

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня

бакалавр

(освітній ступінь (освітньо-кваліфікаційний рівень))

на тему: **Реконструкція електричної мережі напругою 110/35 кВ
для підвищення надійності електропостачання**

Виконав: студент 4 курсу, групи ЕТс-41
спеціальності 141

електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(шифр і назва спеціальності)

	<u>Онисько Ю. Ю.</u> (прізвище та ініціали)
Керівник	<u>Лупенко А. М.</u> (прізвище та ініціали)
Нормоконтроль	<u>Мовчан Л. Т.</u> (прізвище та ініціали)
Завідувач кафедри	<u>Тарасенко М. Г.</u> (прізвище та ініціали)
Рецензент	<u></u> (прізвище та ініціали)

Міністерство освіти і науки України
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя

Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії
(повна назва факультету)

Кафедра Електричної інженерії
(повна назва кафедри)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

Тарасенко М. Г.
(підпис) (прізвище та ініціали)

« 23 » січня 2023 р.

ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

на здобуття освітнього ступеня бакалавр
(назва освітнього ступеня)

за спеціальністю 141 – електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(шифр і назва спеціальності)

студенту Онисько Юрію Юрійовичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Реконструкція електричної мережі напругою 110/35 кВ для підвищення надійності електропостачання

Керівник роботи Лупенко Анатолій Миколайович, д.т.н, професор
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Затверджені наказом ректора від « 23 » січня 2023 року № 4/7-47

2. Термін подання студентом завершеної роботи 18 червня 2023 року

3. Вихідні дані до роботи Існуюча мережа електропостачання напругою 110/35 кВ. Електричні навантаження трансформаторних підстанцій

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

1. Аналітичний розділ

2. Розрахунковий розділ

3. Проектно-конструкторський розділ

4. Безпека життєдіяльності, основи охорони праці

Загальні висновки

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень, слайдів)

Схема мережі до реконструкції. Схема мережі після реконструкції. Варіант 1.

Схема мережі після реконструкції. Варіант 2. Схема заміщення для розрахунків струмів

короткого замикання. Розрахунок струмів КЗ для ПС «Довге». Розрахунок параметрів

надійності електропостачання на прикладі ПС «Довге». Розрахунок основних режимів роботи електричної мережі

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Безпека життєдіяльності, основи хорони праці			

7. Дата видачі завдання 23 січня 2022 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Вступ	15.02.2023	
2	Аналітичний розділ	28.02.2023	
3	Розрахунковий розділ	31.03.2023	
4	Проектно-конструкторський розділ	30.04.2023	
5	Безпека життєдіяльності та основи охорони праці	01.06.2023	
6	Висновки	10.06.2023	
7	Оформлення пояснювальної записки	15.06.2023	
8	Оформлення графічної частини	15.06.2023	

Студент

_____ (підпис)

Онисько Ю. Ю.

_____ (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

_____ (підпис)

Лупенко А. М.

_____ (прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Онисько Юрій Юрійович. Реконструкція електричної мережі напругою 110/35 кВ для підвищення надійності електропостачання

Стор.– 70; рис. - 9; табл. - 28; джерел - 19; додатків - - .

Ключовим питанням кваліфікаційної роботи є підвищення надійності електропостачання споживачів підстанцій 110 і 35 кВ.

Мета роботи - визначення раціонального способу підвищення надійності електропостачання споживачів .

У ході роботи здійснено обґрунтування реконструкції та модернізації підстанцій. Здійснено розрахунок робочих струмів та струмів КЗ. Зроблено вибір основного електричного обладнання, визначено параметри надійної роботи мережі після реконструкції та модернізації. Здійснено розрахунок як у нормальному режимі функціонування, так і в післяаварійному режимі роботи.

Розраховано параметри маслоприймачів трансформаторів на підстанціях. Вибрано схему розміщення блискавковідводів для захисту ВРП 110 кВ від прямих ударів блискавки, розраховано зони захисту блискавковідводів.

Перелік ключових слів: ПІДСТАНЦЯ, НАВАНТАЖЕННЯ, РОЗПОДІЛЬЧА МЕРЕЖА, НАДІЙНІСТЬ.

ЗМІСТ

ВСТУП	6
1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ	8
1.1 Заходи з підвищення надійності в електричних мережах	8
1.2 Питання реконструкції трансформаторних підстанцій	11
1.3 Аналіз існуючої схеми електропостачання	13
1.4 Висновки до розділу 1	14
2 РОЗРАХУНКОВИЙ РОЗДІЛ	16
2.1 Розрахунок електричних навантажень	16
2.2 Прогнозування електричних навантажень	20
2.3 Розробка та аналіз варіанту підключення підстанцій	22
2.4 Баланс активної та реактивної потужності	23
2.5 Вибір компенсуючих пристроїв	25
2.6 Вибір трансформаторів	27
2.7 Вибір проводів ліній електропередачі	28
2.8 Розрахунок струмів короткого замикання	30
2.9 Висновки до розділу 2	37
3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ	38
3.1 Вибір обладнання розподільних пунктів	38
3.1.1 Вибір вимикачів на стороні 110 кВ.	38
3.1.2 Вибір вимикачів на стороні 35 кВ.	40
3.1.3 Вибір вимикачів на стороні 10 кВ.	41
3.1.4 Вибір роз'єднувачів 110 кВ	41
3.1.5 Вибір роз'єднувачів 35 кВ.	42
3.1.6 Вибір трансформаторів струму.	42
3.1.7 Вибір трансформаторів напруги	45
3.1.8 Вибір гнучкої ошиновки	48

