста і села.
- Будівництво нових потужних теплових електростанцій та завершення модернізації ГЕС.

3) Атомна енергетика:

- У 1970-х роках Україна стала одним із лідерів у розвитку атомної енергетики. Введення в експлуатацію Чорнобильської АЕС, а пізніше — інших АЕС, таких як Запорізька, Рівненська,

Хмельницька та Південноукраїнська, зробило країну ключовим виробником атомної енергії.

- Катастрофа на Чорнобильській АЕС у 1986 році стала важливою віхою в історії енергетики, що визначила нові підходи до безпеки.

1.6 Сучасний стан енергетики

На сьогодні енергетична система України є однією з найбільших у Європі. Вона базується на різних джерелах енергії, які забезпечують потреби промисловості, транспорту, аграрного сектору та побутових споживачів. Основні складові енергетики України:

1) Атомна енергетика:

- Забезпечує понад 50% загального виробництва електроенергії. Україна має чотири діючі атомні електростанції з 15 енергоблоками.
- Найбільша в Європі Запорізька АЕС має потужність 6 000 МВт.
- Атомна енергетика є основою енергетичної незалежності країни, однак потребує постійного оновлення технологій для підвищення безпеки.

2) Теплова енергетика:

- На ТЕС виробляється близько 30% електроенергії, вони працюють на вугіллі, газі та мазуті.
- Теплові електростанції мають стратегічне значення для регулювання енергетичного балансу, особливо під час пікових навантажень.

3) Гідроенергетика:

- Дніпровський каскад ГЕС є основою гідроенергетики України. До нього входять шість великих гідроелектростанцій.
- Виробляє близько 8-10% електроенергії, зменшуючи залежність від викопного палива.

4) Відновлювані джерела енергії (ВДЕ):

- Останніми роками відбувається стрімке зростання частки ВДЕ (сонячна, вітрова енергія та біоенергетика).

- Станом на 2023 рік, сумарна потужність сонячних і вітрових станцій перевищує 9 ГВт.
- Україна має великий потенціал у розвитку «зеленої» енергетики, особливо у південних та західних регіонах.

1.7 Виклики для енергетичної галузі

1) Застаріла інфраструктура:

- Більшість електростанцій та мереж побудовані ще у ХХ столітті і потребують модернізації.
- Високий рівень втрат електроенергії під час передачі через старі мережі.

2) Залежність від імпорту енергоресурсів:

- Попри великий потенціал, Україна досі залежить від імпорту газу та ядерного палива.

3) Військові дії:

- Російська агресія призвела до пошкодження ключових енергетичних об'єктів, включаючи ТЕС, ГЕС та лінії електропередач.

1.8 Перспективи розвитку енергетики

1) Інтеграція з ENTSO-E:

- У 2022 році Україна приєдналася до європейської енергосистеми ENTSO-E, що забезпечує стабільність постачання та експорт електроенергії.

2) Розвиток відновлюваної енергетики:

- Згідно з енергетичною стратегією, до 2030 року планується збільшити частку ВДЕ до 25%.
- Будівництво нових вітрових і сонячних електростанцій.

3) Енергоефективність:

- Реалізація програм з енергозбереження в промисловості та побуті.
- Модернізація житлового фонду для зменшення споживання енергії.

4) Модернізація атомної енергетики:

- Розробка нових реакторів на заміну старих енергоблоків.

- Поглиблення співпраці з міжнародними партнерами для забезпечення ядерної безпеки.

1.9 Дотримання правил безпеки життєдіяльності при проектуванні та монтажу в енергетиці

Безпека життєдіяльності відіграє критичну роль у всіх аспектах діяльності енергетичної галузі. Від проектування до експлуатації енергетичних об'єктів дотримання стандартів безпеки забезпечує захист працівників, навколишнього середовища та населення. Енергетичні об'єкти, такі як лінії електропередач, трансформаторні підстанції, гідроелектростанції та атомні станції, мають високий потенціал небезпеки. Тому на всіх етапах життєвого циклу об'єкта реалізуються заходи для запобігання аварійним ситуаціям.

Проектування енергетичних об'єктів

На етапі проектування враховуються численні фактори, які можуть впливати на безпеку:

- **Технічні рішення:** Проектування повинно забезпечувати високий рівень надійності та мінімізацію ризиків. Наприклад, для ЛЕП необхідно враховувати відстані до будівель, транспортних шляхів і природних об'єктів.
- **Охоронні зони:** Для високовольтних ліній створюються охоронні зони, які забороняють будівництво та проведення робіт у безпосередній близькості до об'єкта. Важливе значення має визначення розмірів таких зон відповідно до класу напруги.
- **Заземлення та блискавкозахист:** Усі енергетичні об'єкти обладнуються системами захисту від перенапруги та блискавок. Для цього встановлюють заземлювальні контури, громовідводи та розрядники.
- **Матеріали:** Використання матеріалів, які відповідають вимогам міцності, стійкості до корозії та довговічності.

Монтаж енергетичного обладнання

Монтаж є одним із найбільш критичних етапів, що потребує дотримання строгих правил безпеки:

- **Індивідуальний захист працівників:** Усі робітники повинні мати засоби захисту, такі як каски, рукавички, окуляри, захисне взуття, а також спеціальне спорядження для роботи на висоті.
- **Контроль справності обладнання:** Перед початком робіт перевіряється стан інструментів, ізоляції проводів, механізмів підймання. Несправне обладнання негайно замінюється.
- **Організація робочого простору:** Робочі майданчики повинні бути огорожені, а зони високого ризику позначені попереджувальними знаками. Наприклад, на території трансформаторних підстанцій або під високовольтними лініями електропередач повинні бути розміщені попереджувальні таблички.
- **Особливі заходи під час монтажу ЛЕП:** Для монтажу проводів ЛЕП використовуються механізми натягування, а роботи виконуються з урахуванням погодних умов, які можуть вплинути на безпеку.

Експлуатація енергетичних об'єктів

Під час експлуатації реалізуються заходи для забезпечення стабільної роботи та запобігання аваріям:

- **Регулярний огляд:** Обладнання та мережі повинні проходити регулярну діагностику для виявлення пошкоджень або зносу.
- **Моніторинг температурного режиму:** Важливо забезпечити охолодження трансформаторів та іншого обладнання, що працює під високими навантаженнями.
- **Технічне обслуговування:** Виконуються роботи з очищення контактів, перевірки ізоляції, заміни зношених елементів. Наприклад, на гідроелектростанціях здійснюється регулярна перевірка стану гребель, турбін і генераторів.
- **Контроль заземлення:** Системи заземлення повинні регулярно перевірятися на наявність корозії та втрати контакту, оскільки це є критичним для захисту персоналу від ураження струмом.

1.10 Особливості безпеки для різних типів енергетичних об'єктів

- 1) **Лінії електропередач (ЛЕП):** ЛЕП піддаються впливу різноманітних факторів, таких як вітер, обмерзання та механічні пошкодження. Особливу увагу приділяють підтриманню належного натягу проводів та забезпеченню безпеки під час обслуговування опор.
- 2) **Трансформаторні підстанції:** Персонал, який працює на підстанціях, повинен використовувати діелектричні засоби захисту. Крім того, забезпечується вентиляція для охолодження трансформаторів та мінімізації ризику перегріву.
- 3) **Атомні електростанції (АЕС):** На АЕС автоматизуються всі процеси, пов'язані з радіаційною небезпекою. Усі співробітники забезпечуються дозиметрами, а доступ до реакторного блоку суворо регламентується.
- 4) **Гідроелектростанції (ГЕС):** Забезпечення безпеки на ГЕС включає регулярний контроль рівня води, стану гребель та обслуговування насосного обладнання. Зони потенційного затоплення повинні бути обладнані аварійними виходами.

Використання новітніх технологій

Інновації в галузі енергетики сприяють підвищенню безпеки. Використання автоматизованих систем моніторингу дозволяє виявляти несправності на ранніх етапах. Роботизація зменшує ризики для персоналу, особливо під час роботи у важкодоступних і небезпечних зонах. Також цифрові моделі та симуляції допомагають прогнозувати ризики та тестувати сценарії дій у надзвичайних ситуаціях.

1.11 Опис трансформаторної підстанції. Аналіз недоліків

Трансформаторна підстанція 110/10 кВ призначена для пониження напруги з 110 кВ до 10 кВ з метою забезпечення надійного електропостачання споживачів першої та другої категорій. Основне обладнання підстанції включає два трансформатори, що працюють паралельно для підвищення надійності роботи. Підстанція забезпечує безперебійне живлення критичних об'єктів, а також створює можливість резервування енергопостачання у разі аварійних ситуацій.

На зображенні представлено топологію підключення підстанції до мережі через дволанцюгову лінію електропередачі (ЛЕП) довжиною 50 км. ЛЕП з'єднується з існуючою лінією 110 кВ за допомогою відпайки, що дозволяє мінімізувати витрати на будівництво нових ліній та забезпечити швидке введення підстанції в експлуатацію.

Аналіз недоліків:

- 1) **Втрати енергії на довгих ЛЕП:** Лінія довжиною 50 км може мати значні втрати активної та реактивної потужності. Це вплине на загальну ефективність енергопостачання, особливо під час пікових навантажень.
- 2) **Обмежена гнучкість у випадку аварій:** Хоча передбачено два трансформатори, при виході з ладу одного з них можливе зниження якості електропостачання. Це може спричинити перебої для споживачів другої категорії.
- 3) **Залежність від існуючої мережі:** Відпайка від існуючої ЛЕП 110 кВ може призвести до обмежень у потужності, що передається, якщо основна мережа перевантажена або має аварійні режими роботи.

1) Географічне розташування модернізованої підстанції:

Місце розташування підстанції було вибрано з урахуванням оптимального географічного положення для зменшення втрат енергії в мережі та забезпечення мінімальної відстані до основних споживачів. Вибір точки приєднання до існуючої ЛЕП 110 кВ також враховував можливість інтеграції в регіональну енергетичну систему.

Підстанція розташована поблизу магістральної лінії, що дозволяє знизити витрати на прокладання нових кабельних ліній. Однак слід врахувати, що через значну довжину ЛЕП вплив зовнішніх факторів, таких як погодні умови, може призводити до порушень у роботі системи.

Завдання магістерської роботи:

Основним завданням роботи є розробка оптимальної схеми підключення підстанції та вибір параметрів її основного обладнання з урахуванням технічних, економічних та експлуатаційних аспектів. Завдання включають:

1. Розрахунок параметрів ЛЕП довжиною 50 км, що забезпечує мінімальні втрати енергії.
2. Вибір трансформаторів і комутаційного обладнання з урахуванням категорійності споживачів.
3. Розробка заходів для підвищення надійності роботи підстанції, зокрема резервування енергопостачання.

Цей підхід дозволяє забезпечити стабільне електропостачання регіону, підвищити енергоефективність мережі та знизити витрати на обслуговування.

Географічне розташування проєктованої підстанції зображено на рисунку 1.1.

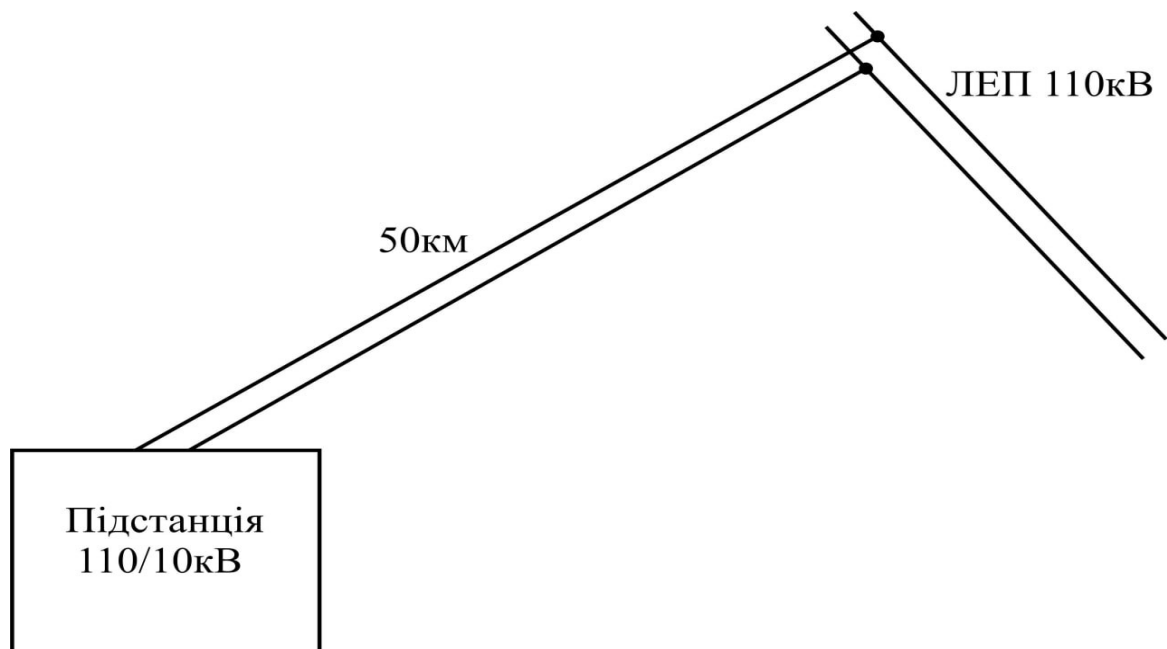


Рисунок 1.1 – Географічне розташування проєктованої підстанції

Для підстанції, по якій проводиться модернізація, необхідно розрахувати та вибрати:

- трансформатори,
- перерізи проводів повітряної лінії (ПЛ),
- вимикачі.

2. ВИБІР ТРАНСФОРМАТОРІВ, ПЕРЕРІЗІВ ПРОВОДІВ ПЛ І ВИМИКАЧІВ

2.1 Попередній вибір апаратури

Як було вказано вище, нам необхідно вибрати трансформатори, перерізи проводів повітряної лінії та вимикачі. Вибір трансформаторів виконується з урахуванням номінальної потужності, кількості трансформаторів, нормативних перевантажень і характеристик споживаного навантаження.

Розрахунок потужності навантаження

Активна потужність навантаження становить $P_{\text{нагр.}} = 38$ МВт, при цьому коефіцієнт потужності $\cos\varphi = 0,85$. Розрахункова повна потужність визначається за формулою:

$$S_{\text{нагр.}} = P_{\text{нагр.}} \cdot \sqrt{1 + \text{tg}^2\varphi}. \quad (2.1)$$

Коефіцієнт $\text{tg}\varphi$ обчислюється як:

$$\text{tg}\varphi = \sqrt{\frac{1}{\cos^2\varphi} - 1}. \quad (2.2)$$

Підставляємо значення:

$$\text{tg}\varphi = \sqrt{\frac{1}{0,85^2} - 1} = 0,619.$$

Розраховуємо $S_{\text{нагр.}}$:

$$S_{\text{нагр.}} = 38 \cdot \sqrt{1 + 0,619^2} = 44,42 \text{ МВА.}$$

Вибір номінальної потужності трансформаторів

Номінальна потужність трансформаторів визначається за формулою:

$$S_{\text{ном.тр.}} \geq \frac{S_{\text{нагр.}}}{0,7}, \quad (2.3)$$

де коефіцієнт 0,7 враховує нормативне перевантаження трансформаторів.

Обчислюємо:

$$S_{\text{ном.тр.}} \geq \frac{44,42}{0,7} = 63,46 \text{ МВА.}$$

Вибираємо два трансформатори типу ТДН-40000/110 із номінальною потужністю 40 МВА кожний.

Перевірка завантаження трансформаторів

Завантаження в нормальному режимі:

$$K_3 = \frac{S_{\text{нагр.}}}{n \cdot S_{\text{ном.тр.}}} \cdot 100,$$

де $n = 2$ — кількість трансформаторів.

Обчислюємо:

$$K_3 = \frac{44,42}{2 \cdot 40} \cdot 100 = 55,53 \%$$

Завантаження у разі аварії (відключення одного трансформатора):

$$K_{\text{ав}} = \frac{S_{\text{нагр.}}}{(n - 1) \cdot S_{\text{ном.тр.}}} \cdot 100.$$

Обчислюємо:

$$K_{\text{ав}} = \frac{44,42}{(2 - 1) \cdot 40} \cdot 100 = 111,05 \%$$

Навантаження не перевищує нормативного значення 140 %, що є допустимим.

Вибір проводів ПЛ

Переріз проводу визначається за формулою:

$$F_{\text{ек.}} = \frac{I_{\text{нагр.}}}{j_{\text{ек.}}}, \quad (2.4)$$

де:

$$I_{\text{нагр.}} = \frac{S_{\text{нагр.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \text{ — робочий струм;}$$

$$j_{\text{ек.}} = 1,0 \text{ А/мм}^2 \text{ — допустима густина струму.}$$

Обчислюємо $I_{\text{нагр.}}$:

$$I_{\text{нагр.}} = \frac{44,42}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,233 \text{ кА.}$$

Розраховуємо $F_{\text{ек.}}$:

$$F_{\text{ек.}} = \frac{0,233}{1,0} = 233 \text{ мм}^2.$$

Вибираємо провід АС 240/32, що відповідає розрахунковому перерізу.

Вибір вимикачів

На стороні високої напруги (110 кВ) вибираємо вимикач типу ВЕКА-110-40/2000 У1. На стороні низької напруги (10 кВ) використовується вимикач ВВЕ-10-31,5/3150 У3.

Таблиця 2.1 – Основні параметри вибраного обладнання

Тип обладнання	Параметри	Значення
Трансформатор	Номінальна потужність, МВА	40
Провід	Переріз, мм ²	240
Вимикач ВЕКА-110	Номінальна напруга, кВ	110
	Номінальний струм, А	2000
Вимикач ВВЕ-10	Номінальна напруга, кВ	10
	Номінальний струм, А	3150

2.2 Розрахунок струмів короткого замикання

Розрахунок струмів короткого замикання проводиться для вибору та перевірки обладнання на підстанції, а також для налаштувань релейного захисту та автоматики. Це є одним із найважливіших етапів проектування, оскільки правильний вибір параметрів обладнання безпосередньо впливає на надійність та безпеку роботи енергетичної системи.

Розрахунок струмів КЗ буде виконуватись за допомогою обчислювальної техніки. Для цього використовується програмний комплекс ТКЗ, який забезпечує точні розрахунки різних видів коротких замикань: трифазних, двофазних, однофазних і двофазних із заземленням. Використання такого програмного забезпечення дозволяє враховувати параметри мережі, типи обладнання та його розташування.

Основні етапи розрахунку:

Складання схеми заміщення: Для точного моделювання енергосистеми всі її елементи (лінії, трансформатори, джерела живлення) представляються у вигляді схеми заміщення. Всі параметри (опори, провідності) приводяться до однієї ступені напруги.

Визначення початкових умов: У програмному комплексі задаються такі параметри:

Номінальна напруга;

Потужність короткого замикання джерел живлення;

Опори ліній електропередачі, трансформаторів і обладнання.

Розрахунок максимальних і мінімальних струмів КЗ: Програма обчислює струми короткого замикання для різних видів КЗ:

Максимальні струми використовуються для вибору обладнання на термічну та електродинамічну стійкість.

Мінімальні струми застосовуються для налаштувань релейного захисту.

Аналіз результатів: Отримані результати аналізуються для перевірки відповідності обладнання та налаштувань релейного захисту. Особливу увагу приділяють перевірці трансформаторів, вимикачів і струмових трансформаторів.

Формули для розрахунку струмів КЗ

Трифазне коротке замикання:

$$I_{\text{КЗ}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\text{ЕКВ}}} \quad (2.2.1)$$

де:

$I_{\text{КЗ}}$ — струм короткого замикання;

$U_{\text{НОМ}}$ — номінальна напруга;

$Z_{\text{ЕКВ}}$ — еквівалентний опір системи.

Двофазне коротке замикання:

$$I_{\text{КЗ}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{2 \cdot Z_{\text{ЕКВ}}} \quad (2.2.2)$$

Однофазне коротке замикання:

$$I_{\text{КЗ}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{Z_{\text{ЕКВ}} + Z_0}, \quad (2.2.3)$$

де Z_0 — опір нульової послідовності.

2.3 Складання схеми заміщення

Розрахункова схема для визначення аварійних струмів при короткому замиканні (КЗ) є електричною схемою в однолінійному виконанні, до якої введені

джерела живлення (енергосистема), що впливають на струм КЗ, а також елементи системи електропостачання (лінії, трансформатори), що зв'язують джерела електроенергії з місцем замикання. За розрахунковою схемою складається схема заміщення. Схемою заміщення називають електричну схему, що відповідає за вихідними даними розрахунковій схемі, але в якій всі трансформатори (магнітні) зв'язки замінено електричними. З урахуванням основних припущень елементи системи електропостачання, що зв'язують джерела живлення з місцем КЗ, вводяться в схему заміщення як опори, а джерела – як опори та ЕДС. Опори та ЕДС схеми заміщення повинні бути приведені до одного рівня напруги, прийнятого за основний. Під коефіцієнтом трансформації розуміється відношення номінального (середнього номінального) напруги відгалуження обмотки трансформатора, зверненої в бік основного ступеня, до аналогічної напруги його обмотки зі сторони приєднаного елемента. Приведення за дійсними коефіцієнтами трансформації називають точним приведенням. У практичних розрахунках виконують приблизне приведення, що дозволяє швидше і простіше отримати приблизну схему заміщення, оскільки часто (на стадії проектування) невідомі доаварійні режимні параметри мережі, а отже, й дійсні коефіцієнти трансформації трансформаторів та автотрансформаторів. Тому для кожної ступені трансформації встановлюють середнє номінальне напруження ($U_{\text{ср}}$) за відповідною шкалою, що призводить до неучету у трансформаторів пристроїв РПН, падіння напруги в мережі та відмінності в номінальних величинах напруги, наприклад, ліній та електричних обмоток трансформаторів, що з ними пов'язані.

Складання схеми заміщення полягає в заміні елементів мережі на вихідній схемі їх опорами для окремих послідовностей. Розрахунок струмів короткого замикання проводиться без урахування навантажувальних гілок. Активні опори в високовольтних ланцюгах мають незначний питома вага, і їх опускають у схемах заміщення. Не враховують і поперечні ємності ліній протяжністю менше 200–250 км. Приймають рівність опорів у схемах прямої та зворотної послідовностей.

Принципова схема електричної мережі (ЕМ), представлена на рисунку 2.1

Розрахунок ведеться в іменованих одиницях, при цьому опори гілок різних ступенів трансформації приводяться до середнього напруження однієї ступені ($U_{\text{ср}}$). За основну ступінь приймемо сторону вищого напруження (ВН) захищеного трансформатора.

Основні довідкові дані повітряних ліній, трансформаторів, необхідні для розрахунку струмів КЗ, зведемо в таблиці 2.1

В ЛЕП напругою до 220 кВ втрати потужності на корону незначні. Для ЛЕП приймається П-образна схема заміщення.

Вихідні дані для розрахунку наведені в таблиці 2.3.1.

Таблиця 2.3.1 – Початкові параметри повітряних ліній

Марка провода	Кількість схем	Напруга лінії, кВ	l, км	Обозначення	$\Omega/\text{км}$	$\Omega/\text{км}$	мкСм/км
АС 240/32	2	220	87	W1	0,121	0,435	2,60
АС 240/32	2	220	32	W2	0,121	0,435	2,60
АС 150/24	2	110	19	W3	0,198	0,420	2,70
АС 120/19	2	110	50	W4	0,249	0,427	2,66
АС 150/24	2	110	20	W5	0,198	0,420	2,70
АС 120/19	2	110	1	W6	0,249	0,427	2,66
АС 150/24	2	110	45	W7	0,198	0,420	2,70
АС 120/19	2	110	1	W8	0,249	0,427	2,66
АС 150/24	2	110	57	W9	0,198	0,420	2,70
АС 120/19	2	110	40	W10	0,249	0,427	2,66

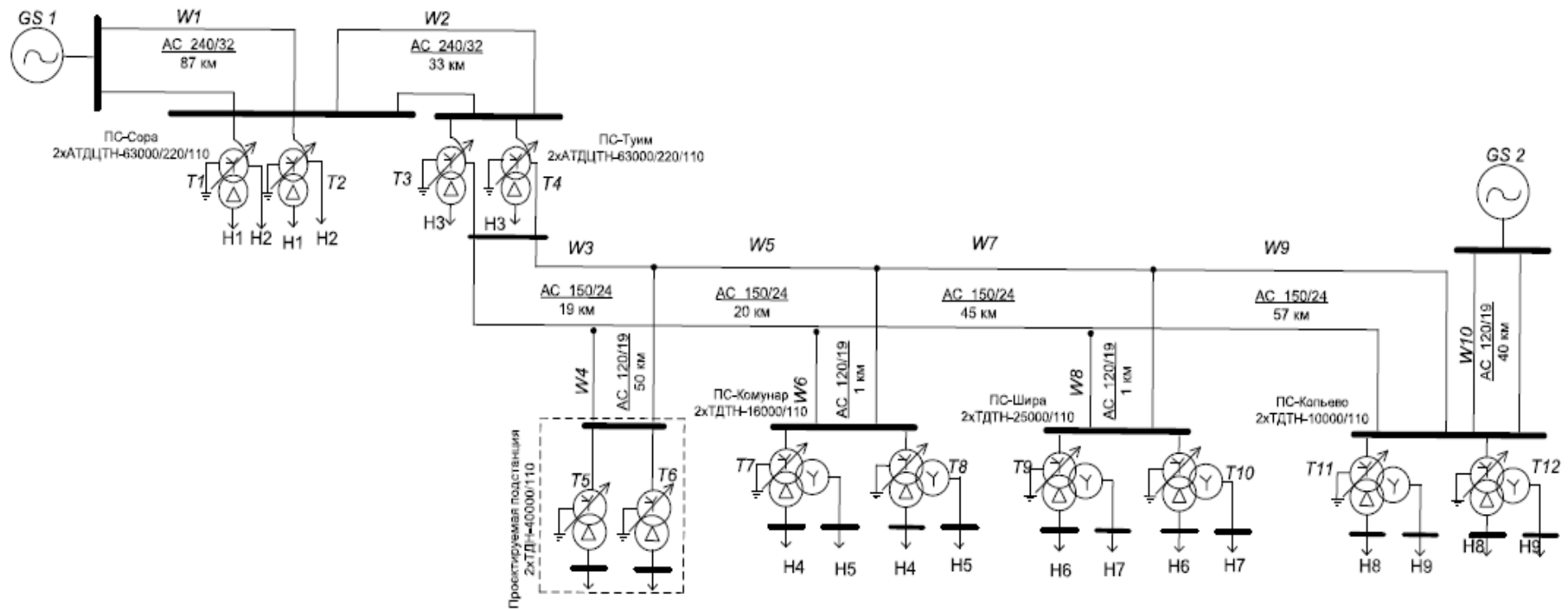


Рисунок 2.3.1 - Принципова схема електричної мережі

Типи трансформаторів, встановлених на підстанціях, та їх паспортні дані наведені в таблиці 2.3.2

Таблиця 2.3.2 – Параметри трансформаторів.

Тип трансформатора	Параметри регулювання, %	Кількість трансформаторів	Позначення	U _н , кВ	P _х , кВт	P _к , кВт	η _х , %	η _к , %
АТДЦТН-63000/220/110	±6×2,0	4	АТ1, АТ2, АТ3, АТ4	230	121	11	45	215
ТДН-40000/110	±9×1,78	2	Т5, Т6	115	-	11	34	170
ТДТН-16000/110/35/10	±9×1,78	2	Т7, Т8	115	38,5	11	23	100
ТДТН-25000/110/35/10	±9×1,78	2	Т9, Т10	115	38,5	11	31	149
ТДТН-10000/110/35/10	±9×1,78	2	Т11, Т12	115	38,5	11	17	76

Таблиця 2.3.3 – Електрична система

Значення	Потужність, МВ·А	X1	X2
GS1	800	1,73	4,34
GS2	600	2,15	5,02

Схема заміщення прямої (зворотної) послідовності зображена на рисунку 2.3.2. Слід зазначити, що зворотна послідовність відрізняється від прямої відсутністю ЕРС системи.

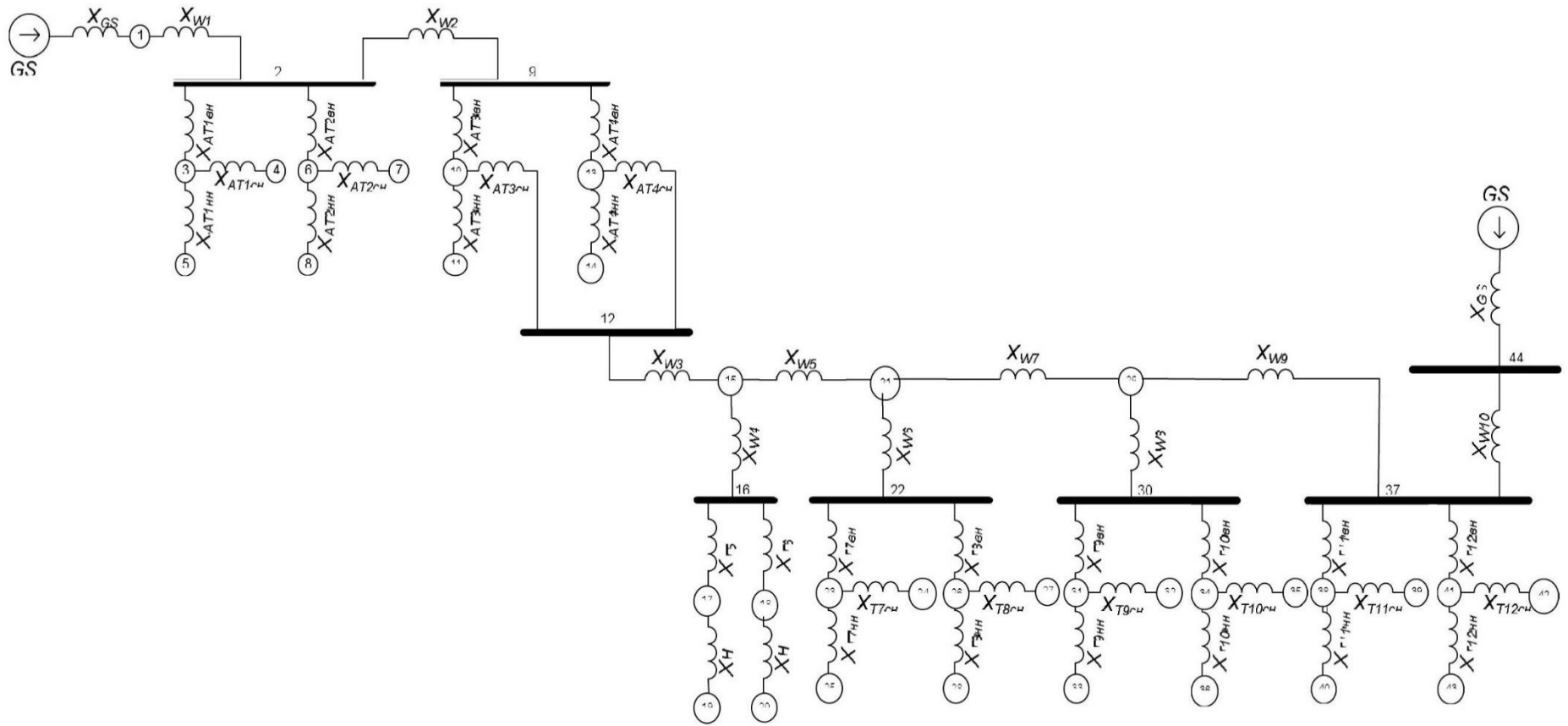


Рисунок 2.3.2 – Схема заміщення прямої послідовності

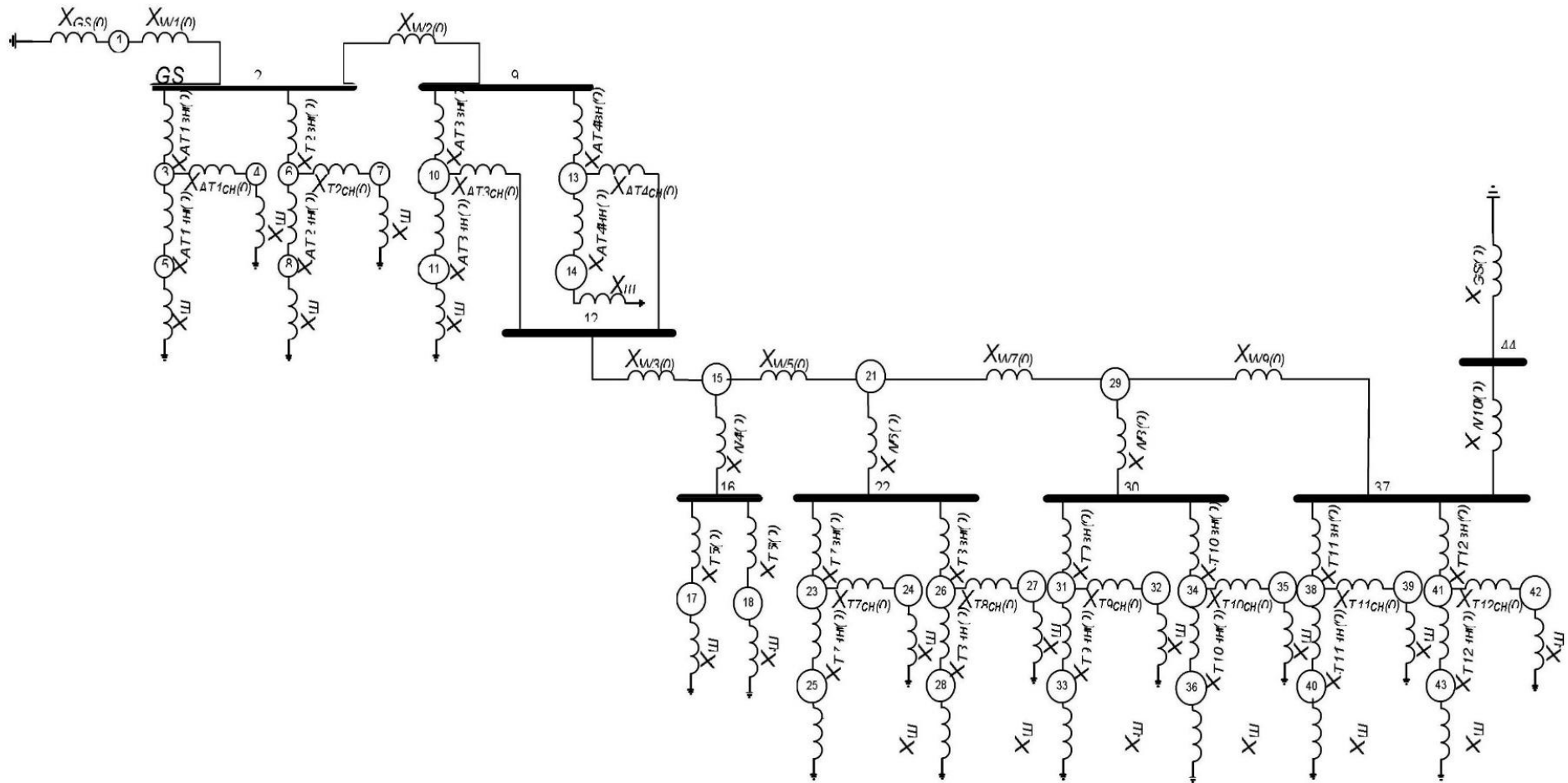


Рисунок 2.3.3 – Схема заміщення нульової послідовності

Визначимо параметри схеми заміщення. Опір еквівалентної живильної системи GS, Ом.

$$X_{GS1} = x_{\Pi} \cdot \frac{U_{\text{cp}}^2}{S_{\text{ном}}} = 1,73 \frac{115^2}{800} = 28,6 ,$$

$$X_{GS2} = x_1 \cdot \frac{U_{\text{cp}}^2}{S_{\text{ном}}} = 2,15 \frac{115^2}{600} = 47,39 .$$
(2.3.1)

Опір системи для нульової послідовності струмів.