3.1.9 Вибір твердих шин на напрузі 10 кВ.	49
3.2 Розрахунок параметрів надійності електропостачання на прикладі ПС «Довге»	50
3.3 Конструкція ПЛ	54
3.3.1 Вибір типів опор.	54
3.3.2 Розрахунок питомих механічних навантажень.	54
3.4 Вибір ізоляторів	56
3.5 Розрахунок основних режимів роботи електричної мережі	58
3.6 Висновки до розділу 3	61
4 БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ, ОСНОВИ ОХОРОНИ ПРАЦІ	62
4.1 Заходи з охорони праці під час реконструкції електричної мережі	62
4.2 Техніка безпеки при будівництві ПЛ	65
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	67
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	68

ВСТУП

Основною проблемою, яка гостро стоїть в енергетиці, є моральне і фізичне старіння основного енергетичного обладнання. На деяких підстанціях трансформатори, вимикачі, роз'єднувачі відпрацьовують свій другий термін через відсутність фінансування. Така ситуація згубно позначається на споживачах електричної енергії, що призводить до недовідпуску, і як наслідок цього штрафних санкцій [1].

Одна з причин частих аварій зростання навантаження обладнання електричних мереж. Потужностей трансформаторів, які є в експлуатації, стає недостатньо, пропускна спроможність ліній електропередачі перестає задовольняти заявленим вимогам, пристрої релейного захисту та автоматики забезпечують недостатній функціонал для більш точних вимірів, сигналізації та обліку енергоресурсів. Таким чином виникає необхідність реконструкції.

Роботи з відновлення електроустановки допомагають досягти:

- безпечне підвищення потужності трансформаторів;
- збільшення надійності та ефективності обладнання;
- безперебійного постачання споживачів електричною енергією;
- мінімізації витрат на експлуатацію ТП;
- відповідності обладнання до вимог законодавства.

При реконструкції трансформаторних підстанцій в обов'язковому порядку необхідно проводити наступні дії:

- оцінюють та діагностують обладнання, перевіряючи всі його елементи;
- розробляють проект, погоджують його із замовником та готують необхідні документи;
- демонтують застарілу електроустановку та проводять відновлювальні роботи;
- виконують пусконаладжувальні роботи, тестують обладнання;
- вводять підстанцію в експлуатацію.

Під час подальшої експлуатації необхідно виконувати планове обстеження та ремонт усіх елементів, перевірку технічних характеристик електроустановки, заміну деталей, вимірювання параметрів напруги на трансформаторі.

У зв'язку з цим у цій роботі розглянуто варіант реконструкції обладнання підстанцій 110 та 35 кВ. Для цього планується заміна силових трансформаторів на підстанціях, систем короткозамикач-відокремлювач на сучасні елегазові вимикачі, які є необслуговуваними апаратами і не вимагають витрат на технічне обслуговування.

У цій роботі розглянуто варіант підвищення надійної роботи підстанцій, живлення до яких надходить від однієї повітряної лінії.

Мета роботи – визначення найбільш оптимального варіанта реконструкції з метою підвищення надійності електропостачання споживачів електричної енергії.

До основних завдань слід віднести:

- 1) Розробка кількох варіантів та їх технічне порівняння
- 2) Визначення оптимального варіанта мережі
- 3) Вибір потужності трансформаторів та перерізів ПЛ
- 4) Розрахунок струмів короткого замикання та вибір основного обладнання на ПС
- 5) Розрахунок режимів роботи мережі як у нормальному так і післяаварійному режимі роботи
- 6) Визначення основних економічних показників.

1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ

1.1 Заходи з підвищення надійності в електричних мережах

Число аварій в електричних системах протягом року сягає кількох десятків. Наслідки від надійності стають такими суттєвими, що потрібно постійне вдосконалення методів прогнозування розвитку, проектування, будівництва, монтажу та експлуатації електроенергетичних систем, що дозволяють повніше враховувати надійність і найбільш економно витратити кошти, що виділяються на її забезпечення [4].

Раціонально виконані системи електропостачання повинні задовольняти низку вимог: надійність, безпеку експлуатації, економічність, та забезпечення необхідної якості електроенергії.

Проблема надійності електричних мереж одна з першочергових проблем енергетики. Вона належить до завдань визначення та оптимізації їх показників на етапах планування, проектування, спорудження та експлуатації.

Енергосистема для контролю надійності електропостачання споживачів повинна мати відомості про основні показники надійності всіх елементів мережі електропостачання споживачів.

Особливості визначення показників є те, що на надійність роботи електричних мереж впливає велика кількість різних факторів: конструкція опор, типи та марки проводів та кабелів, терміни експлуатації, кліматичні умови тощо. [4].

Вимоги до надійності мереж живлення та розподільчих мереж енергосистем, а також розподільчих промислових, міських і сільських мереж регламентовані в нормативних документах, зазначених в [5-9]. У цих документах наведено вимоги щодо резервування, кількості кіл та трансформаторів на підстанціях, схем приєднання підстанцій до мережі, допустимості використання двоколових повітряних ліній. Для споживачів I

категорії перерва в електропостачанні пов'язана з наслідками, збитки від яких не можуть бути виражені у вигляді економічного еквівалента.

Як критерії оцінки надійності схеми мереж, що живлять споживачів I і II категорій, приймаються такі технічні показники надійності: параметр потоку відмов (середня кількість відмов на рік); середній час відновлення електропостачання; ймовірність безвідмовної роботи протягом року.