$$X_{GS1(0)} = x_{\text{oc}} \cdot \frac{U_{\text{cp}}^2}{S_{\text{ном}}} = 4,34 \frac{115^2}{800} = 71,74 ,$$

$$X_{GS2(0)} = x_{\text{oc}} \cdot \frac{U_{\text{cp}}^2}{S_{\text{ном}}} = 5,02 \frac{115^2}{600} = 110,65 .$$
(2.3.2)

Напряга короткого замикання автотрансформаторів і трьохобмоткових трансформаторів.

$$u_{\text{кв}} = \frac{1}{2} \cdot (u_{\text{квс}} + u_{\text{квн}} - u_{\text{кч}}) ,$$

$$u_{\text{кс}} = \frac{1}{2} \cdot (u_{\text{квс}} + u_{\text{кч}} - u_{\text{кн}}) ,$$

$$u_{\text{кн}} = \frac{1}{2} \cdot (u_{\text{кнн}} + u_{\text{кч}} - u_{\text{квс}}) .$$
(2.3.3)

Опори автотрансформаторів і трьохобмоткових трансформаторів, Ом.

$$X_{\text{с}} = \frac{u_{\text{кв}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{cp}}^2}{S_{\text{ном}}} ,$$

$$X_{\text{с}} = \frac{u_{\text{кс}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{cp}}^2}{S_{\text{ном}}} ,$$

$$X_{\text{н}} = \frac{u_{\text{кн}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{cp}}^2}{S_{\text{ном}}} .$$
(2.3.4)

Для автотрансформаторів АТ1 и АТ2 попередьо находим напругу короткого замыкания каждой обмотки, %

$$\begin{aligned}
 u_{к.в} &= \frac{1}{2} \cdot (11 + 35,7 - 21,9) = 12,4, \\
 u_{к.с} &= \frac{1}{2} \cdot (11 + 21,9 - 35,7) = -1,4, \\
 u_{к.н} &= \frac{1}{2} \cdot (35,7 + 21,9 - 11) = 23,3.
 \end{aligned}
 \tag{2.3.5}$$

Опори обмоток ВН, СН, НН, відповідно, Ом

$$\begin{aligned}
 X_{АТ1ВН} &= X_{АТ2ВН} = \frac{12,4}{100} \cdot \frac{115^2}{63} = 26,0, \\
 X_{АТ1СН} &= X_{АТ2СН} = \frac{-1,4}{100} \cdot \frac{115^2}{63} \approx 0, \\
 X_{АТ1НН} &= X_{АТ2НН} = \frac{23,3}{100} \cdot \frac{115^2}{63} = 48,91.
 \end{aligned}
 \tag{2.3.6}$$

Розрахунок залишкових опорів автотрансформаторів і триобмоткових трансформаторів аналогічний попередньому, зведемо останній у таблицю 2.5. Опори однотипного трансформатора на проєктованій двохтрансформаторній підстанції, Ом.

$$X_{Т1,2} = \frac{u_{к.в}}{100} \cdot \frac{U_{ср}^2}{S_{ном}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{40} = 34,72.
 \tag{2.3.7}$$

Таблиця 2.3.4 – Параметри понижувальних трансформаторів

Позначення	Тип трансформатора	Хв	Хс	Хн
АТ1, АТ2, АТ3, АТ4	АТДЦТН-63000/220/110	26,03	0	48,91
Т5, Т6	ТДН-40000/110	34,72	-	-
Т7, Т8	ТДТН-16000/110/35/10	88,85	0	52,0
Т9, Т10	ТДТН-25000/110/35/10	56,87	-	35,71
Т11, Т12	ТДТН-10000/110/35/10	142,17	0	82,66

Опір дволанцюгової лінії W1 визначається, Ом.

$$X_{\pi 1} = X_0 \cdot l \cdot \left(\frac{U_{\Phi}}{U_{\text{ср.ном}}} \right)^2 \cdot \frac{1}{2} = 0,435 \cdot 87 \cdot \left(\frac{115}{230} \right)^2 \cdot \frac{1}{2} = 4,73$$

$$R_{\pi 1} = R_0 \cdot l \cdot \left(\frac{U_{\Phi}}{U_{\text{ср.ном}}} \right)^2 \cdot \frac{1}{2} = 0,121 \cdot 87 \cdot \left(\frac{115}{230} \right)^2 \cdot \frac{1}{2} = 1,32 .$$

(2.3.8)

Розрахунок залишкових опорів ліній електропередач аналогічний попередньому, зведемо останній у таблицю 2.3.5.

Таблиця 2.3.5– Параметри ліній електропередач у максимальному режимі

Марка проводу	l, км	Позначення	RW, Ом	XW, Ом	RW(0), Ом	XW(0), Ом
АС 240/32	87	W1	1,32	4,73	2,95	23,65
АС 240/32	32	W2	0,48	1,74	1,08	8,70
АС 150/24	19	W3	1,88	3,99	3,31	19,95
АС 120/19	50	W4	6,22	10,67	9,97	49,85
АС 150/24	20	W5	1,98	4,20	3,48	21,0
АС 120/19	1	W6	0,12	0,21	0,19	1,05
АС 150/24	45	W7	4,45	9,45	7,83	47,25
АС 120/19	1	W8	0,12	0,21	0,19	1,05
АС 150/24	57	W9	5,64	11,97	9,92	59,85
АС 120/19	40	W10	4,98	8,54	7,98	42,70

За навантаження на проектуваній підстанції прийmemo на стороні НН опір кабелю з перерізом 150 мм² і протяжністю 1 км, Ом.

$$R_{\text{Н}} = R_0 \cdot l \cdot \left(\frac{U_{\Phi}}{U_{\text{ср.ном}}} \right)^2 \cdot \frac{1}{\eta} = 0,122 \cdot 1 \cdot \left(\frac{115}{11} \right)^2 \cdot \frac{1}{1} = 13,33 ,$$

$$X_{\text{Н}} = X_0 \cdot l \cdot \left(\frac{U_{\Phi}}{U_{\text{ср.ном}}} \right)^2 \cdot \frac{1}{\eta} = 0,200 \cdot 1 \cdot \left(\frac{115}{11} \right)^2 \cdot \frac{1}{1} = 21,86 .$$

(2.3.9)

Схема заміщення нульової послідовності визначається схемою з'єднання обмоток трансформаторів. Опори обмоток трансформаторів залишаються такими

ж, як і в схемі заміщення прямої послідовності, а опори ліній електропередач необхідно перерахувати. ЕРС джерел приймаються рівними нулю.

Для визначення опору нульової послідовності необхідно скористатися відношенням індуктивного опору нульової послідовності якогось елемента до його індуктивного опору прямої послідовності $X_{(0)}/X_{(1)}$ або безпосередньо індуктивним опором нульової послідовності $X_{(0)}$. Ці відношення представлені в [8] і в даному випадку приймають наступний вигляд:

– для одноцепних повітряних ліній зі сталевими грозозахисними тросами.

$$X_{(0)}/X_{(1)} = 3; \quad (2.3.10)$$

– для дволанцюгових повітряних ліній зі сталевими грозозахисними тросами.

$$X_{(0)}/X_{(1)} = 5. \quad (2.3.11)$$

Опори для струмів нульової послідовності повітряних ліній електропередач W_1 , Ом:

$$R_{W1(0)} = (R_0 + 0,15) \cdot l \cdot \left(\frac{U_{\Phi}}{U_{\Phi,ном}} \right)^2 \cdot \frac{1}{2} = (0,121 + 0,15) \cdot 87 \cdot \left(\frac{115}{230} \right)^2 \cdot \frac{1}{2} = 2,95,$$

$$X_{W1} = X_{W1} \cdot \frac{X_{(0)}}{X_{(1)}} = 4,73 \cdot 5 = 23,65. \quad (2.3.12)$$

Розрахунок залишкових опорів ліній електропередачі нульової послідовності аналогічний попередньому, зведемо останнє в таблицю 2.6. Мінімальний режим для розглядуваної ЕЕС характеризується збільшенням опору приймальної системи в 1,2 раза та збільшенням опору ЛЕП. Опори систем GS для мінімального режиму, Ом.

$$X_{GS1}^{\min} = X_{GS} \cdot 1,2 = 1,2 \cdot 28,26 = 34,32,$$

$$X_{GS2}^{\min} = X_{GS} \cdot 1,2 = 1,2 \cdot 47,39 = 56,89,$$

$$X_{GS1(0)}^{\min} = X_{GS} \cdot 1,2 = 1,2 \cdot 71,74 = 86,09,$$

$$X_{GS2(0)}^{\min} = X_{GS} \cdot 1,2 = 1,2 \cdot 110,65 = 132,78. \quad (2.3.13)$$

Параметри ліній електропередач для прямої та нульової послідовності наведені в таблиці 2.3.6.

Таблиця 2.3.6 – Параметри ліній електропередач в мінімальному режимі.

Марка проводу	l, км	Позначення RW, Ом	XW, Ом	RW(0), Ом	XW(0), Ом
АС 240/32	87	W1	2,64	9,46	4,26
АС 240/32	32	W2	0,98	3,48	1,57
АС 150/24	19	W3	3,76	7,98	5,19
АС 120/19	50	W4	12,44	21,34	16,2
АС 150/24	20	W5	3,96	8,4	5,46
АС 120/19	1	W6	0,24	0,42	0,32
АС 150/24	45	W7	8,9	18,9	12,28
АС 120/19	1	W8	0,24	0,42	0,32
АС 150/24	57	W9	11,28	23,94	15,56
АС 120/19	40	W10	9,96	17,08	12,96

Для вибору обладнання, що встановлюється на проектованій підстанції, необхідно визначити струми трьохфазного короткого замикання на стороні ВН і НН трансформатора, а також струми однофазного короткого замикання на стороні ВН. Отримані результати розрахунків режимів КЗ представлені в таблиці 2.3.7.

Таблиця 2.3.7– Значення струмів КЗ.

Вузол	Трифазне КЗ	Однофазне КЗ
16	1,45	0,285
17	$0,82 \cdot 115/11 = 8,57$	–

Слід пам'ятати, що значення струмів, отримані в результаті розрахунку на ЕОМ, наведені до ступені вищого напруги 115 кВ. Дійсні ж значення струмів КЗ

на стороні 10 кВ можуть бути отримані шляхом множення на відповідні коефіцієнти трансформації.

2.4 Технічний опис, призначення та можливості програмного комплексу ТКЗ 3000

Комплекс програм дозволяє здійснювати розрахунки електричних величин при пошкодженнях у трьохфазній симетричній мережі будь-якого напруги.

За допомогою комплексу програм можна розраховувати всі види електричних величин у симетричних, фазних, міжфазних складових, а також всевозможні відношення U/I при одноразових поздовжніх і поперечних видах несиметрії з урахуванням активної складової опорів та відмінностей величини опорів прямої і зворотної послідовностей. При цьому реалізовано:

- комутації з гілками (відключення та заземлення, зміна топології та параметрів, підключення нових гілок);
- комутації з групами гілок, що утворюють в мережі єдине ціле: лінії та п-обмоткові трансформатори;

Результати розрахунків поміщаються в стандартний файл результатів. Формати виводу можуть бути різними, оскільки визначаються різними програмами обробки стандартного файлу результатів.

2.5 Вимоги до введення вихідної інформації

Введення параметрів прямої та зворотної послідовностей здійснюється в одній таблиці у зв'язку з збігом топологій їх схем заміщення. Параметри зворотної послідовності слід вводити лише для тих елементів, у яких параметри зворотної послідовності не рівні прямій.

Для схем заміщення прямої, зворотної та нульової послідовностей передбачено наступні типи гілок:

- 0 проста гілка (що відповідає лінії електропередачі, реактору, шунту);
- 1 гілка з нульовим опором (що відповідає вимикачу);
- 3 трансформаторна гілка (що відповідає трансформатору, автотрансформатору);

- 4 генераторна гілка (що відповідає генератору, еквівалентній системі, двигуну);
- 5 «П–образна» схема заміщення гілки, що має ємнісну провідність (лінія електропередачі напругою 35÷500 кВ).

Інформація про параметри гілок схеми заміщення задається рядком, вигляд якого наведений у таблиці 2.5.1 для прямої послідовності та в таблиці 2.10 для нульової послідовності.

Таблиця 2.5.1 – Порядок розташування інформації для прямої послідовності

Тип	Вузол-1	Вузол-2	R1	X1	E;K;B(c);	Фаза	N эл.	Пар
x	начало	Конец	Ом	Ом	0	0	0	0

Таблиця 2.5.2 – Порядок розташування інформації для нульової послідовності

Тип	Пар	Вузол-1	Вузол-2	R0	X0	K;B(c);
0	0	початок	кінець	Ом	Ом	0

Для гілок усіх типів обов'язково задаються початкові та кінцеві вузли. Для гілок усіх типів, крім 1, підлягають заданню поздовжні активні та (або) реактивні опори. Для гілок типу 4 необхідно задати додаткову електродвижучу силу джерела живлення (ЕДС) (модуль, кВ), для типу 3 – коефіцієнт трансформації, о. е., для типу 5 – ємнісну провідність, мкСм. Будь-якій гілці, крім генераторної, може бути присвоєний номер елемента (лінії електропередачі, трансформатора тощо); у всіх гілках, які належать одному й тому ж елементу, номер повинен бути однаковим.

2.6 Складання машинної схеми заміщення

При складанні машинної схеми заміщення необхідно дотримуватися наступних вимог:

нумерація вузлів супроводжує нумерацію гілок (за винятком вузлів з нульовим потенціалом – "земля");

нумерується та гілка, у якої хоча б один з двох вузлів був попередньо визначений.

Схема зворотної послідовності за структурою аналогічна схемі прямої послідовності. Внаслідок того, що шляхи циркуляції струмів нульової та прямої послідовності різні, машинні схеми заміщення нульової та прямої послідовності також різні.

Машинна схема заміщення, зображена на малюнку 2.6.1, складена на основі електричної схеми заміщення мережі та таблиць 2.9-2.10. Вона структурно включає в себе розрахункові схеми заміщення всіх трьох послідовностей.

Розрахунок струмів короткого замикання проводимо в наступних режимах:

- максимальний режим, коли в роботу включені всі елементи енергосистеми; він необхідний для розрахунку уставок спрацьовування захистів та комутаційної апаратури на підстанції;

- мінімальний режим, коли частина генераторів і ліній відключена, і в системі мінімум; цей режим необхідний для перевірки чутливості захистів.

3. РОЗРАХУНОК УСТАЛЕНОГО РЕЖИМУ

Розрахунки усталених режимів (УР) електроенергетичних систем (ЕЕС) становлять значну частину загального обсягу досліджень, які виконуються при вирішенні задач експлуатації, розвитку та проектування ЕЕС. Аналізуючи результати цих розрахунків, можна отримати відповіді на такі практично важливі питання: чи здійснений даний режим, тобто чи можлива передача по розглядуваній ЕЕС даних потужностей; чи не перевищують струми та потужності в елементах ЕЕС допустимих (граничних) значень; чи не виходять напруги в заданих точках за встановлені межі; які втрати активної потужності в мережі; як впливають відключення або підключення нових елементів ЕЕС (генераторів, навантажень, ліній електропередачі тощо) на розподіл потоків у розрахунковій схемі ЕЕС, рівні напруг і втрати. Ці дані використовуються для встановлення прийнятності режимів за технічними та економічними умовами, вирішення питань, пов'язаних з регулюванням напруги, та з'ясування можливостей подальшого підвищення економічності роботи ЕС.

Розрахункова схема містить понад 10 вузлів, тому розрахунок виконують за допомогою програми REGIM, спеціально розробленої для розрахунку усталеного режиму та широко застосовуваної при інженерних розрахунках.

3.1 Математична постановка задачі

Розрахунок усталених режимів (станів) електричних мереж (ЕМ) у класичному вигляді полягає в визначенні напруг у вузлах системи, використовуючи які визначаються розподіл потоків і втрати потужності в ЕМ. Математично ця задача формулюється як розв'язання системи нелінійних алгебраїчних або тригонометричних рівнянь, що описують режим. Основою математичного опису стану є закони Ома та Кирхгофа. З таких рівнянь найбільш зручними для реалізації на ЕОМ є рівняння вузлових напруг (РВН), які пов'язують напруги в вузлах ЕМ і потужності (струми), що підводяться до цих вузлів, через параметри схеми. У даному програмному комплексі використовуються РВН у формі балансу потужностей.

$$\omega S_i = \underline{Y}_i \dot{U}_i^2 - \dot{U}_i \sum_{j=1}^{n+1} \underline{Y}_{ij} \dot{U}_j - \dot{U}_i \underline{Y}_{i0} U_\delta + \dot{S}_i = 0, \quad i = \overline{1, n},$$
(3.1)

або в матричному вигляді

$$\overline{W}_s = \text{diag} \dot{U} (\underline{Y} \overline{U} - \underline{Y}_s U_\delta) - \dot{S},$$
(3.2)

де \underline{Y} - матриця власних і взаємних провідностей, яка відіграє важливу роль при формуванні рівнянь усталених режимів, має такі властивості:

$$-\underline{Y}_{ij} = \sum \underline{Y}_{ij} + \underline{Y}_{i0}; \quad -\underline{Y}_{ij} = -\underline{Y}_{ji} = 1 / \underline{Z}_{ij}; \quad \det \underline{Y} \neq 0.$$
(3.3)

У цих рівняннях функція ωS_i комплексних змінних напружень вузлів відповідає дисбалансу повної потужності в i -му вузлі; $n + 1$ – число вузлів ЕС, включаючи балансуєчий з заданою напругою U_δ і незмінною фазою δ , яка дорівнює нулю.