Порівнювати за наведеними витратами можна лише такі варіанти мережі, що живлять споживачів I категорії, котрим технічні показники надійності задовольняють вимогам, регламентованим у відповідних нормативних документах [9].

Зазвичай надійність залежить від великої кількості факторів випадкового та не випадкового характеру. Кошти та методи зміни кількісних характеристик цієї властивості електричних мереж дуже різноманітні.

Насправді під час експлуатації електричних мереж як технічних систем ставиться завдання зміни показників надійності у бік підвищення рівня.

Одним з основних методів підвищення надійності електричних мереж - виявлення найбільш ненадійних частин системи передачі та розподілу енергії та зміна рівня надійності в результаті введення різних форм надмірності:

- резервування;
- вдосконалення конструкцій та матеріалів;
- технічне обслуговування;
- захисту та автоматизації.
- встановлення компенсуючих та пристроїв регулювання, що підвищують якість напруги тощо.

У розподільчих мережах підвищення надійності спрямоване створення:

- раціональних схем електричних з'єднань (схем розподільчих пристроїв підстанцій);
- оптимальне насичення розподільчої мережі автоматичними пристроями та пристроями АВР;
- насичення мережі автоматичними комутаційними апаратами;

- установки регулюючих та компенсуючих реактивну потужність пристроїв у споживачів;
- обладнання підстанцій пристроями телевимірювання та телемеханізації;
- автоматизації оперативних перемикачів у складних мережах;
- вдосконалення релейного захисту та автоматики;

У повітряних та кабельних мережах підвищують надійність:

- введення пристроїв пошуку ушкоджень;
- скорочення тривалості аварійних ремонтів;
- забезпеченням ремонтних баз запчастинами електроустановок;
- оптимізацій профілактичних ремонтів, оглядів, замін, зношених елементів.

Вище перелічені методи вимагають значних матеріальних витрат. Велике значення має вдосконалення схем розподільчих мереж та розподільчих пристроїв підстанцій.

Щоб забезпечити нормальну роботу кожної категорії споживачів необхідно використовувати різні заходи, спрямовані на підвищення надійності електропостачання.

До цих заходів належать:

- скорочення радіусів розподільчих ліній електропередач, приєднаних до одного джерела живлення;
- створення двостороннього живлення магістральних ліній від різних джерел (мережеве резервування);
- секціонування та автоматичне повторне включення ділянок мережі.

Недовідпуск електроенергії при скороченні радіусів дії електричної мережі, ймовірність пошкоджень та пов'язаний з ними значно знижується.

Для створення двостороннього живлення ділянок мережі, зокрема магістральних ліній, різко підвищує надійність електропостачання, особливо споживачів, підключених до ділянки, харчування яких порушилося. Це виконують, з'єднуючи дві ділянки мережі, що працюють у нормальному режимі

з роздільним живленням. Якщо якесь із джерел живлення відключається, то живлення енергією пошкодженої ділянки здійснюється від іншого джерела через точку з'єднання. У цій точці передбачають встановлення вимикача (або роз'єднувального пункту). У нормальному режимі роботи мережі вимикач вимкнено; він включається у разі зникнення живлення з одного боку, виконуючи роль автоматичного введення резерву (АВР). Основним недоліком двостороннього живлення полягає в тому, що обидві лінії мають бути розраховані на передачу подвійного навантаження в аварійному режимі: споживачів, підключених до лінії, та споживачів, що харчуються від лінії, що вийшла з ладу. У районах з великою розкиданістю споживачів територією воно може виявитися неекономічним.

Найбільш ефективним є секціонування мереж у поєднанні з аварійним повторним включенням пошкодженої ділянки (АПВ) [10].

1.2 Питання реконструкції трансформаторних підстанцій

Розглянемо як приклад реконструкцію двотрансформаторної підстанції. Останнім часом в Україні реконструюється більшість таких ПС. Як правило, на таких підстанціях працюють: - 2 трансформатори марки ТДТН (ТНДЦ, ТДЦ тощо); - Високовольтні вимикачі масляного типу *ВМТ-110*; - секційні вимикачі типу *ВМПП-10* та інші. Обладнання на таких підстанціях зазвичай монтується в комплектні розподільні пристрої (КРУН) (наприклад, *К-59*). Що стосується релейного захисту — у наш час, за винятком цифрових підстанцій нового покоління, вона складається із старих аналогових реле (проміжні струмові реле типу *РП-341*, струмові реле типу *РТ-40(50)*, диференціальні реле типу *РНТ*). Такі пристрої, є надійними, простими в ремонті та обслуговуванні. До недоліків можна віднести чутливість, діапазон регулювання, громіздкість. Системи релейного захисту, які виконуються на пристроях мікропроцесорного типу, мають колосальні переваги порівняно з аналоговими.

У процесі реконструкції підстанції оснащуються наступним обладнанням замість застарілого:

- силові трансформатори, не здатні забезпечити збільшену потужність споживачів, замінюються на нові з достатньою потужністю, з урахуванням на 5 років вперед;

- масляні вимикачі замінюються на вакуумні або елегазові, оскільки останні мають більшу надійність, зручність застосування та безпеку при експлуатації;

- закриті розподільчі пристрої (ЗРП) 10 кВ оснащують комірками типу *K – 63*;

- застарілі елементи релейного захисту замінюються мікропроцесорними.