Для побудови алгоритму розрахунку параметрів усталеного режиму на ЕОМ необхідно оперувати УУН з дійсними величинами. Попереднє перетворення системи рівнянь необхідне через відсутність похідної комплексно-спряженої величини $*U_i$. Прийнемо комплексні величини у вигляді

$$\underline{Y}_i = g_i + jb_i, \quad \underline{U}_i = U'_i + jU''_i, \quad \underline{S}_i = P_i + jQ_i.$$
(3.4)

Підставивши вирази (3.2) в рівняння (3.1) і виокремивши в них окремо дійсні та уявні частини

$$\underline{\omega S}_i = \omega P_i(U', U'') + i \omega Q_i(U', U''),$$
(3.5)

Отримаємо систему нелінійних рівнянь подвійного порядку з дійсними коефіцієнтами у формі балансу активних і реактивних потужностей в прямокутних координатах:

$$\left. \begin{aligned} \omega_p &= g_i U_i^2 - \sum_{j=1}^{n+1} g_{ij} (U'_i U'_j + U''_i U''_j) - \sum_{j=1}^{n+1} b_{ij} (U'_i U'_j - U''_i U''_j) - P_i \\ \omega_Q &= b_i U_i^2 - \sum_{j=1}^{n+1} b_{ij} (U'_i U'_j + U''_i U''_j) + \sum_{j=1}^{n+1} g_{ij} (U'_i U'_j - U''_i U''_j) - Q_i \end{aligned} \right\} \quad (3.6)$$

де $i = 1, 2, \dots, n$; $\{ U' \} = \{ U'_1, \dots, U'_n \}$ – вектори дійсних і уявних складових напруг, відносно яких розв'язується дана система рівнянь.

Функції P_i , Q_i , ω описують дисбаланси (нев'язки) активних і реактивних потужностей в i -му вузлі. Останні визначаються як результат підстановки чергового (k -го) наближення шуканих змінних $U'(k)$, $U''(k)$ у наведені рівняння, або інакше, як різниця між розрахунковими P_i^p , Q_i^p і заданими їх значеннями P_i , Q_i .

$$\begin{aligned} \omega_{P_i} &= P_i^p(U', U'') - P_i, \\ \omega_{Q_i} &= Q_i^p(U', U'') - Q_i. \end{aligned} \quad (3.7)$$

Вибір даної форми УУН і розділення змінних зумовлений вищою збіжністю і меншою трудомісткістю ітераційних процесів розв'язання рівнянь у прямокутній системі координат (U' , U'') порівняно з полярною (V , δ).

Рівняння вузлових напруг (3.3) справедливі для ЕС, в усіх вузлах якої, крім балансуєчого, навантаження враховані значеннями потрібної активної і реактивної потужності, які приймаються або незмінними, або такими, що змінюються відповідно до статичних характеристик (вузли типу P , $Q - \text{const}$). В останньому випадку використовується корекція потужностей в ітераційних процесах.

Якщо в $n\Gamma$ вузлах задані активна потужність P_i і модуль напруги U_i (опорні вузли типу P_i , $U_i - \text{const}$), замість відповідних рівнянь балансу реактивної потужності враховуються квадратні рівняння.

$$\omega_{Q_i} = U_i^2 + U_i^{*2} - U_i'^2, \quad (3.8)$$

Ці генераторні вузли є базисними за напругою та балансуєчими за реактивною потужністю Q_i , межі зміни якої

$$Q_i^{\min} \leq Q_i \leq Q_i^{\max} \quad (3.9)$$

задаються константами Q_{\min} , Q_{\max} , які залежать від допустимої перевантаження генератора по струмах ротора і статора.

Таким чином, для визначення напруг у вузлах ЕС розв'язується $2n$ -мерна система нелінійних алгебраїчних УУН (3.3), (3.5). При підстановці точних рішень U функції дисбалансів звертаються в нуль

$$\begin{aligned} \omega_P(\bar{U}', \bar{U}^*) &= 0, \\ \omega_{Q_i}(\bar{U}', \bar{U}^*), \quad i &= 1, 2, \dots, n. \end{aligned} \quad (3.10)$$

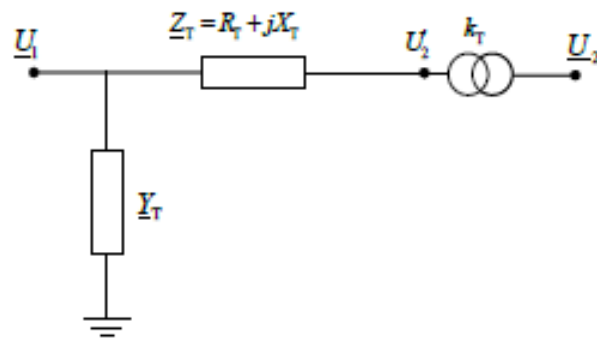
Точне рішення систем нелінійних рівнянь можна отримати лише теоретично як результат безкінечного ітераційного процесу. Практично рішення рівнянь усталених режимів вважається досягнутим, якщо на k -й ітерації кожне рівняння збалансовано з допустимою похибкою η :

$$\begin{aligned} \omega_P(U'^{(k)}, U^{*(k)}) &\leq \eta; \\ \omega_{Q_i}(U'^{(k)}, U^{*(k)}) &\leq \eta, \quad i = 1, 2, \dots, n. \end{aligned} \quad (3.11)$$

3.2 Складання схеми заміщення та розрахунок її параметрів Схема заміщення електричної мережі зображена на рисунку 3.1

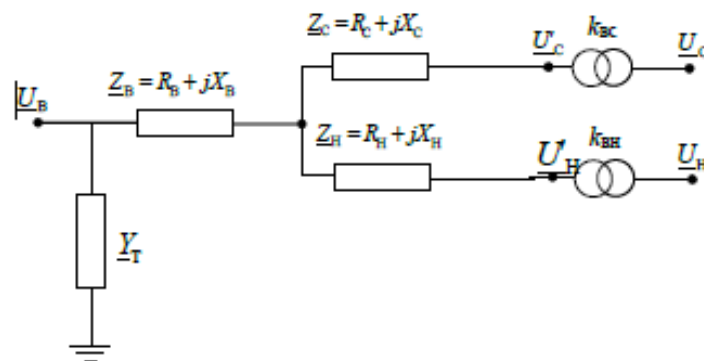
3.2.1 Параметри схеми заміщення трансформаторів

Типи трансформаторів, установлених на підстанціях, та їх паспортні дані наведені в таблиці 2.2. Схема заміщення двохобмоткового трансформатора представлена на рисунку 3.2. Схема заміщення трьохобмоткового трансформатора представлена на рисунку 3.3.



(3.2.1.1)

Рисунок 3.2 – Схема заміщення двохобмоткового трансформатора.



(3.2.1.2)

Рисунок 3.3 – Схема заміщення трьохобмоткового трансформатора.

Провідність гілки намагнічування трансформатора, мкСм

$$\underline{Y}_T = G_T - jB_T = \left(P_x \cdot 10^3 - j \frac{I_x \cdot S_{\text{ном}}}{100} \cdot 10^6 \right) \cdot \frac{1}{U_{\text{ном}}^2}, \quad (3.2.1.3)$$

де ном S – номінальна потужність трансформатора, МВ·А;

x p – втрати холостого ходу, кВт

U – номінальна напруга вищої обмотки трансформатора, кВ;

x I – струм холостого ходу, %.

Таблиця 3.1 – Параметри трансформаторів

Тип трансформатора	R_{Σ}	R_c	R_{Σ}	X_{Σ}	X_c	X_{Σ}	$G_m, \text{мкСм}$	$B_m, \text{мкСм}$
АТДЦТН-630000/220/110	1,4	1,4	2,8	104	0,001	195,6	0,93	6,51
ТДТН-10000/110	5	5	5	142,2	0,001	82,7	1,40	9,09
ТДТН-16000/110	2,6	2,6	2,6	88,9	0,001	52	1,90	13,22
ТДТН-25000/110	1,5	1,5	1,5	56,9	0,001	35,7	2,56	14,46
ТДН-40000/110	1,38	–	–	34,72	–	–	1,81	18,18
ТДЦ-80000/110	0,71	–	–	18,18	–	–	5,81	32,78

3.2.2 Розрахунок параметрів схеми заміщення лінії електропередач

Лінії електропередач представляються такими елементами:

- активний опір обумовлює нагрів проводів і залежить від матеріалу, конструкції та перерізу самих провідників;
- індуктивний опір обумовлений магнітним полем, що виникає навколо і всередині провідника під час протікання через нього змінного струму;
- ємнісна провідність обумовлена ємностями між фазами, фазними проводами та землею;
- активна провідність обумовлена втратами активної потужності через витік струму (струму провідності) по поверхні ізоляторів і іонізації повітря навколо провідника внаслідок коронного розряду.

Перші два елементи заміщення в сумі представляють собою повне опір лінії, яке розраховується з виразу, Ом.

$$\underline{Z}_{ij} = \frac{(r_0 + jx_0) \cdot l_{ij}}{n}, \quad (3.2.2.1)$$

де (R) і (L) — питомі активне та індуктивне опори лінії, Ом/км;
(l) — довжина повітряних ліній, км; (n) — кількість ланцюгів лінії.

Ємнісна провідність лінії, мкСм.

$$b_{cij} = n \cdot b_{c0} \cdot l_{ij}, \quad (3.2.2.2)$$

де (G) — питомою ємнісна провідність лінії, мкСм/км.

В ЛЕП напругою до 110 кВ втрати потужності на корону незначні. Для ЛЕП приймається П-образна схема заміщення.

Вихідні дані для розрахунку наведені в таблиці 2.1.

Розраховані параметри ЛЕП наведені в таблиці 3.2.2.1

Таблиця 3.2.2.1 – Параметри ЛЕП

Вітка	Позначення	$(R_{\{1-3\}})$, Ом	$(R_{\{2-3\}})$, Ом	$(G_{\{3-4\}})$, мкСм
1-2	W1	10,44	35,23	226,2
2-9	W2	3,84	12,96	83,2
12-15	W3	3,76	7,98	51,3
15-16	W4	12,45	21,35	133
15-19	W5	3,96	8,4	54
19-20	W6	0,249	0,427	2,66
19-27	W7	8,91	18,9	121,5
27-28	W8	0,249	0,427	2,66
27-35	W9	11,27	23,94	153,9
35-42	W10	9,96	17,08	106,4

3.2.3 Параметри навантажень

Параметри навантажень представлені в таблиці 3.2.3.1.

Таблиця 3.2.3.1 – Параметри навантажень

Позначення	Напруга, кВ	Потужність навантаження	
		активна, (P_n) , МВт	реактивна, (Q_n) , Мвар
H1	10	12,6	9,7
H2	110	5,25	4,0
H3	10	5,7	3,4
H4	10	3,1	1,3
H5	35	7,6	3,3
H6	10	5,0	1,6
H7	35	11,5	4,18
H8	10	3,74	1,91
H9	35	8,72	4,46

4 ВИБІР ОСНОВНОГО ОБЛАДНАННЯ ПІДСТАНЦІЇ

4.1 Розрахунок струмів на шинах трансформатора і в лінії

4.1.1 Визначення струмів нормального режиму та з урахуванням перевантаження для сторони ВН і НН

Струм трансформатора в нормальному режимі визначається за формулою

$$I_{\text{норм}} = (0,65 - 0,70) \cdot \frac{S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (4.1.1.1)$$

де $U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга даної обмотки трансформатора, кВ;

$S_{\text{ном.т}}$ – номінальна потужність трансформатора, МВ·А.

Струм трансформатора в максимальному режимі визначається за формулою

$$I_{\text{макс}} = (1,3 - 1,4) \cdot \frac{S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (4.1.1.2)$$

Визначаємо струм нормального та максимального режиму для сторони ВН трансформатора, кА.

$$I_{\text{норм}} = 0,65 \cdot \frac{S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 0,65 \cdot \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,131 \text{ кА.}$$

$$I_{\text{макс}} = 1,3 \cdot \frac{S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 1,3 \cdot \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,261 \text{ кА.}$$

Визначаємо струм нормального та максимального режиму для сторони НН трансформатора, кА.

$$I_{\text{норм}} = 0,65 \cdot \frac{S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 0,65 \cdot \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 11} = 1,366 \text{ кА.}$$

$$I_{\text{макс}} = 1,3 \cdot \frac{S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 1,3 \cdot \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 11} = 2,732 \text{ кА.}$$

4.1.2 Розрахунок струмів у лініях зв'язку та в відходящих лініях

Визначаємо струми нормального режиму та режиму аварійного перевантаження в лініях зв'язку.

$$I_{\text{норм, нс}} = \frac{S_{\text{нгр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном, нс}} \cdot n_{\text{л}}} = \frac{44,42}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 2} = 0,112 \text{ кА.}$$

$$I_{\text{макс, нс}} = 2 \cdot I_{\text{норм, нс}} = 2 \cdot 0,112 = 0,224 \text{ кА.}$$

де $S_{\text{нгр}}$ – потужність навантаження, МВ·А;

$n_{\text{л}}$ – кількість ліній зв'язку, шт.

Визначаємо струми нормального режиму та режиму аварійного перевантаження в відходящих лініях на стороні НН.

$$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{нгр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном, кн}} \cdot n} = \frac{44,42}{\sqrt{3} \cdot 11 \cdot 8} = 0,292 \text{ кА,}$$

$$I_{\text{макс}} = \frac{n}{(n-1)} \cdot I_{\text{норм}} = \frac{8}{(8-1)} \cdot 0,292 = 0,334 \text{ кА.}$$

де n – кількість паралельних ліній, шт.

4.2 Вибір струмопровідних частин

Для розподільних пристроїв 35 кВ і вище струмопровідні частини виконуються сталеволоконними проводами АС. Лінія виконана проводом АС 1200/19. Характеристики проводу наведені в таблиці 4.2.1

Таблиця 4.2.1 – Основні характеристики проводу

Марка проводу	Зовнішній діаметр проводу, мм	Струмова навантаження, А
АС 120/19	15,2	390 (зовні) / 313 (всередині)

Перевірка шин проводиться за наступними умовами:

- тривало допустимий струм доп макс $I \geq I$;
- зчеплення;
- термічної стійкості $q_{\text{мін}} \geq q$;
- механічної міцності $\sigma_{\text{доп розрах}} \geq \sigma$;
- на корону $0,107E \leq 0,9E$.

Перевіримо обрані шини за наведеними умовами. Очевидно, що за тривало допустимим струмом шини проходять, а саме отримуємо

$$I_{\text{доп}} = 390 > I_{\text{макс}} = 261.$$

Як зазначено в [6], перевірка шин на зчеплення проводиться при $I > 20$ кА.

$I = 1,45$ кА, таким чином перевірка шин на зчеплення не проводиться.

Згідно з [6, С. 186], перевірка на термічну дію струму короткого замикання не проводиться, оскільки шини виконані голими проводами на відкритому повітрі. Як зазначено в механічний розрахунок гнучких провідників проводиться, якщо струм короткого замикання більше 20 кА. У нашому випадку струм короткого замикання менше 20 кА.

Перевіримо обраний провід за умовою коронування

Визначимо початкову критичну напругу електричного поля, кВ/см.

$$E_0 = 30,3 \cdot m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,76}} \right) = 33,36.$$

де m – коефіцієнт, що враховує шорсткість поверхні проводу (для багатопровідних проводів приймається рівним 0,82);

Визначаємо напруженість навколо поверхні нерозщепленого проводу, кВ/см.

де U – лінійна напруга, кВ;

$D_{\text{ср}}$ – середньгеометрична відстань між проводами фаз, см.

При горизонтальному розташуванні фаз

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \ln \frac{D_{\text{ср}}}{r_0}} \quad (4.2.1)$$

де D – відстань між сусідніми фазами, приймаємо 30 см

Тоді напруженість навколо проводу, кВ/см

$$E = \frac{0,354 \cdot 110 \cdot 1,1}{0,76 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 300}{0,76}} = 21,08,$$

Умова перевірки на коронування

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0.$$

Підставивши значення, отримаємо, кВ/см

$$1,07 \cdot E = 1,07 \cdot 21,08 = 22,55 ,$$

$$0,9 \cdot E_0 = 0,9 \cdot 33,36 = 30,02,$$

$$22,55 \leq 30,02 .$$

Таким чином, провід АС 120/19 за умовами коронування проходить. Як зазначено в у закритих розподільних пристроях 10 кВ шинування та збірні шини виконуються жорсткими алюмінієвими шинами. Також при великих струмах рекомендуються шини коробчатого перетину, що забезпечують менші втрати від ефекту близькості та поверхневого ефекту, а також кращі умови охолодження. Обираємо шини коробчатого перетину 100x45x8.

Таблиця 4.2 – Основні характеристики алюмінієвих шин коробчатого перетину

Розміри, мм	Поперечний перетин однієї шини, мм ²	Допустимий тривалий струм, А
A	b	r
100	45	8

Перевірка шин проводиться за такими умовами:

- тривалий допустимий струм;
- термічна стійкість;
- механічна міцність;
- електродинамічна стійкість.

Вибір перетину шин за нагрівом (за допустимим струмом).

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{макс}};$$

$$2828 \geq 2732 \text{ А}$$

Перевірка шин на термічну стійкість при короткому замиканні проводиться за умовою:

$$q_{\text{мін}} \leq q,$$

де q – мінімальне перетин по термічній стійкості визначається за формулою, мм^2 .

$$q_{\text{мін}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C} = \frac{\sqrt{12,85 \cdot 10^6}}{91} = 39,4$$

де (C) – функція, значення якої обирається стандартною методикою;

$B_{\text{кз}}$ – максимальний тепловий імпульс дорівнює, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$.

$$B_{\text{кз}} = I_{\text{п.0}}^2 (t_{\text{отк}} + T_{\text{а}}) = 8,57^2 (0,075 + 0,1) = 12,85,$$

де t – час вимкнення, обране за [3, С. 231];

$T_{\text{а}}$ – стала часу загасання періодичної складової струму короткого замикання

Умова на термічну стійкість виконується.

$$q_{\text{мін}} = 39,4 \text{ мм}^2 \leq q = 775 \text{ мм}^2$$

Механічний розрахунок коробчатих шин [6].

Шини коробчатого перетину мають великий момент інерції, тому розрахунок проводиться без урахування коливального процесу в механічній конструкції. Приймаємо, що швелери шин з'єднані жорстко по всій довжині зварним швом, тоді момент опору ($W = 48,6 \text{ , } \text{см}^3$).

При розташуванні шин у вершинах прямокутного трикутника розрахункова формула:

$$\sigma_{\phi \max} = 2,2 \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{d \cdot W} \cdot 10^{-8} = 2,2 \cdot \frac{23070^2 \cdot 0,75^2}{0,4 \cdot 48,6} \cdot 10^{-8} = 0,34,$$

де (l) – довжина провідників, приймаємо $l = 0,750$ м , по ширині КРУ;
 d – відстань між осями провідників, приймаємо $a = 0,4$ м , по КРУ;
 I – ударний струм при трифазному короткому замиканні, визначається за наступною формулою, кА.

$$i_y = \sqrt{2} I_{п.0} k_y = \sqrt{2} \cdot 8,57 \cdot 1,904 = 23,07,$$

де $k_y = 1,904$) – ударний коефіцієнт

Шини механічно міцні, якщо виконується умова:

$$\sigma_{\phi \max} \leq \sigma_{\text{доп}},$$

$$0,34 \leq 75,$$

де $\sigma = 75$ – допустиме механічне напруження в матеріалі шин.

ПУЕ не вимагає перевірки на електродинамічну стійкість з урахуванням механічних коливань, оскільки в більшості практично застосовуваних конструкцій шин дотримані умови, що власні частоти менші за 30 і більші за 200 Гц, при яких механічного резонансу не виникає.

Відповідно до наведених вище розрахунків, обрані шини відповідають усім вимогам.

4.3 Вибір вимикачів

Вимикач – комутаційний апарат, призначений для здійснення оперативної та аварійної комутації в енергосистемах і для виконання операцій вмикання та вимикання окремих ланцюгів.

При виборі вимикачів необхідно врахувати 12 різних параметрів, але оскільки заводами-виробниками гарантується певна залежність параметрів, то допустимо проводити вибір вимикачів за найважливішими з них:

за напругою встановлення номінальної: $U_{ном}$;
за тривалим струмом номінальним: I ;
за вимикальною можливістю симетричного струму вимикання: I ;
за вимикальною можливістю аскладової складової струму короткого замикання.

$$i_{ат} \leq i_{дин} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{откл.ном}}{100}$$

4.3.1 Вибір вимикачів на стороні НН

На стороні 10 кВ встановимо КРУ серії К-49.

В ячейку КРУ серії К-49 встановлюються вакуумні вимикачі. Виберемо вакуумний вимикач ВЕК-110-40/2000 У1, основні параметри якого наведені в таблиці 4.3. В ячейках КРУ використовуються роз'єднувачі втикового типу, отже, необхідність у їх перевірці відпадає.

Таблиця 4.3 – Основні характеристики вимикача ВВЕ-10-31,5/3150У3

U, кВ	ном I, А	отк. ном I, кА	н	β , %	дин I, кА	дин i, кА	тер I	t, кА/с	с.в. t, с
10	3150	31,5	40	31,5	80	31,5/3	0,075		

Проведемо перевірку за умовами вибору вимикача: всі результати розрахунків зведемо в таблицю 4.4.

Таблиця 4.4 – Результати розрахунків

Розрахункові дані	Каталожні дані	Умова вибору
$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{макс} = 2732$ А	$I_{ном} = 3150$ А	$I_{макс} \leq I_{ном}$
$I_{пт} = 8,57$ кА	$I_{откл. ном} = 31,5$ кА	$I_{пт} \leq I_{откл. ном}$
$i_{ат} = 5,19$ кА	$i_{аном} = 17,8$ кА	$i_{аном} \geq i_{ат}$
$I_{пт} = 8,57$ кА	$I_{дин} = 31,5$ кА	$I_{пт} \leq I_{дин}$
$i_{уд} = 23,07$ кА	$i_{дин} = 80$ кА	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$i_{уд} = 23,07$ кА	$i_{дин} = 80$ кА	$i_{уд} \leq i_{дин}$

Вимикач за умовами вибору та перевірки проходить.

4.3.2 Вибір вимикачів на стороні ВН

Раніше в підрозділі 1.3 попередньо був прийнятий вимикач типу ВЕК-110-40/2000 У1, основні параметри якого наведені в таблиці 4.5.

Таблиця 4.5 – Основні характеристики вимикача ВЕК-110-40/2000 У1

U, кВ	ном I, А	отк. ном I, кА	Н	β , %	дин I, кА	дин i, кА	терм I / t, кА/с	с.в. t, с
110	2000	40	36	40	100	50/3	0,04	

Проведемо перевірку за умовами вибору вимикача: всі результати розрахунків зведемо в таблицю 4.6.

Таблиця 4.6 – Результати розрахунків.

Розрахункові дані	Каталожні дані	Умова вибору
$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{макс} = 261$ А	$I_{ном} = 2000$ А	$I_{макс} \leq I_{ном}$
$I_{пт} = 1,45$ кА	$I_{откл. ном} = 40$ кА	$I_{пт} \leq I_{откл. ном}$
$i_{a.t} = 0,39$ кА	$i_{a.ном} = 20,36$ кА	$i_{a.ном} \geq i_{a.t}$
$I_{пт} = 1,45$ кА	$I_{дин} = 40$ кА	$I_{пт} \leq I_{дин}$
$i_{уд} = 3,52$ кА	$i_{дин} = 100$ кА	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$V_k = 0,15$ кА ² с	I^2	тер. тер = 7500 кА ² с

Вимикач за умовами вибору та перевірки проходить.

4.4 Вибір роз'єднувачів

Роз'єднувач — це високовольтний комутаційний апарат, призначений для роз'єднання та перемикання окремих ділянок електричних кіл за відсутності в них струму. Він забезпечує видимий розрив електричного кола. Роз'єднувачі застосовуються у високовольтних розподільчих пристроях, головним чином для забезпечення безпеки під час профілактичних та ремонтних робіт на відключених ділянках. Цей апарат не має дугогасильних пристроїв, а тому не призначений для відключення струмів, особливо струмів коротких замикань із великими значеннями. У деяких випадках за допомогою роз'єднувачів відключають невеликі струми (наприклад, струми намагнічування трансформаторів малої потужності або струми ненавантажених ліній невеликої довжини). За здатністю відключення ці апарати не перевіряються.

Вибір роз'єднувачів виконується відповідно до таких умов:

Номинальна напруга роз'єднувача $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{с}}$;

Номинальний струм роз'єднувача $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{норм}}, I_{\text{ном}} \geq I_{\text{макс}}$;

За електродинамічною стійкістю $i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{у}}, I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п0}}$, де:

$i_{\text{пр.скв}}$ — амплітуда граничного струму короткого замикання, кА;

$I_{\text{пр.скв}}$ — діюче значення граничного струму короткого замикання, кА.

За термічною стійкістю:

$$B_{\text{кз}} \leq I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}},$$

де: $B_{\text{кз}}$ — тепловий імпульс струму короткого замикання, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$; $I_{\text{терм}}$ — граничний струм термічної стійкості, кА; $t_{\text{терм}}$ — тривалість протікання граничного струму термічної стійкості, с.

Вибрано трьохполюсний роз'єднувач зовнішньої установки серії РНДЗ.1-110/2000У1 на напругу 110 кВ. Основні характеристики цього роз'єднувача наведені в таблиці 4.7.

Таблиця 4.7 – Основні характеристики роз'єднувача РНДЗ.1-110/2000У1

$U_{\text{ном}},$ кВ	$I_{\text{ном}},$ А	$i_{\text{пр.скв}},$ кА	Граничний струм термічної стійкості / допустимий час, кА·с
110	2000	100	40/3 (головні ножі), 40/1 (заземлювальні ножі)

Проведемо перевірку за умовами вибору. Результати розрахунків зведено в таблицю 4.8.

Таблиця 4.8 – Результати розрахунків

Розрахункові дані	Каталожні дані	Умова вибору
$U_{\text{уст}} = 110$ кВ	$U_{\text{ном}} = 110$ кВ	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{макс}} = 261$ А	$I_{\text{ном}} = 2000$ А	$I_{\text{макс}} \leq I_{\text{ном}}$
$i_{\text{уд}} = 3,52$ кА, $I_{\text{п0}} = 1,45$ кА	$i_{\text{пр.скв}} = 100$ кА, $I_{\text{пр.скв}} = 100$ кА	$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{у}}, I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п0}}$
$B_{\text{кз}} = 0,15$ $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 1600$ $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{кз}} \leq I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}}$

Вибраний роз'єднувач РНДЗ.1-110/2000У1 відповідає умовам перевірки.

4.5 Вибір трансформаторів струму

Трансформатор струму вибирається за такими параметрами:

За напругою установки:

За струмом:

(При цьому номінальний струм має бути якомога ближчим до робочого струму установки, оскільки недовантаження первинної обмотки призводить до збільшення похибок).

За електродинамічною стійкістю:

де – струм електродинамічної стійкості.

За термічною стійкістю:

За вторинним навантаженням:

Перевірку за вторинним навантаженням не виконуємо, оскільки не вибираємо контрольно-вимірювальні прилади.

Для проекту вибрано трансформатори струму. Основні характеристики наведені в таблиці 4.9.

Таблиця 4.9 – Основні характеристики трансформаторів струму

Тип	$U_{\text{ном}}$, кВ	$I_{1\text{ном}}$, А	$I_{2\text{ном}}$, А	Електродинамічна стійкість $i_{\text{дин}}$, кА	Термічна стійкість $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$, кА/с	Місце встановлення
ТПЛК-10 УЗ	10	400	5	74,5	18,9/3	РУ
ТВТ 10-І-5000/5	10	5000	5	–	28/3	Т
ТВТ-110-І-300/5	110	300	5	–	25/3	Т
ТФЗМ-110Б-І У1	110	300	5	62	12/3	ЛЕП

Перевірку вибраних трансформаторів струму наведено в таблиці 4.10.

Таблиця 4.10 – Перевірка основних характеристик трансформаторів струму

Тип	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$I_{\text{макс}} \leq I_{1\text{ном}}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$	$B_{\text{кз}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$
ТПЛК-10 УЗ	$10 \leq 10$	$334 \leq 400$	$23,076 \leq 74,5$	$12,85 \leq 18,92 \cdot 3 = 1071,63$
ТВТ 10-I- 5000/5	$10 \leq 10$	$2732 \leq 5000$	—	$12,85 \leq 28 \cdot 3 = 2352$
ТВТ-110- I-300/5	$110 \leq 110$	$261 \leq 300$	—	$0,15 \leq 25 \cdot 3 = 1875$
ТФЗМ- 110Б-I У1	$110 \leq 110$	$224 \leq 300$	$3,52 \leq 62$	$0,15 \leq 12 \cdot 3 = 432$

4.6 Вибір трансформаторів напруги

Трансформатор напруги вибирається за наступними параметрами:

За напругою установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}},$$

де:

$U_{\text{уст}}$ — робоча напруга установки;

$U_{\text{ном}}$ — номінальна напруга трансформатора.

За конструкцією та схемою з'єднання обмоток: Трансформатор напруги повинен відповідати вимогам до схеми з'єднання обмоток і умовам установки в електромережі.

За класом точності: Вибраний трансформатор повинен забезпечувати необхідний рівень точності для вимірювальних приладів і реле.

За вторинним навантаженням:

$$S_{\Sigma 2} \leq S_{\text{ном}},$$

де:

$S_{\Sigma 2}$ — сумарне навантаження всіх приладів і реле, підключених до трансформатора;

$S_{\text{ном}}$ — номінальна потужність трансформатора у вибраному класі точності.

Перевірку за вторинним навантаженням не виконують, якщо контрольні прилади та реле не обираються.

Згідно з вимогами проекту, вибрано наступні трансформатори напруги. Основні характеристики наведено в таблиці 4.11.

Таблиця 4.11 – Основні характеристики трансформаторів напруги

Тип	Номінальна напруга обмотки, В
	Первинної
ЗНОЛ.09-10.02	$10000/\sqrt{3}$
НКФ-110-83 У1	$110000/\sqrt{3}$

Вибрані трансформатори напруги відповідають умовам перевірки:

Номінальна напруга відповідає робочій напрузі установки.

Клас точності відповідає вимогам до релейного захисту та вимірювань.

Конструкція і схема з'єднання обмоток забезпечують необхідні умови експлуатації.

4.7 Вибір трансформаторів власних потреб

Склад споживачів власних потреб підстанції залежить від типу підстанції, потужності трансформаторів і типу електрообладнання.

Потужність споживачів власних потреб невелика, тому вони підключаються до мережі 380/220 В, яка отримує живлення від понижувальних трансформаторів.

Потужність трансформатора власних потреб (ТСН) вибирається з урахуванням навантажень власних потреб підстанції, зокрема:

Літнього навантаження;

Зимового навантаження;

Навантаження під час ремонтних робіт на підстанції.

Гранична потужність кожного трансформатора власних потреб не повинна перевищувати 630 кВА.

Два трансформатори власних потреб встановлюються на всіх двотрансформаторних підстанціях з напругою від 35 до 750 кВ. Для живлення оперативних кіл підстанцій може використовуватися змінний або постійний

струм. Постійний оперативний струм застосовується на підстанціях 330–750 кВ. На підстанціях із оперативним постійним струмом ТСН підключаються до шин напругою 6–35 кВ.

Розрахунок основних навантажень власних потреб:

Основні навантаження власних потреб $P_{уст}$, кВт, визначені за орієнтовними даними, представлені в таблиці 4.12. Прийнято, що для двигунів $\cos\varphi = 0,85$.

Розрахункове навантаження визначається за формулою:

$$P_{розр} = K_{п} \cdot \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} \quad (4.7.1)$$

де:

$K_{п} = 0,8$ — коефіцієнт попиту, який враховує коефіцієнти одночасності та завантаження;

$P_{уст}$ — сумарна активна потужність навантаження, кВт;

$Q_{уст}$ — сумарна реактивна потужність навантаження, квар.

Таблиця 4.12 – Навантаження власних потреб

Вид споживача	Кількість × потужність, кВт	$\cos\varphi$	$tg\varphi$	$P_{уст}$, кВт	$Q_{уст}$, квар
Охолодження ТДН-40000/110	2 × 3	0,85	0,62	6	3,71
Підігрів ВЕКА-110	2 × 1,8	1,0	0	3,6	—
Підігрів шаф КРУ-10	11 × 1,0	1,0	0	11	—
Підігрів приводів роз'єднувачів	10 × 0,6	1,0	0	6	—
Опалення і освітлення ОПУ	1 × 110	1,0	0	110	—
Освітлення ОРУ 110 кВ	1 × 10	1,0	0	10	—
Зарядний пристрій ВАЗП	2 × 23	1,0	0	46	—
Сума:				192,6	3,71

Необхідна потужність трансформатора власних потреб визначається за формулою:

$$S_{т} \geq \frac{P_{розр}}{K_{пер}}$$

де:

$P_{\text{розр}} = 0,8 \cdot \sqrt{192,6^2 + 3,71^2} = 154,1$ кВА — розрахункова потужність власних потреб;

$K_{\text{пер}} = 1,4$ — коефіцієнт допустимого перевантаження.

Обчислюємо потужність трансформатора:

$$S_{\text{т}} \geq \frac{154,1}{1,4} = 110,1 \text{ кВА.}$$

Вибираємо трансформатор ТМ-250/10.

У разі відключення одного трансформатора, другий буде завантажений на:

$$K_3 = \frac{P_{\text{розр}}}{S_{\text{т}} \cdot K_{\text{пер}}} \cdot 100 = \frac{154,1}{250 \cdot 1,4} \cdot 100 = 61,4\%$$

5 ПРОЕКТУВАННЯ ПОВІТРЯНОЇ ЛІНІЇ ЕНЕРГОЖИВЛЕННЯ

Повітряна лінія електропередачі (ПЛ) призначена для передачі та розподілу електроенергії за допомогою проводів, розташованих на відкритому повітрі і підтримуваних опорами та ізоляторами.

Проектування ПЛ включає вибір проводів, грозозахисних тросів, опор, ізоляції та арматури.

5.1 Вибір опор

Опори ПЛ поділяються на анкерні та проміжні:

Проміжні опори використовуються для підтримки проводів за допомогою підтримуючих гірлянд ізоляторів.

Анкерні опори служать для натягу проводів і встановлюються з натяжними гірляндами.

Для проектованої лінії обрано проміжні дволанцюгові опори 1П 110-2 та анкерні дволанцюгові опори 1У 110-2. Основні характеристики опор наведені у таблицях 5.1 та 5.2.

Таблиця 5.1 – Основні характеристики проміжної опори 1П 110-2

Шифр опори	Марка проводу	Ланцюговість	Район за ожеледдю	Довжина прольоту, м	Маса (без цинку), кг
1П 110-2	АС 120/19	2	II	Габаритний: 405	3906

Таблиця 5.2 – Основні характеристики анкерної опори 1У 110-2

Шифр опори	Марка проводу	Ланцюговість	Район за ожеледдю	Маса (без цинку), кг
1У 110-2	АС 120/19	2	II	3906

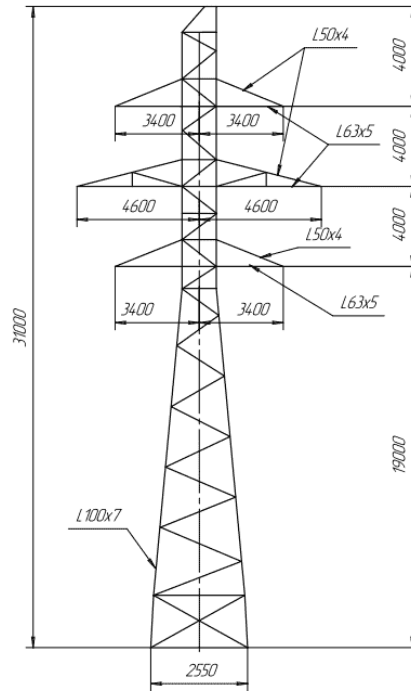


Рис 5.1.1 – Проміжна дволанцюгова опора 1П 110-2.