Для пристроїв РЗА встановлюються такі вимоги, як:

- Забезпечення швидкодії захисту;
- Забезпечення селективності захисту;
- Чутливість до показників вимірюваної величини;
- Забезпечення надійності під час експлуатації пристрою.

Велика перевага МП РЗА – це габарити та функціонал. У той час, як аналогові елементи РЗА виконують лише одну свою встановлену функцію, мікропроцесорні здатні виконувати десятки функцій, замінюючи одним блоком відразу кілька пристроїв попереднього типу. При цьому блок має можливість програмування та зміни алгоритмів роботи. Модульна мультипроцесорна структура пристрою в сукупності з сучасними технологіями монтажу дозволяє забезпечувати високу надійність, колосальну обчислювальну потужність, високу чутливість до параметрів, швидкодія при збереженні високої точності та зниженні ступенів селективності захисту [2].

В більшості на електроенергетичних об'єктах України використовуються МП РЗА – закордонного виробництва. Провідні фірми електротехнічної галузі: SIEMENS, SCHNEIDER ELECTRIC, ABB, AREWA (ALSTOM), GE розробили значну кількість пристроїв захисту й автоматики [3]. Дані пристрої мають такі функції захисту:

- 2-ступеневий диференціальний струмовий захист (ДФСЗ) трансформатора, що є струмовим відсіканням та захистом від наскрізного струму з гальмуванням та відбудовою від кидків струму намагнічування;
- 2-ступеневий максимальний струмовий захист з боку вищої напруги трансформатора з пристроєм комбінованого пуску за напругою з боку нижчої та середньої напруги. Є блокування другої гармоніці диференціального струму для забезпечення більшої чутливості;
- Ступінь МСЗ з боку СН трансформатора з пристроєм комбінованого пуску за напругою з боку СН (дискретним входом). Забезпечення можливості відключення окремим реле та на загальне реле з різними уставками за часом;
- Ступінь МСЗ з боку НН трансформатора з пристроєм комбінованого пуску за напругою з боку НН (дискретним входом). Забезпечення можливості відключення окремим реле та на загальне реле з різними уставками за часом.

Виходячи з перерахованого вище можна відзначити, що такі заходи, як ведення точного обліку, ліквідація аварійних режимів швидко і надійно, використання передових технологій дозволять знизити втрати електроенергії, підвищити надійність, зручність експлуатації та ремонту обладнання, а також знизити кількість нещасних випадків, пов'язаних з людським фактором. під час обслуговування електроустановок.

1.3 Аналіз існуючої схеми електропостачання

Живлення підстанцій 110/35/10 кВ «Довге», 35/6 кВ «Виноградів-3», 35/10 кВ «Іршава-2», 35/10 кВ «Насосна», здійснюється від розподільчого пристрою 110 кВ ПС 220/110/10 кВ Хуст-220, двома робочими системами шин з обхідною системою. Підстанція «Довге» заживлена безпосередньо від цього РУ двоколовою повітряною лінією електропередачі та проводом марки АС120/24, /1/.

Між підстанцією та електростанцією ПЛ має відпайку у бік підстанції «Виноградів-3», на якій так само встановлено два трансформатори. Підстанція

«Довге» має три рівні номінальної напруги 110/35/10 кВ та два триобвиткові трансформатори, при цьому від середньої напруги отримує живлення одноколова лінія електропередачі у бік підстанцій «Іршава-2» та «МЗУ».

Розподільний пристрій високої напруги підстанції «Довге» має вигляд здвоєного блоку лінія вимикач з неавтоматичною перемичкою між ними, яка може бути задіяна при відключенні якогось з двох кіл з метою підвищення надійності електропостачання в ремонтному або аварійному режимі. На підстанції "Виноградів-3" з боку високої напруги також встановлений здвоєний блок з перемичкою, тільки в цьому випадку роль вимикачів виконують короткозамикачі.

За необхідності виведення в ремонт будь-якого обладнання підстанції короткозамикачі включаються та створюють штучне коротке замикання, яке у свою чергу відключає вимикач на РП ВН ПС «Мукачево». Така схема давно не застосовується на новозбудованих підстанціях і вимагає заміни на більш практичні і безпечні вимикачі. Підстанція «Виноградів-3» має два двообвиткові трансформатори з номінальною напругою низької сторони 6 кВ.

Підстанції «Іршава-2» та «МЗУ» мають таку ж схему електропостачання, що й вищезгадані дві підстанції, проте тут лінія електропередачі має номінальну напругу 35 кВ. На кожній підстанції встановлено один двообвитковий трансформатор потужністю 1 МВА.

1.4 Висновки до розділу 1

У першому розділі були розглянуті заходи з підвищення надійності в електричних мережах.

Доведено, що одним з основних методів підвищення надійності електричних мереж – виявлення найбільш ненадійних частин системи передачі та розподілу енергії та зміна рівня надійності в результаті введення різних форм надмірності.

Щоб забезпечити нормальну роботу кожної категорії споживачів необхідно використовувати різні заходи, спрямовані на підвищення надійності електропостачання.

Найбільш ефективним є секціонування мереж у поєднанні з аварійним повторним включенням пошкодженої ділянки.

Також розглянуто питання реконструкції трансформаторних підстанцій. Описано, яким обладнанням, замість застарілого, оснащуються підстанції у процесі реконструкції.