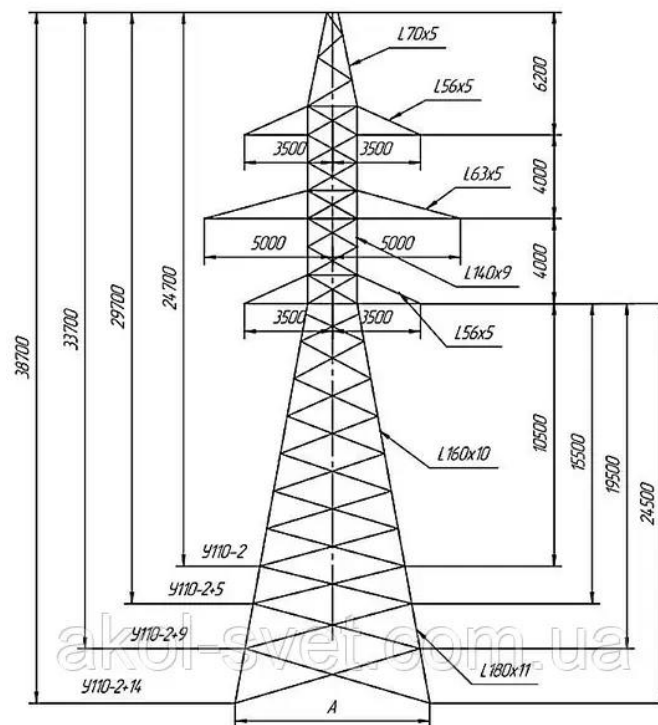


Рис 5.1.2 – Анкерна дволанцюгова опора 1У 110-2.

5.2 Вибір блискавкозахисних тросів

Як грозозахисні троси використовується сталевий трос типу **С50 (ТК-9,1)** відповідно до стандарту ГОСТ 3063-80.

Вибір лінійної ізоляції та арматури

Ізолятори використовуються для ізоляції та кріплення проводів. Для проєктованої ПЛ обрано скляні ізолятори типу ПС-70Е. Характеристики наведені у таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – Характеристики ізоляторів

Тип	Основні розміри, мм	Довжина шляху витoku, мм	Пробивна напруга, кВ	Маса, кг
ПС-70Е	Висота: 127	303	130	3,49

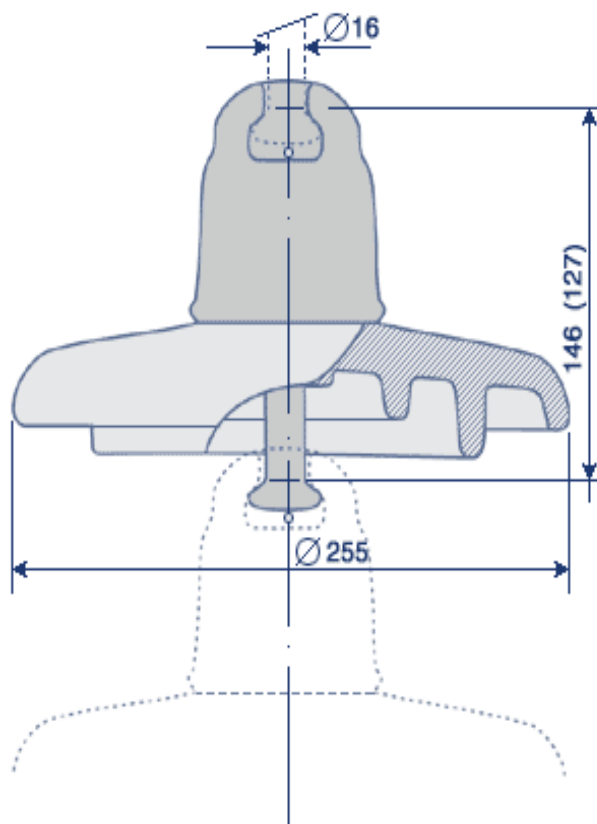


Рисунок 5.1.3 – Скляний ізолятор ПС-70Е.

5.3 Відведення земель при будівництві лінії електропередачі

Напрямок траси проєктованої повітряної лінії вибирається з урахуванням вимог землекористувачів та мінімізації шкоди сільському господарству. Для реалізації проєкту передбачається відведення земель як у постійне, так і у тимчасове користування. Землі в постійному користуванні використовуються для

встановлення опор лінії електропередачі та облаштування основного обладнання. Тимчасове користування землями організовується на період будівництва і охоплює роботи з монтажу проводів, встановлення опор і фундаментів. Для ПЛ напругою 110 кВ ширина зони тимчасового відведення визначена нормативно і становить 12 метрів.

Процес будівництва повітряної лінії електропередачі складається з двох основних етапів: підготовчих робіт і будівельно-монтажних робіт. Підготовчі роботи включають переоблаштування вже існуючих повітряних ліній та ліній зв'язку, які перетинаються з новою трасою. Основні будівельно-монтажні роботи охоплюють копання котлованів, встановлення опор і фундаментів, монтаж проводів і тросів, а також облаштування заземлення опор.

Окрему увагу слід приділити вирубці просіки, яка виконується відповідно до затверджених технологічних карт. Під час вирубки дерев необхідно дотримуватися суворих правил безпеки. Забороняється проводити валку дерев за умов сильного вітру або здійснювати одночасну валку декількох дерев. Особливу обережність потрібно проявляти під час виконання робіт поблизу діючих ліній електропередачі, щоб уникнути пошкоджень інфраструктури та забезпечити безпеку працівників.

5.4 Організація будівництва проектованої повітряної лінії 110 кВ

Будівництво повітряної лінії електропередачі (ПЛ) здійснюється у два основні етапи: **підготовчий** та **основний будівельно-монтажний**.

Підготовчий етап

Під час підготовчого етапу виконуються такі роботи:

- Організація траси: визначається маршрут майбутньої ПЛ з урахуванням вимог землекористувачів і мінімізації шкоди сільському господарству.
- Підготовка майданчиків: вирубка дерев, чагарників та очищення території під встановлення опор.
- Захист інженерних комунікацій: переоблаштування існуючих повітряних ліній і кабелів зв'язку, які перетинають трасу майбутньої лінії.

- Доставка матеріалів: на місця будівництва завозяться опори, проводи, ізолятори, арматура та інші необхідні елементи.

Основний будівельно-монтажний етап

Цей етап включає комплекс робіт, пов'язаних із безпосереднім монтажем конструкцій та проводів:

1. Встановлення опор:

- Розмітка місць для встановлення опор згідно з проектною документацією.
- Копання котлованів і заливка фундаментів для опор.
- Монтаж металевих або залізобетонних конструкцій опор.

2. Монтаж проводів і тросів:

- Натягування проводів між опорами з дотриманням нормативних відстаней.
- Установлення грозозахисних тросів.

3. Монтаж ізоляторів та арматури:

- Підвішування ізоляційних гірлянд і закріплення проводів.
- Встановлення натяжних і підтримуючих зажимів для забезпечення стабільності конструкції.

4. Облаштування заземлення:

- Улаштування заземлюючих пристроїв для кожної опори, щоб забезпечити безпеку експлуатації лінії.

Особливості організації робіт

Усі будівельно-монтажні роботи повинні виконуватися відповідно до затверджених технологічних карт і графіка будівництва. Особливу увагу приділяють безпеці під час монтажу:

- Заборонено виконувати роботи в умовах сильного вітру або грози.
- Усі працівники повинні використовувати захисне спорядження (каска, страхувальні пояси).
- Роботи поблизу діючих ліній електропередачі виконуються тільки після знеструмлення і заземлення відповідних ділянок.

Завершальні роботи

Після завершення монтажу проводиться:

- Технічна перевірка кожного елемента лінії;
- Випробування натягу проводів і заземлення;
- Введення лінії в експлуатацію.

Таким чином, організація будівництва повітряної лінії забезпечує не лише її технічну відповідність, але й безпеку під час проведення робіт.

5.5 . Безпека та екологічність проекту

Проектування та будівництво повітряної лінії електропередачі (ПЛ) вимагає забезпечення високого рівня безпеки для обслуговуючого персоналу та населення, а також мінімізації негативного впливу на довкілля. Даний розділ містить аналіз потенційних небезпек, а також заходи з їх попередження.

5.5.1 Ідентифікація небезпечних і шкідливих факторів

У процесі експлуатації та будівництва ПЛ існують наступні небезпечні та шкідливі фактори:

- **Електричне ураження:**
 - Можливе при безпосередньому контакті з струмопровідними частинами.
 - Виникнення крокової напруги біля заземлювальних пристроїв.
- **Висотні роботи:**
 - Ризик падіння працівників під час монтажу та обслуговування опор.
- **Механічні фактори:**
 - Пошкодження від падіння елементів конструкцій або робочого обладнання.
- **Шкідливі фактори для довкілля:**
 - Шумове забруднення під час роботи обладнання.
 - Потенційна шкода для флори і фауни через вирубку просіки.

5.5.2 Заходи безпеки

Для попередження ризиків передбачені такі заходи:

- **Захист від ураження електричним струмом:**
 - Улаштування надійного заземлення опор і всього обладнання.
 - Використання ізоляційних матеріалів та захисних пристроїв.
 - Виконання робіт з електрообладнанням лише після його знеструмлення.
- **Захист під час висотних робіт:**
 - Використання страхувальних поясів і касок.
 - Монтаж риштувань і захисних сіток на висотних ділянках.
- **Захист від механічних факторів:**
 - Перевірка стану обладнання перед початком робіт.
 - Заборона перебування сторонніх осіб у зоні проведення монтажу.
- **Протипожежні заходи:**
 - Установлення протипожежних бар'єрів на підстанціях.
 - Наявність вогнегасників і протипожежного обладнання.

5.5.3 Організація охорони праці

Для забезпечення охорони праці під час будівництва лінії запроваджуються наступні заходи:

- Проведення інструктажу працівників щодо безпечного виконання робіт.
- Регулярний технічний огляд засобів захисту та монтажного обладнання.
- Розробка чітких схем руху техніки та людей на будівельному майданчику.

5.5.4 Екологічна безпека проекту

Проект повинен відповідати екологічним нормам і мінімізувати негативний вплив на довкілля:

- **Вирубка просіки:**
 - Виконується з дотриманням норм екологічної компенсації.
 - У разі необхідності передбачається відновлення зелених насаджень на суміжних територіях.
- **Шумове забруднення:**

- Під час монтажу та обслуговування обладнання використовуються технічні засоби з низьким рівнем шуму.
- **Захист фауни:**
 - Під час проектування передбачаються заходи для запобігання пошкодження місць проживання тварин.

5.5.5 Підготовка до надзвичайних ситуацій

Для забезпечення готовності до аварійних ситуацій розробляються такі заходи:

- План евакуації персоналу у разі надзвичайної ситуації.
- Створення резерву матеріалів і обладнання для оперативного ремонту ПЛ.
- Регулярні навчання для персоналу з ліквідації аварійних ситуацій.

Підземні трансформаторні підстанції: розгорнута інформація

Підземні трансформаторні підстанції (ПТП) — це електротехнічні об'єкти, розташовані під землею, що призначені для прийому, перетворення та розподілу електроенергії в мережах. Вони забезпечують стабільне електропостачання різних об'єктів, зокрема житлових будинків, комерційних будівель та промислових об'єктів.

5.6 Підземні трансформаторні підстанції

Підземні трансформаторні підстанції (ПТП) є важливим елементом сучасних енергетичних систем, особливо в міських умовах. Вони дозволяють знижувати високовольтну напругу до рівня, придатного для споживачів, водночас зберігаючи естетичність територій та забезпечуючи економію простору.

5.6.1 Основні компоненти ПТП

Трансформатори

Головний елемент підстанції, що знижує високовольтну електроенергію до рівня, придатного для використання кінцевими споживачами.

Використовуються масляні або сухі трансформатори, залежно від вимог до пожежної безпеки та умов експлуатації.

Розподільчі пристрої

Призначені для підключення та розподілу електроенергії між різними споживачами.

Включають високовольтні та низьковольтні комутаційні апарати для забезпечення безпечної та надійної роботи.

Кабельні системи

Високовольтні кабелі для подачі електроенергії на підстанцію.

Низьковольтні кабелі для передачі електроенергії до кінцевих споживачів, забезпечуючи мінімальні втрати при транспортуванні.

Системи вентиляції та охолодження

Системи примусової вентиляції або охолодження для підтримання оптимальної температури обладнання.

Забезпечують безпечну експлуатацію в умовах обмеженого простору.

Системи моніторингу та керування

Автоматизація роботи підстанції через інтеграцію систем моніторингу температури, вологості, захисту та керування.

Підвищують надійність та ефективність експлуатації.

5.6.2 Призначення та переваги

Економія простору

Підземне розташування звільняє наземний простір, що є критично важливим у густонаселених міських районах.

Естетика

Відсутність надземних конструкцій покращує зовнішній вигляд території, особливо в історичних чи культурно значущих районах.

Захист від зовнішніх впливів

ПТП захищені від погодних умов, таких як дощ, сніг чи вітер, а також від можливих актів вандалізму.

Зменшення рівня шуму

Ізоляція підземного розташування значно знижує рівень шуму роботи трансформаторів, що важливо для міських умов.

Безпека

Підземне розташування мінімізує ризики для пішоходів і транспорту, ізолюючи небезпечне обладнання.

5.6.3 Виклики експлуатації

Вентиляція та охолодження

Через обмежений об'єм приміщень потрібні спеціалізовані рішення для підтримання оптимальної температури та уникнення перегріву.

Затоплення

Підземні підстанції вразливі до затоплень через дощі, паводки чи прорив трубопроводів.

Необхідне встановлення ефективних дренажних систем.

Висока вартість будівництва

Зведення підземних об'єктів є дорожчим і технічно складнішим порівняно з наземними аналогами.

Доступність для обслуговування

Роботи з технічного обслуговування ускладнюються через обмежений доступ до обладнання.

Вентиляція газів

У разі використання масляних трансформаторів потрібен контроль викидів газів, що утворюються при нагріванні.

5.6.4 Типові сфери використання

Великі міські центри з дефіцитом вільного простору для розміщення традиційних підстанцій.

Об'єкти культурної спадщини, де важливо зберегти естетичний вигляд території.

Промислові комплекси, які потребують значного енергопостачання, але мають обмеження щодо використання території.

5.6.5 Тенденції розвитку

Автоматизація та віддалене керування

Впровадження сучасних систем SCADA, які дозволяють здійснювати моніторинг та керування підстанцією в реальному часі.

Енергоефективність

Використання обладнання з низькими втратами енергії для підвищення загальної ефективності роботи.

Захист довкілля

Перехід на сухі трансформатори без масла, що знижує ризик забруднення навколишнього середовища.

Інтеграція з розумними мережами (Smart Grid)

Можливість інтеграції підстанцій з іншими елементами Smart Grid для оптимізації розподілу та споживання енергії.

Висновки

Кваліфікаційна робота присвячена дослідженню, розробці та проектуванню технічних рішень, що забезпечують реалізацію сучасних задач у сфері енергетики. В ході виконання роботи були досягнуті важливі результати, що зміцнюють теоретичні та практичні знання у вибраній галузі.

Поставлені в роботі завдання були успішно вирішені дякуючи поетапному підходу до дослідження та реалізації проекту. Зокрема:

Проведено глибокий аналіз існуючих технік та технологій, що мають відношення до теми роботи.

Розроблено технічні рішення, що мають забезпечити поліпшення сучасних процесів та продуктів.

Виконано розробку та моделювання проекту, забезпечуючи практичне тестування та аналіз запропонованих рішень.

Отримані результати використані для підготовки рекомендацій щодо впровадження проекту в продуктивне середовище. Окремо було зазначено необхідні наукові та технічні умови для успішної їх реалізації.

Окрім вищезазначеного, магістерська робота висвітлила кілька важливих аспектів, які можуть бути використані для подальшого вдосконалення системи. Особливу увагу приділено впливу технологічних рішень на енергоефективність, економічність та екологічну безпеку. Проведені розрахунки підтвердили раціональність обраних підходів, а запропоновані рішення дозволяють досягти помітного зниження витрат та підвищення продуктивності.

Дослідження також виявило ключові фактори, які слід враховувати при масштабуванні проекту. Основними з них є:

Забезпечення сумісності із сучасними стандартами та вимогами.

Розробка адаптивних стратегій для інтеграції з існуючими системами.

Підвищення рівня автоматизації для зниження витрат на обслуговування.

Окремий розділ роботи був присвячений аналізу можливих ризиків та стратегій їх мінімізації. Це включає технічні ризики, фінансові витрати та вплив

зовнішніх факторів на реалізацію проекту. Результати цього аналізу можуть бути використані для покращення довготривалої надійності та стійкості запропонованих рішень.

Отримані висновки та практичні рекомендації можуть слугувати основою для додаткового вивчення та продовження досліджень у вибраній галузі.

Магістерська робота демонструє, як комплексний підхід до вирішення сучасних інженерних задач може забезпечити оптимальні результати, сприяти розвитку галузі та покращенню умов для кінцевих споживачів. Подальший розвиток роботи може бути спрямований на впровадження новітніх технологій, таких як автоматизація процесів, використання штучного інтелекту для аналізу даних, а також розробка гнучких та масштабованих рішень для потреб енергетичної галузі.

Список використаних джерел

1. В. А. Попов, В. В. Ткаченко, О. С. Ярмолюк. Проектування систем забезпечення споживачів електричною енергією: Київ:- КПІ ім. Ігоря Сікорського 2021.
2. Шефер В.В. Електричні машини: навчальний посібник/ В.В. Онушко, О.В Шефер. – Полтава, ПолНТУ, 2015. – 536 с.
3. Типи точок підключення до електромереж. Класифікація класів напруги [Електронний ресурс] - режим доступу: <https://eds.development.com/tipi-tochok-pidkljuchennya-do-elektromerezh-klasifikaciya-klasiv-naprugi/>
4. Шефер О.В. Методичні вказівки до курсового проектування з дисципліни „Електричні машини” для студентів усіх форм навчання спеціальності 141 – “Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка”. – Полтава: ПолНТУ «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», 2020. – 52с
5. Єрмілова Н.В. Навчальний посібник з дисципліни «Електротехніка та електропостачання» для студентів спеціальності 185 «нафтогазова інженерія та технології». – Полтава: ПолНТУ, 2019 – 177 с.
6. Каталог конденсаторних установок «MES сучасні електросистеми» [Електронний ресурс] – режим доступу: <https://avelectric.com.ua/ua/g77561771-ustanovki-kompensatsii-reaktivnoj>
7. В.І. Мілих, Т.П. Павленко. Підручник для студентів електромеханічних спеціальностей «Електропостачання промислових підприємств». - Харків НТУ «ХПІ», 2016.
8. С. П. Шевчук, О.В. Мейта. Конспект лекцій «Електричні мережі та системи» для студентів спеціальності 141 - "Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка". - К.: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022.
9. А. О. Омельчук. Електрична частина станцій і підстанцій: Навчальний посібник. – Київ, НУБіП, 2017.