Можна відзначити, що такі заходи, як ведення точного обліку, ліквідація аварійних режимів швидко і надійно, використання передових технологій дозволять знизити втрати електроенергії, підвищити надійність, зручність експлуатації та ремонту обладнання, а також знизити кількість нещасних випадків, пов'язаних з людським фактором. під час обслуговування електроустановок.

Також здійснено аналіз існуючої мережі 110/35 кВ.

2 РОЗРАХУНКОВИЙ РОЗДІЛ

2.1 Розрахунок електричних навантажень

Параметри електричного стану електричної мережі безперервно змінюються, наприклад, у зв'язку з підключенням та відключенням електроприймачів або зміною режиму їх роботи (відповідно до перебігу технологічного процесу виробництва тощо), що отже призводить до зміни величин навантажень. Найбільш різка зміна електричного стану спостерігається в розподільчих мережах, особливо в промислових, але дані зміни є передбачуваними в міру збільшення ступеня напруги, що призводить до укрупнення навантаження по відношенню до мереж мереж. Зміна електричного стану виявляється менш різкою та більш певною. Навантаження стабілізуються, змінюються повільніше та в менших межах.

Для кількісної характеристики роботи електромережі розглядаються її робочі режими. Під робочим режимом мережі розуміється її умовне встановлений електричний стан, що визначається її параметрами, тобто. параметрами режиму.

Графіки електричних навантажень будуються на основі інформації про режими споживання електроенергії окремих споживачів протягом певного періоду часу (для нашої роботи це доба) і характеризуються імовірнісними характеристиками, які включають: середню потужність, ефективну потужність, максимальну та мінімальну потужності

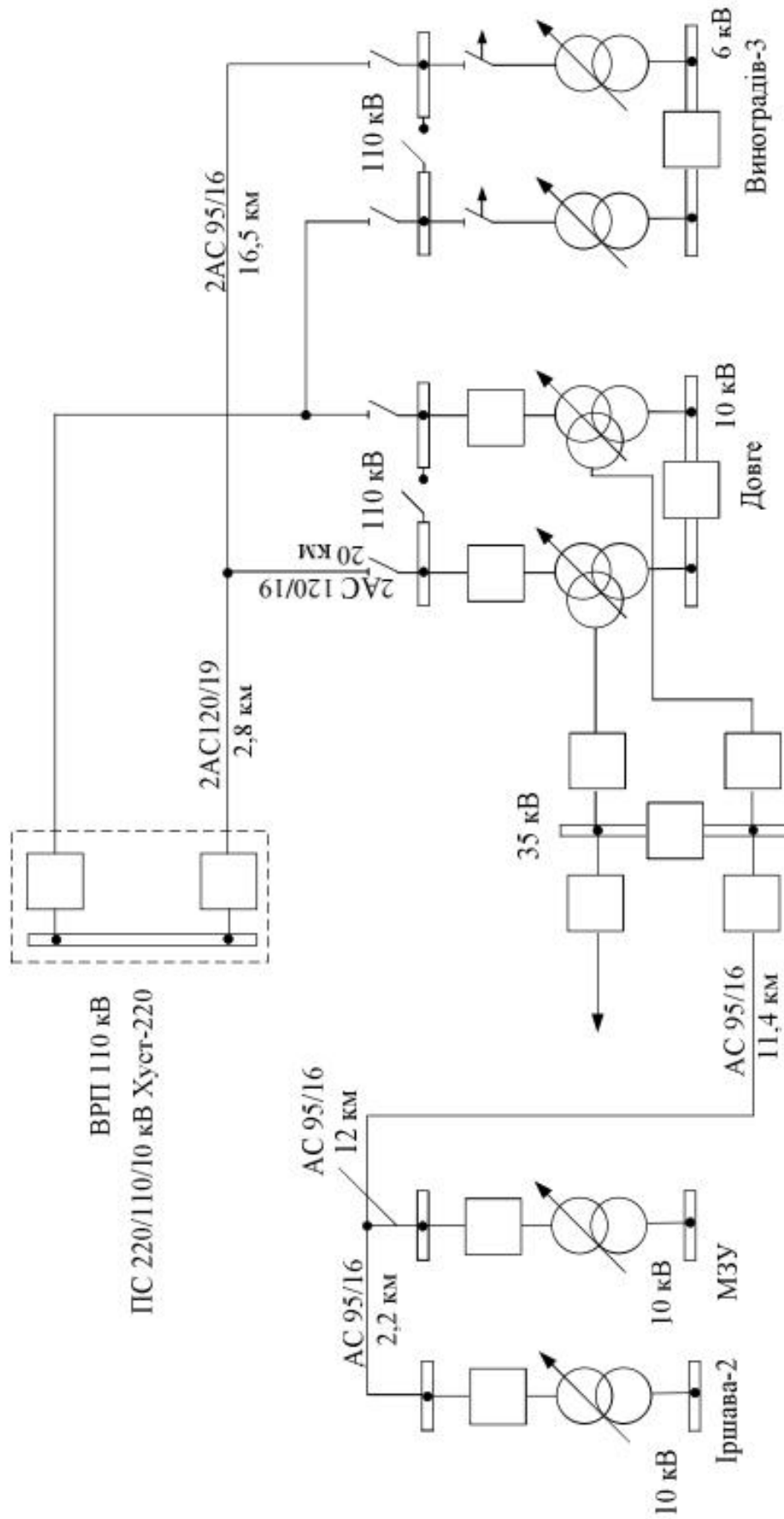


Рисунок 2.1 – Схема мережі до реконструкції.

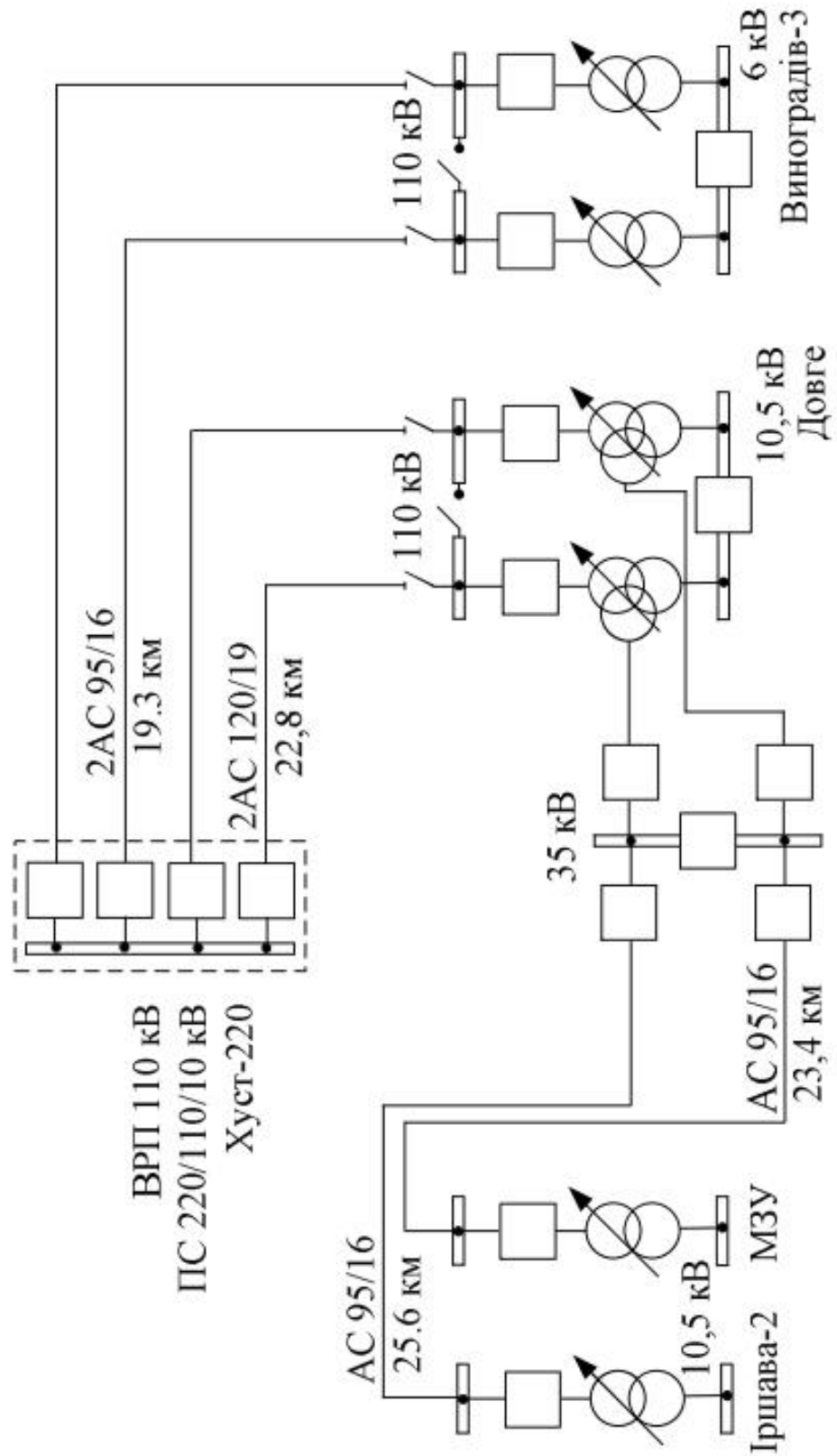


Рисунок 2.2 – Схема мережі після реконструкції. Варіант 1.