10. Distribution Automation Handbook. Section 3 «Elements of power distribution systems» [Електронний ресурс] – режим доступу: <https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=1MRS757959&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch>

11. Правила улаштування електроустановок: 2017. – Офіц. вид. Міненерговугілля України. 2017 – 617.

12. Енергозбереження та способи економії електроенергії [Електронний ресурс] – режим доступу: <https://org2.knuba.edu.ua/mod/book/tool/print/index.php?id=30905>

13. Л. Н. Добровольська, В. В. Кулик, П. Д. Лежнюк. Електроощадні технології в електричних мережах енергосистем: навчальний посібник. – Луцьк, ІВВ Луцького НТУ, 2018.

14. Норми встановлення та шкода трансформаторної підстанції [Електронний ресурс] – режим доступу: <https://axiomplus.com.ua/ua/news/normyi-ustanovki-transformatornoy-podstantsii/>

15. Голодний І.М., Червінський Л.С., Жильцов А.В., Санченко О.В. Романенко О.І. Моделювання регульованого електропривода: Підручник. – К.: Аграр Медіа Груп, 2019.

16. Panfilov D.I., Elgebaly A.E., Astashev M.G. Design and Assessment of Static VAR Compensator on Railways Power Grid Operation under Normal and Contingencies Conditions. 16th IEEE conference (Florence, Italy, 7–10 June 2016). – Florence, Italy, 2016.

17. Panfilov D.I., Elgebaly A.E. Modified Thyristor Controlled Reactors for Static VAR Compensators. IEEE 6th International Conference on Power and Energy (PECON 2016) (Melaka, Malaysia, November 2016). – Melaka, Malaysia, 2016.

18. Panfilov D.I., Elgebaly A.E., Astashev M.G. Topologies of thyristor controlled reactor with reduced current harmonic content for static VAR compensators. 17th IEEE conference (Milan, Italy, 6–9 June 2017). – Milan, Italy, 2017.

ДОДАТКИ

Додаток А

1 ANALYTICAL PART

1.1 Transformers, their types and features

A transformer is an electromagnetic device used to transfer electrical energy between different voltage levels. Its main function is to increase or decrease the voltage to ensure efficient transmission and distribution of electricity. This reduces energy losses during long-distance transmission. Transformers are critical components of power systems and are used in various fields, from power plants to household appliances.

Main types of transformers

Power transformers. Power transformers are the backbone of main transmission lines. They provide voltage transformation for long-distance power transmission. In power supply systems, they are installed at both power plants and distribution substations. Their power can reach 1000 MVA or more. Modern power transformers use insulation technologies based on solid and liquid dielectrics, ensuring their durability and efficiency.

Distribution transformers. These transformers operate at the distribution network level. Their task is to reduce the voltage from the main transmission line levels (110-35 kV) to levels required for household and industrial consumers (6-0.4 kV). They are usually installed in residential areas or near enterprises and ensure stable power supply to end users.

Autotransformers. These devices provide energy transfer between lines with close voltage levels, for example, 220/330 kV. Their advantage lies in the use of fewer materials and reduced losses. They are most often used in inter-regional power exchange systems, as well as for reducing voltage in main networks.

Isolation transformers. Used to ensure electrical safety, for example, in medical institutions, explosive environments, and laboratories. Isolation transformers isolate electrical circuits, preventing the transfer of potentially dangerous currents.

Structural features of transformers

Windings: Windings are made of high-quality copper or aluminum. Modern technologies provide multi-layer insulation for increased safety.

Magnetic core: The main part of the transformer that ensures magnetic coupling between the windings. The magnetic core is made of electrical steel with special coatings that reduce eddy current losses.

Cooling: Oil cooling is the most common method. Combined cooling systems are used for high-power transformers.

1.2 Electrical wires

Wires are the main elements of power supply systems that provide the transportation of electrical energy. The correct choice of wire type affects the efficiency and reliability of the electrical network.

Main types of wires

Overhead wires Used for open power transmission lines. The main materials are aluminum and copper. Common types of wires include:

AC - aluminum wire with a steel core for increased strength.

ACC - wire with a protective coating against corrosion.

Cables Cables have insulation and a protective layer, allowing them to be used in harsh conditions. They are used in:

Underground electrical networks.

Underwater transmission lines.

Flexible wires Used for connecting household and industrial appliances. The main material is copper, with rubber or PVC insulation.

Marking and cross-sections of wires

Marking:

AC - aluminum with a steel core, used for high-voltage overhead lines.

PVC - wire with polyvinyl chloride insulation for flexible connection of household appliances.

VV - vinyl wire for power networks, resistant to mechanical damage.

AASh - aluminum cable with armored sheath for underground use.

Cross-sections:

1.5 mm² - for lighting systems with low load (up to 10 A).

2.5 mm² - for household sockets and small electrical appliances (up to 16 A).

4-6 mm² - for powerful household equipment such as electric stoves or boilers.

10 mm² and more - for industrial facilities, power networks, and transformer connections.

The importance of selecting the correct cross-section

Overheating: Insufficient wire cross-section leads to overheating, which can cause insulation damage, short circuits, or even fire. For example, using a 1.5 mm² wire for a socket with a powerful electrical appliance can create a dangerous situation.

Energy losses: Small cross-sections have higher resistance, leading to increased energy losses in the form of heat. This is especially critical for long transmission lines.

Economy: A larger cross-section increases the cost of line installation due to higher material prices. Therefore, it is important to find an optimal balance between cost and efficiency.

Safety standards: Using wires with the correct cross-section is mandatory according to electrical standards. For example, for household networks, it is recommended to use 2.5 mm² for sockets and 1.5 mm² for lighting.

1.3 The most common power supply systems

AC systems

TN System The TN system is the most common in modern power systems. The main characteristic of this system is the solidly grounded transformer neutral. This system provides a high level of safety and ease of maintenance. Subtypes of the TN system include:

TN-C: Combining the neutral and protective conductors in one conductor. This system is usually used in older buildings and facilities with outdated networks.

TN-S: Separation of the neutral and protective conductors, increasing safety, especially for modern electrical devices.

TN-C-S: A combined system that combines the characteristics of TN-C and TN-S. It is the most common in new residential and commercial buildings.

TT System In this system, each facility has its own grounding. The transformer neutral is also grounded, but the protective conductor is connected to the grounding contour separately. This system is often used in rural areas and in zones where high isolation between individual facilities is important.

IT System The IT system is used in specialized environments such as medical institutions, explosive industries, and laboratories. In this system, the transformer neutral is isolated from the ground or grounded through a high resistance. This minimizes the risk of short circuits.

DC systems

DC systems are used in specialized applications such as:

Electric transport: Electric trains, trams, and metro.

Photovoltaic systems: Solar power plants that generate DC for accumulation or further conversion.

Backup power: Batteries and UPS systems.

1.4 Energy in Ukraine

The energy system of Ukraine is one of the largest in Europe. It consists of nuclear, thermal, hydroelectric, and renewable energy sources. The main aspects of Ukraine's energy include:

Nuclear energy: Nuclear power plants provide over 50% of the country's total electricity production. The largest nuclear power plant is the Zaporizhzhia NPP. Thanks to nuclear energy, Ukraine reduces its dependence on fossil fuel imports.

Thermal energy: Thermal power plants are used to ensure the stability of the energy system, especially in winter. They run on coal, gas, and fuel oil.

Hydropower: Hydroelectric power plants, such as the Dnieper cascade, are important for balancing loads and providing peak capacities.

Renewable sources: Solar, wind, and bioenergy are rapidly developing. Special emphasis is placed on integrating these sources into the overall energy system.

Challenges and prospects

Integration with ENTSO-E: Connecting Ukraine's energy system with the European network will ensure stability and energy independence.

Infrastructure modernization: Replacing outdated equipment and upgrading networks.

Green energy development: The aim is to increase the share of renewable sources to 25% of the total energy balance by 2030.

Ukraine is actively working on ensuring energy independence, developing modern technologies, and increasing energy efficiency in all sectors.

1.5 History of energy development in Ukraine

The energy sector of Ukraine began to develop actively in the 19th century. The first power plants were created in the late 1800s in major industrial centers such as Kyiv, Kharkiv, and Lviv. With the development of industry in the 20th century, the energy infrastructure expanded significantly:

Before World War II:

In the 1920s, the Dnipro Hydroelectric Station (DniproHES) project was implemented, which became one of the largest HPPs in Europe at that time.

The first thermal power plants using coal, which was the main energy source for industry, were put into operation.

Post-war period:

Active electrification of the country, covering cities and villages.

Construction of new powerful thermal power plants and completion of the modernization of HPPs.

Nuclear energy:

In the 1970s, Ukraine became one of the leaders in nuclear energy development. The commissioning of the Chernobyl NPP, and later other NPPs such as Zaporizhzhia, Rivne, Khmelnytskyi, and South Ukrainian, made the country a key producer of nuclear energy.

The Chernobyl disaster in 1986 became an important milestone in the history of energy, defining new approaches to safety.

1.6 Current state of energy

Today, Ukraine's energy system is one of the largest in Europe. It is based on various energy sources that meet the needs of industry, transport, agriculture, and household consumers. The main components of Ukraine's energy:

Nuclear energy:

Provides over 50% of total electricity production. Ukraine has four operating nuclear power plants with 15 power units.

The largest Zaporizhzhia NPP in Europe has a capacity of 6,000 MW.

Nuclear energy is the basis of the country's energy independence, but it requires constant technology updates to enhance safety.

Thermal energy:

About 30% of electricity is produced at TPPs, which run on coal, gas, and fuel oil.

Thermal power plants are strategically important for regulating the energy balance, especially during peak loads.

Hydropower:

The Dnieper cascade of HPPs is the basis of Ukraine's hydropower. It includes six large hydroelectric power plants.

Generates about 8-10% of electricity, reducing dependence on fossil fuels.

Renewable energy sources (RES):

In recent years, the share of RES (solar, wind energy, and bioenergy) has grown rapidly.

As of 2023, the total capacity of solar and wind stations exceeds 9 GW.

Ukraine has great potential for developing "green" energy, especially in the southern and western regions.

1.7 Challenges for the energy sector

Obsolete infrastructure:

Most power plants and networks were built in the 20th century and need modernization.

High levels of energy loss during transmission through old networks.

Dependence on energy resource imports:

Despite its great potential, Ukraine still depends on gas and nuclear fuel imports.

Military actions:

Russian aggression has damaged key energy facilities, including TPPs, HPPs, and transmission lines.

1.8 Energy development prospects

Integration with ENTSO-E:

In 2022, Ukraine joined the European energy system ENTSO-E, ensuring supply stability and electricity exports.

Renewable energy development:

According to the energy strategy, by 2030, it is planned to increase the share of RES to 25%.

Construction of new wind and solar power plants.

Energy efficiency:

Implementation of energy-saving programs in industry and households.

Modernization of the housing stock to reduce energy consumption.

Nuclear modernization:

Development of new reactors to replace old power units.

Deepening cooperation with international partners to ensure nuclear safety.

1.9 Adherence to life safety rules in the design and installation of energy facilities

Life safety plays a critical role in all aspects of the energy industry. From design to operation of energy facilities, compliance with safety standards ensures the protection of workers, the environment, and the population. Energy facilities such as power transmission lines, transformer substations, hydroelectric power plants, and nuclear power plants have a high potential for hazard. Therefore, measures are implemented at all stages of the facility's life cycle to prevent emergency situations.

Design of energy facilities

At the design stage, numerous factors that may affect safety are taken into account:

Technical solutions: The design should ensure a high level of reliability and risk minimization. For example, for power lines, it is necessary to consider distances to buildings, transport routes, and natural objects.

Protection zones: For high-voltage lines, protection zones are created that prohibit construction and work in close proximity to the facility. Determining the size of such zones according to the voltage class is important.

Grounding and lightning protection: All energy facilities are equipped with overvoltage and lightning protection systems. For this, grounding circuits, arresters, and discharge devices are installed.

Materials: The use of materials that meet the strength, corrosion resistance, and durability requirements.

Installation of energy equipment

Installation is one of the most critical stages that require strict adherence to safety rules:

Individual protection of workers: All workers must have protective equipment such as helmets, gloves, goggles, protective footwear, and special equipment for working at height.

Equipment condition control: Before starting work, the condition of tools, wire insulation, lifting mechanisms is checked. Faulty equipment is immediately replaced.

Organization of the workspace: Work sites should be fenced, and high-risk zones should be marked with warning signs. For example, warning signs should be placed in transformer substations or under high-voltage transmission lines.

Special measures during power line installation: Tension mechanisms are used for wire installation, and work is carried out considering weather conditions that may affect safety.

Operation of energy facilities

During operation, measures are implemented to ensure stable work and prevent accidents:

Regular inspection: Equipment and networks should undergo regular diagnostics to detect damage or wear.

Temperature monitoring: It is important to ensure cooling of transformers and other equipment operating under high loads.

Maintenance: Work is carried out to clean contacts, check insulation, replace worn elements. For example, on hydroelectric power plants, regular inspection of dams, turbines, and generators is carried out.

Grounding control: Grounding systems should be regularly checked for corrosion and contact loss, as this is critical for protecting personnel from electric shock.

1.10 Safety features for different types of energy facilities

Power transmission lines (PTL): PTLs are subject to various factors such as wind, icing, and mechanical damage. Special attention is paid to maintaining proper tension of wires and ensuring safety during support maintenance.

Transformer substations: Personnel working in substations must use dielectric protective equipment. Additionally, ventilation is provided to cool transformers and minimize the risk of overheating.

Nuclear power plants (NPPs): All processes related to radiation hazard are automated at NPPs. All employees are provided with dosimeters, and access to the reactor unit is strictly regulated.

Hydroelectric power plants (HPPs): Ensuring safety at HPPs includes regular water level control, dam condition monitoring, and pump equipment maintenance. Potential flood zones should be equipped with emergency exits.

Use of advanced technologies

Innovations in the energy sector contribute to enhancing safety. The use of automated monitoring systems allows for early detection of faults. Robotization reduces risks for personnel, especially when working in hard-to-reach and dangerous areas. Digital models and simulations help predict risks and test emergency action scenarios.

1.11 Description of the transformer substation. Analysis of shortcomings

The 110/10 kV transformer substation is designed to reduce voltage from 110 kV to 10 kV to ensure reliable power supply to first and second category consumers. The substation's main equipment includes two transformers working in parallel to increase

operational reliability. The substation provides uninterrupted power supply to critical facilities and creates the possibility of backup power supply in case of emergency situations.

The figure shows the topology of the substation connection to the network through a two-line power transmission line (PTL) with a length of 50 km. The PTL is connected to the existing 110 kV line using a tap, minimizing costs for new line construction and ensuring the substation's quick commissioning.

Analysis of shortcomings:

Energy losses on long PTL: The 50 km long line can have significant active and reactive power losses. This will affect the overall efficiency of power supply, especially during peak loads.

Limited flexibility in case of accidents: Although two transformers are provided, the quality of power supply may decrease in case of one of them failing. This can cause interruptions for second-category consumers.

Dependence on the existing network: The tap from the existing 110 kV PTL may lead to limitations in transmitted power if the main network is overloaded or has emergency modes.

Geographical location of the modernized substation:

The substation location was chosen considering the optimal geographical position to reduce energy losses in the network and ensure minimal distance to main consumers. The choice of the connection point to the existing 110 kV PTL also took into account the possibility of integration into the regional power system.

The substation is located near the main line, reducing the cost of laying new cable lines. However, it should be noted that due to the significant length of the PTL, external factors such as weather conditions may disrupt the system's operation.

Task of the master's thesis:

The main task of the work is to develop an optimal substation connection scheme and select the parameters of its main equipment, considering technical, economic, and operational aspects. Tasks include:

Calculation of the parameters of a 50 km long PTL that ensures minimum energy losses.

Selection of transformers and switching equipment, considering consumer categories.

Development of measures to increase the reliability of the substation, including backup power supply.

This approach ensures stable power supply to the region, increases network energy efficiency, and reduces maintenance costs.

The geographical location of the designed substation is shown in Figure 1.1.

Figure 1.1 - Geographical location of the designed substation

For the substation undergoing modernization, it is necessary to calculate and select:

transformers,

wire cross-sections for overhead lines (OL),

circuit breakers.