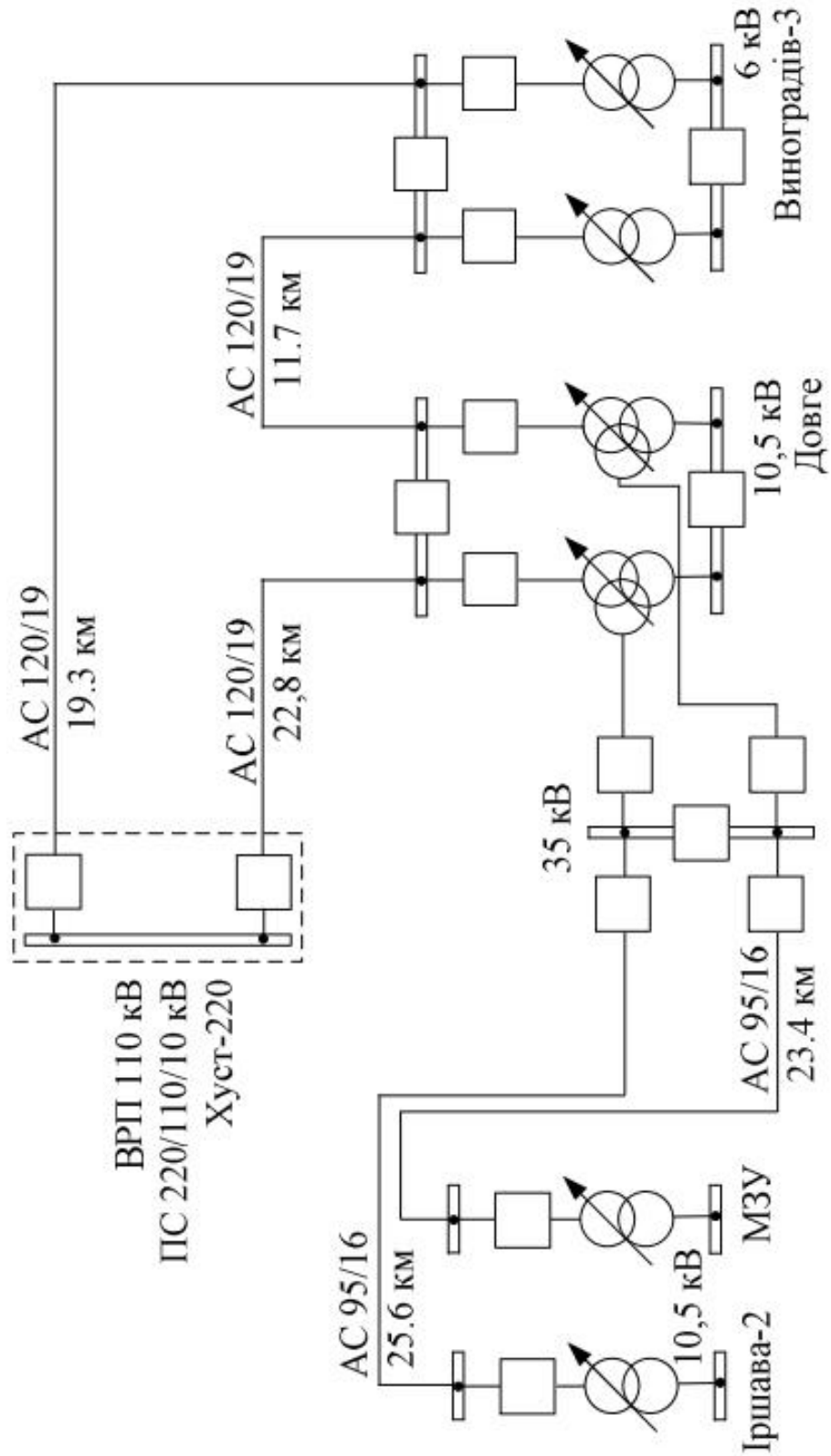


Рисунок 2.3 – Схема мережі після реконструкції. Варіант 2.

Електричні навантаження знімаються під час контрольних вимірів, тобто. двічі на рік – взимку та влітку (найкоротший зимовий день і найдовший літній день).

У цій роботі як вихідні дані приймаються параметри контрольного виміру проведеного в 2022 році. Отримані дані будуть використовуватися для подальшого розрахунку режиму роботи, а також для вибору основного обладнання при розрахунку струмів короткого замикання.

Дані контрольного виміру наведено у таблиці.

Таблиця 2.1 – Потужність навантаження підстанцій (МВт).

Підстанція	Навантаження в режимі зимового максимуму	Навантаження в режимі літнього мінімуму
«Довге» (10 кВ)	14.99	6.25
«Виноградів-3»	4.58	1.9
«Іршава-2»	0.7	0.3
«МЗУ»	0.74	0.31

2.2 Прогнозування електричних навантажень

Для прогнозування електричних навантажень на 15 років використовуємо формулу складних відсотків наведену нижче, при цьому відносний приріст навантаження приймемо 0,05 в.о. на рік.

$$P_{\text{прог.}} = P_{\text{пот.}} \cdot (1 + 0,05)^{T_{\text{прог.}} - T_{\text{пот.}}}$$

де $P_{\text{прог.}}$ – прогнозована активна потужність навантаження (МВт);

$P_{\text{пот.}}$ – поточна потужність навантаження (МВт);

0,05 – відносне збільшення навантаження протягом року для даного району;

$T_{\text{прог.}}$ - рік, на який прогнозується навантаження;

$T_{\text{пот.}}$ – рік на який прогнозується навантаження

Для прикладу розглянемо прогнозування активного та реактивного навантажень на підстанції «Довге» з сторони 10 кВ:

$$P_{\text{прог.}} = P_{\text{ном.}} \cdot (1 + 0,05)^{T_{\text{прог.}} - T_{\text{ном.}}} = 14,99 \cdot (1 + 0,05)^{2035 - 2020} = 34,35$$

$$Q_{\text{прог.}} = Q_{\text{ном.}} \cdot (1 + 0,05)^{T_{\text{прог.}} - T_{\text{ном.}}} = 5,99 \cdot (1 + 0,05)^{2035 - 2020} = 13,74$$

Таблиця 2.2 – Прогнозоване навантаження підстанцій.

Підстанція	Зимовий максимум		Літній мінімум	
	МВт	МВАр	МВт	МВАр
«Довге» (10 кВ)	34.35	13.74	14.37	5.74
«Виноградів-3»	10.53	4.21	4.37	1.75
«Іршава-2»	1.61	0.64	0.69	0.27
«МЗУ»	1.7	0.68	0.71	0.28

Розрахунок навантажень».

Згідно з вихідними даними споживачами електричної енергії в даному районі є наступні категорії приймачів: промисловість 70%, населення 20%. Основні дані отримані в ході розрахунку зводимо в таблицю 2.3. У таблиці 2.3 вказані основні дані про електричні навантаження необхідні розрахунку компенсуючих пристроїв, розрахунку режиму роботи мережі.