Додаток Б

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ НАЦІОНАЛЬНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ «ПОЛТАВСЬКА ПОЛІТЕХНІКА ІМЕНІ ЮРІЯ
КОНДРАТЮКА»

ЗБІРНИК НАУКОВИХ ПРАЦЬ

за матеріалами X Всеукраїнської науково-практичної конференції
«ЕЛЕКТРОННІ ТА МЕХАТРОННІ СИСТЕМИ:

ТЕОРІЯ, ІННОВАЦІЇ, ПРАКТИКА»

20 грудня 2024 року



Полтава 2024

ЗМІСТ

М.О. Бікчентаєв, Б.Р. Боряк	
АРХІТЕКТУРА ПРОГРАМНО-КЕРОВАНОГО РАДІО.....	8
В.В. Руденко	
ОГЛЯД СТАНДАРТУ БЕЗДРОТОВОГО ЗВ'ЯЗКУ LORAWAN	11
К.К. Брижак, А.С. Войтенко, С.В. Польцер, С.Г. Кислиця	
ГЕОТЕРМАЛЬНА ЕНЕРГЕТИКА ТА ГЕОТЕРМАЛЬНІ ЕНЕРГЕТИЧНІ СИСТЕМИ.....	14
А.М. Капітон, О.С. Дзюбан, Р.М. Талибов	
ПІДВИЩЕННЯ ІНФОРМАЦІЙНОЇ БЕЗПЕКИ ЗА ДОПОМОГОЮ ТЕХНОЛОГІЙ КОНТЕЙНЕРИЗАЦІЇ.....	16
О.С. Фомін	
ШИРОКОСМУГОВИЙ СИНТЕЗАТОР ЧАСТОТИ.....	18
Д.В. Кислиця, Г.М. Кожушко, С.Г. Кислиця	
ДОСЛІДЖЕННЯ ДИСКОНФОРТНОЇ БЛИСКОСТІ СИСТЕМ ОСВІТЛЕННЯ ЗІ СВІТЛОДІОДНИМИ СВІТИЛЬНИКАМИ.....	19
О.С. Фомін	
ШИРОКОСМУГОВИЙ АДАПТИВНИЙ ДЖАММЕР ДЛЯ КОМЕРЦІЙНИХ ДРОНІВ.....	21
Л.І. Леві, Б.В. Качуровський	
СУЧАСНИЙ ПІДХІД ДО КЕРУВАННЯ СУПУТНЬО-ПЛАСТОВИМИ ВОДАМИ.....	28
В.О. Малород, Р.В. Захарченко, А.І. Криворот, П.Б. Митрофанов	
СУЧАСНИЙ ПІДХІД ДО НАПРЯМКІВ МОДЕРНІЗАЦІЇ СИСТЕМИ КЕРУВАННЯ АЗОТНОЮ СТАНЦІЄЮ.....	30
В.О. Тітов, Н.В. Єрмілова	
МОДЕРНІЗАЦІЯ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІЇ 110/10 кВ З ЖИВЛЯЧОЮ ПОВІТРЯНОЮ ЛІНІЄЮ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ.....	33

УДК 621.311

О. В. Тітов, магістрант,

Н.В. Єрмілова, к.т.н., доцент

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

МОДЕРНІЗАЦІЯ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІЇ 110/10 кВ З ЖИВЛЯЧОЮ ПОВІТРЯНОЮ ЛІНІЄЮ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ

Енергетика як галузь промисловості країни в результаті різних видів діяльності суспільства отримала провідне місце. Недаремно рівень розвитку сучасної цивілізації визначається кількістю споживаної електричної енергії на душу населення. Так, з підвищенням науково-технічного прогресу електрична енергія стає одним з основних і дешевих видів енергії. Разом з тим енергетика при виробництві, передачі, розподілі та споживанні електричної енергії стикається з неминучими труднощами, пов'язаними з експлуатацією основного силового обладнання. Ці труднощі з часом все більше зростають, що визначається, в першу чергу, природним зносом апаратури. З цією метою, а також для підвищення економічної ефективності самої галузі, повинно бути передбачено поліпшення використання наявного обладнання та модернізації застарілого обладнання [1].

Таким чином, одним із етапів реалізації цієї програми є проектування та будівництво нових електроустановок, зокрема електричних підстанцій, які є невід'ємною частиною всього енергетичного комплексу. Якість електричної енергії, надійність електропостачання залежать, крім інших факторів, також від правильності та раціональності прийнятих рішень при проектуванні підстанцій. Також важливим є підтримування працездатності існуючого обладнання на діючих трансформаторних підстанціях, що здійснюється за рахунок його технічного обслуговування з періодичними оглядами, профілактичними вимірюваннями, діагностуванням стану обладнання, виявленням дефектів і несправностей та своєчасний ремонт й заміна обладнання є дуже важливим.

Модернізація трансформаторної підстанції включає кілька етапів:

- підготовка – отримання технічних умов або завдання на проектування, підбір відповідного обладнання;
- проектні роботи – розроблення проекту реконструкції та пояснювальної записки в кожній частині, погодження проекту в наглядових органах;
- робоче проектування – розроблення робочих креслень і відомостей, за якими відбувається закупівля обладнання;
- наладка – проведення пусконаладжувальних та будівельних робіт.

Завданням даної роботи є вибір оптимальної схеми з'єднань і параметрів окремих елементів мережі відповідно до заданих навантажень і джерел живлення. При цьому повинні враховуватися також умови майбутньої експлуатації мережі і, зокрема, економічність режимів її роботи [1].

При виборі оптимального варіанту електропостачання необхідно враховувати категорії споживачів проектованої підстанції. До складу споживачів

входять споживачі I та II категорій, тому електропостачання останніх повинно здійснюватися по дволанцюговій лінії електропередачі з установкою на підстанції двох трансформаторів. Дана трансформаторна понижувальна підстанція 110/10 кВ повинна живитися від ЛЕП довжиною 50 км, яка приєднується відпайкою до існуючої лінії електропередачі 110 кВ. Географічне розташування та відстань від ЛЕП підстанції, що підлягає модернізації, зображено на рисунку 1.

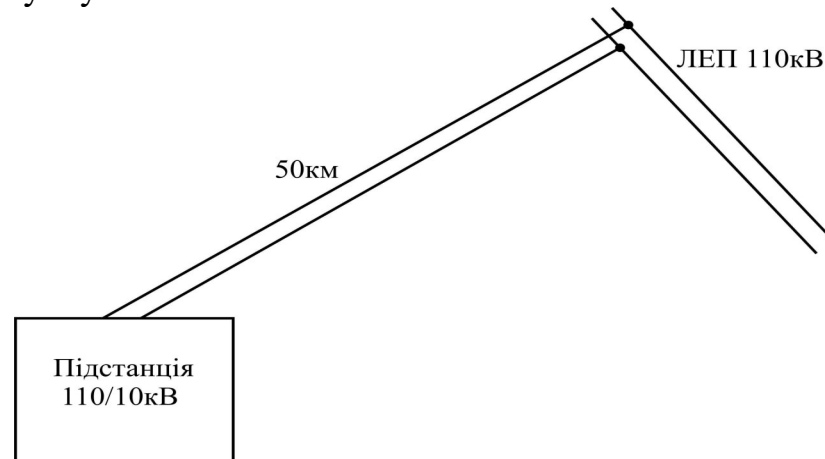


Рисунок 1 – Географічне розташування підстанції від ЛЕП

Модернізація підстанції, що проводиться в даній роботі, передбачає заміну високовольтного обладнання: вимикачів, роз'єднувачів та ізоляторів, трансформаторів струму і напруги, обмежувачів перенапруги тощо [2,3]. Після монтажу усього обладнання проводять пусконаладжувальні роботи, і підстанцію вводять в експлуатацію.

ЛІТЕРАТУРА:

1. *Правила улаштування електроустановок* — Київ : [б. в.], 2017. — 617 с.
2. *Осташевський М. О. Електричні машини і трансформатори : навч. посібник / М. О. Осташевський, О. Ю. Юр'єва; за ред. В. І. Міліх. – Харків : ФОРМ, 2017. – 452 с.*
3. *Клименко Б.В. Електричні апарати. Електромеханічна апаратура комутації, керування та захисту : навч. посіб. / Б.В. Клименко. – Харків : Вид-во «Точка», 2012. – 340 с.*

MODERNIZATION OF A 110/10 kV TRANSFORMER SUBSTATION WITH A FEEDING OVERHEAD POWER LINE

V. Titov, Master's student,

N. Yermilova, Ph.D. (Engineering), Associate professor

National University «Yuri Kondratyuk Poltava Polytechnic»

Міністерство освіти та науки України
Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

Кафедра автоматики, електроніки та телекомунікацій

**Модернізація трансформаторної підстанції
110/10 кВ з повітряною лінією енергоживлення**

Кваліфікаційна робота магістра

Виконав:

Студент 601МЕ групи

Тітов В. О

Керівник:

доцент, канд. техн. наук

Єрмілова Н.В.

Полтава 2025

Актуальність теми полягає в необхідності нарощування економічного потенціалу країни, необхідного вводу в дію нових потужностей на електростанціях галузі, тим самим створюючи в електроенергетиці резерви для надійного електропостачання країни.

Метою роботи є поліпшення використання наявного обладнання трансформаторної підстанції, модернізація застарілого обладнання та забезпечення заміни вузлів, які відпрацювали свій ресурс.

Для виконання поставленої мети в роботі необхідно виконати наступні **завдання:**

- провести аналіз сучасних електричних установок;
- розрахувати потужності та струми, вибрати апаратуру для постачання та перетворення електроенергії;
- розробити висновки щодо проведеної роботи задля подальшої модернізації

Об'єкт дослідження – процеси перетворення та постачання електричної енергії.

Предмет дослідження – технічні рішення, що використовуються при проектуванні трансформаторних підстанцій класу напруги 110/10 кВ.

Основний акцент магістерської роботи полягає у виборі та розрахунку силового обладнання, зокрема трансформаторів, вимикачів і повітряних ліній, що забезпечують стабільність роботи енергосистеми та її економічну ефективність.

Принципова схема електричної мережі

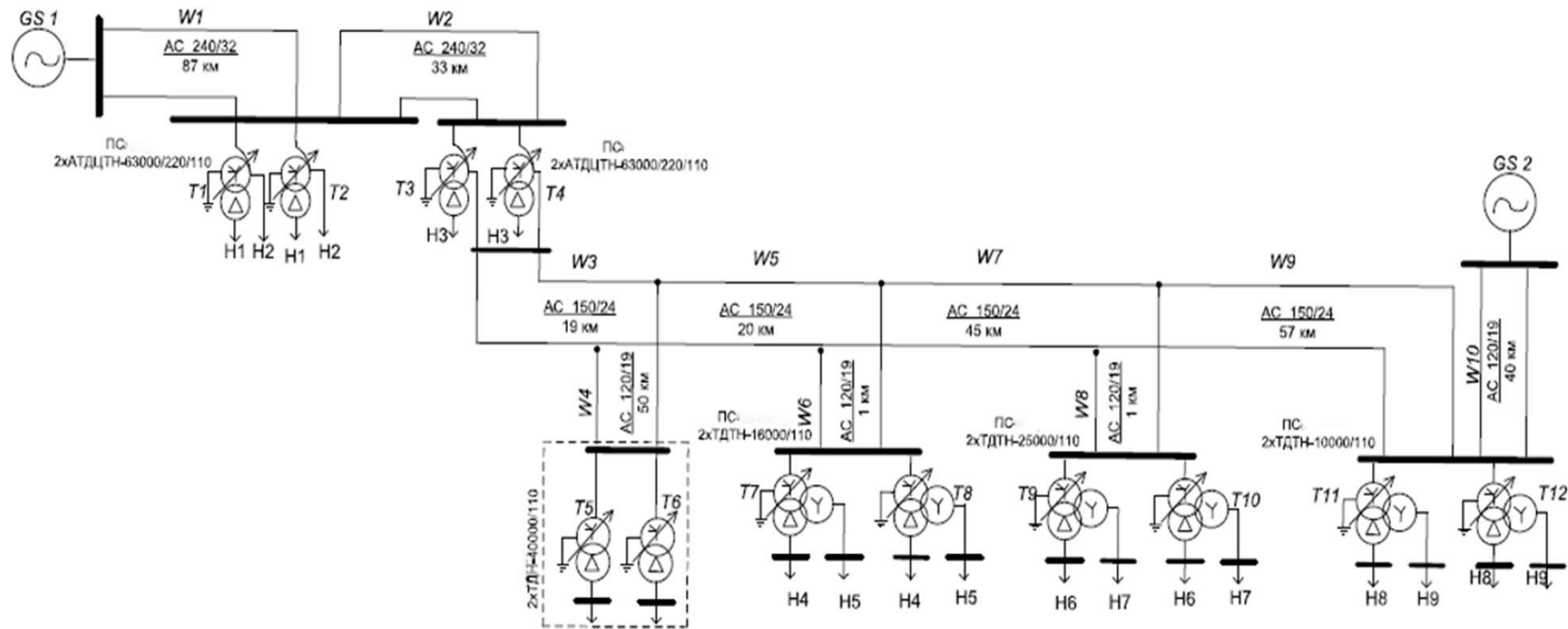
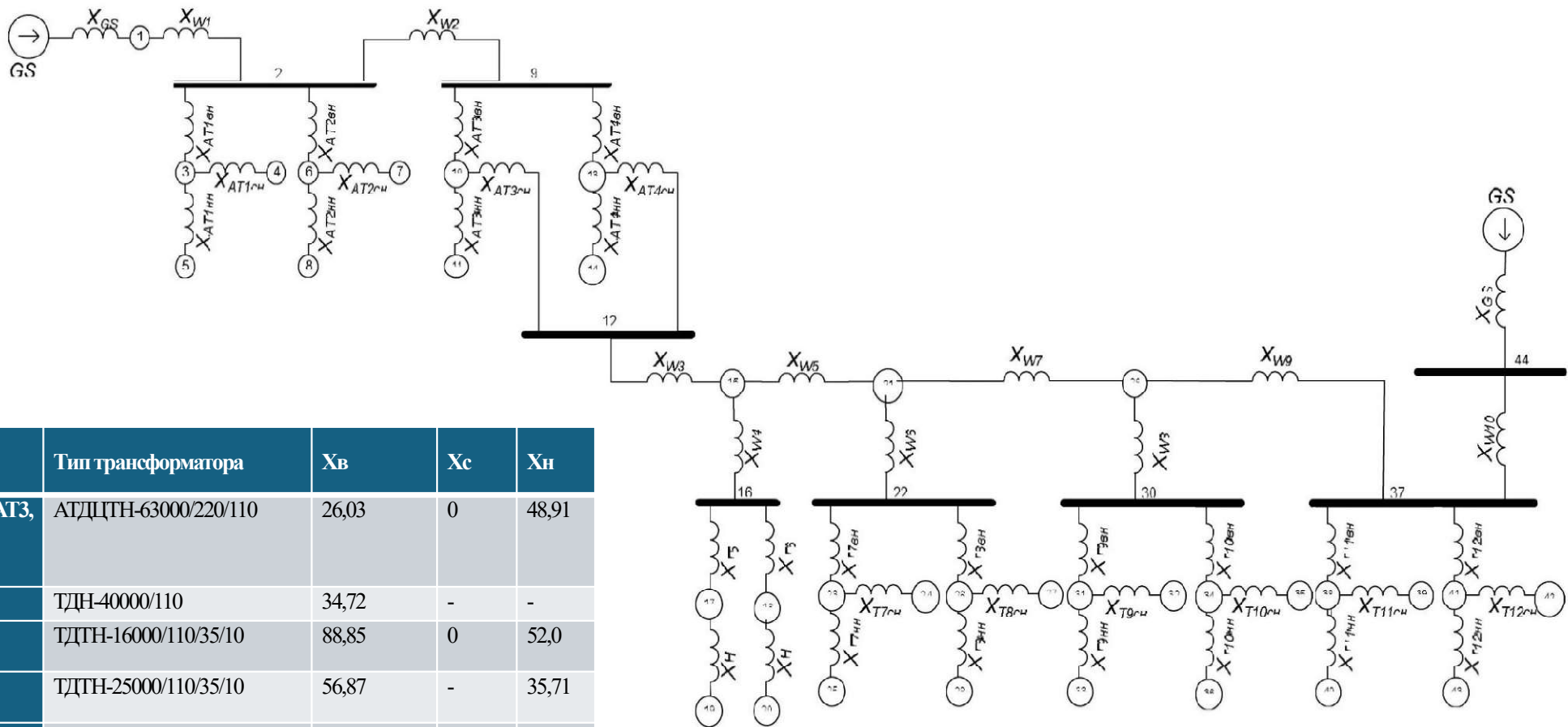


Схема заміщення прямої послідовності



Позначення	Тип трансформатора	X_w	X_c	X_n
AT1, AT2, AT3, AT4	АТДЦТН-63000/220/110	26,03	0	48,91
T5, T6	ТДН-40000/110	34,72	-	-
T7, T8	ТДТН-16000/110/35/10	88,85	0	52,0
T9, T10	ТДТН-25000/110/35/10	56,87	-	35,71
T11, T12	ТДТН-10000/110/35/10	142,17	0	82,66

Параметри вибраної апаратури для підстанції

Тип обладнання	Параметри	Значення
Трансформатор	Номінальна потужність, МВА	40
Провід	Переріз, мм ²	240
Вимикач ВЕКА-110	Номінальна напруга, кВ	110
	Номінальний струм, А	2000
Вимикач ВВЕ-10	Номінальна напруга, кВ	10
	Номінальний струм, А	3150

- Вибираємо два трансформатори типу ТДН-40000/110 із номінальною потужністю 40 МВА кожний.
- Вибираємо провід АС 240/32, що відповідає розрахунковому перерізу.
- На стороні високої напруги (110 кВ) вибираємо вимикач типу ВЕКА-110-40/2000 У1
- На стороні низької напруги (10 кВ) використовується вимикач ВВЕ-10-31,5/3150 У3.

Параметри вибраних провідників

Марка проводу	l, км	Позначення RW, Ом	XW, Ом	RW(0), Ом	XW(0), Ом
АС 240/32	87	W1	2,64	9,46	4,26
АС 240/32	32	W2	0,98	3,48	1,57
АС 150/24	19	W3	3,76	7,98	5,19
АС 120/19	50	W4	12,44	21,34	16,2
АС 150/24	20	W5	3,96	8,4	5,46
АС 120/19	1	W6	0,24	0,42	0,32
АС 150/24	45	W7	8,9	18,9	12,28
АС 120/19	1	W8	0,24	0,42	0,32
АС 150/24	57	W9	11,28	23,94	15,56
АС 120/19	40	W10	9,96	17,08	12,96

Характеристики вибраних трансформаторів струму

Тип	$U_{\text{НОМ}}$, кВ	$I_{1\text{НОМ}}$, А	$I_{2\text{НОМ}}$, А	Електродинамічна стійкість $i_{\text{дин}}$, кА	Термічна стійкість $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$, кА/с	Місце встановлення
ТПЛК-10 УЗ	10	400	5	74,5	18,9/3	РУ
ТВТ 10-І-5000/5	10	5000	5	–	28/3	Т
ТВТ-110-І-300/5	110	300	5	–	25/3	Т
ТФЗМ-110Б-І У1	110	300	5	62	12/3	ЛЕП

Висновки

- Поставлені в роботі завдання були успішно вирішені дякуючи поетапному підходу до дослідження та реалізації проекту. Зокрема:
- Проведено глибокий аналіз існуючих технік та технологій, що мають відношення до теми роботи.
- Розроблено технічні рішення, що мають забезпечити поліпшення сучасних процесів та продуктів.
- Виконано розробку та моделювання проекту, забезпечуючи практичне тестування та аналіз запропонованих рішень.
- Дослідження також виявило ключові фактори, які слід враховувати при масштабуванні проекту. Основними з них є:
 - Забезпечення сумісності із сучасними стандартами та вимогами.
 - Розробка адаптивних стратегій для інтеграції з існуючими системами.
 - Підвищення рівня автоматизації для зниження витрат на обслуговування.