Таблиця 2.3 – Розрахунок електричних навантажень

Підстанція	Активна потужність			Реактивна потужність		
	максимальна	ефективна	середня	максимальна	ефективна	середня
«Довге» (10 кВ)	34.35	24.398	24.066	25.737	21.063	20.919
«Виноградів-3»	10.53	7.479	7.378	7.89	6.457	6.413
«Іршава-2»	1.61	1.144	1.128	1.206	0.987	0.98
«МЗУ»	1.7	1.207	1.191	1.274	1.042	1.035

2.3 Розробка та аналіз варіанту підключення підстанцій

Найбільш оптимальним варіантом підключення підстанції «Виноградів-3» з точки зору надійності електропостачання є її приєднання до шин розподільчого відкритого пристрою 110 кВ ПС 220/110/10 кВ Хуст-220.

Як реконструкція передбачається заживлення підстанції «МЗУ» безпосередньо від РП СН підстанції «Довге» для підвищення надійності електропостачання, а також підключення підстанції «Виноградів-3» у двох варіантах. У першому випадку передбачається підключення «Виноградів-3» від «Хуст-220» двоколовою ПЛ, другий варіант передбачає створення кільця «Хуст-220» – «Виноградів-3» – «Довге» – «Хуст-220».

У першому випадку знадобиться встановлення додатково двох комірок вимикачів на «Хуст-220», що не потребує значних кап. Вкладень, так як розподільний пристрій 110 кВ являє собою дві робочі системи шин з обхідною системою. Додатково в даному випадку знадобиться спорудження двоколової ПЛ 110 кВ, що проходить в одному коридорі з ПЛ 110 кВ «Хуст-220» – «Довге». До плюсів даної реконструкції можна віднести простоту отриманої схеми та високу надійність електропостачання підстанцій «Довге» та «Виноградів-3».

У разі другого варіанта реконструкції при спорудженні кільця між підстанціями 110 кВ буде потрібно реконструкція розподільних пристроїв високої напруги підстанцій «Довге» та «Виноградів-3» зі «здвоєного блоку» на «місток», що значно підвищує вартість даної реконструкції. Додатково до цього потрібно спорудження нової одноколової ПЛ 110 кВ між підстанціями «Довге» та «Виноградів-3». До плюсів даної реконструкції відноситься традиційно високий рівень надійності електропостачання «кільця», при цьому є значна кількість мінусів таких як складність управління режимами роботи мережі, а як і вказувалося раніше значні капітальні вкладення у реконструкцію. У таблиці наведено основні характеристики отриманих під час реконструкції систем електропостачання:

Таблиця 4 - Порівняння конкурентоспроможних варіантів

Схема	Варіант № 1	Варіант № 2
Додаткове спорудження ПЛ (110 кВ), одноколове виконання (км)	6	11.7
Додаткове встановлення вимикачів (шт)	4	4

Як видно з таблиці перший варіант реконструкції за кількістю обладнання перевершує другий варіант, однак кільцева схема другого варіанту є найбільш переважальною з точки зору надійності електропостачання, простоти виведення в ремонт обладнання та ведення режиму роботи, так як пріоритетним завданням у цій роботі є підвищення надійності електропостачання отже для подальшого поглибленого опрацювання залишаємо другий варіант.

2.4 Баланс активної та реактивної потужності

При виробленні та споживанні енергії на змінному струмі рівності вироблюваної та споживаної електроенергії в кожен момент часу відповідає рівність вироблюваної та споживаної не тільки активної, а й реактивної потужності. Ці умови можна записати так:

$$\sum P_G = \sum P_H + \sum \Delta P$$

$$\sum Q_G = \sum Q_H + \sum \Delta Q$$

Визначаємо максимальне значення реактивної потужності споживаної на підстанції за формулою:

$$Q_{max.i} = P_{max.i} \operatorname{tg} \varphi_{\min}$$

де $P_{max.i}$ – максимальна активна потужність i -тої підстанції;

Виконується розрахунок балансу реактивної потужності в результаті якого визначається балансуєчий тангенс $\operatorname{tg} \varphi_{\min}$.

$$Q_{\text{спож. max}} = k_{0(Q)} \sum_{i=1}^n Q_{max.i} + \Delta Q_{T.\Sigma} + \sum_{i=1}^n (Q_{ПЛ.\Sigma} - \Delta Q_{C.\Sigma})$$

де $k_{0(Q)}$ – коефіцієнт одночасності найбільших реактивних навантажень споживачів $k_{0(Q)} = 0,98$;

n – кількість пунктів споживання електроенергії;

$\Delta Q_{T.\Sigma}$ – сумарні втрати реактивної потужності у трансформаторах та автотрансформаторах;

$Q_{пл.\Sigma}$ – втрати реактивної потужності в лінії (на початковому етапі приймаються рівними реактивної потужності генерованої лінією);

$\Delta Q_{C.\Sigma}$ – реактивна потужність, що генерується лінією.

Втрати реактивної потужності у трансформаторах та автотрансформаторах підраховуються за формулою:

$$\Delta Q_{T.\Sigma} = 0,1 \cdot \sum_{i=1}^n a_i \cdot S_{\max.i}$$

де a_i – кількість трансформацій напруги від джерела до споживачів у i -му пункті мережі;

$S_{\max.i}$ – максимальна потужність на підстанції, яка визначається за формулою:

$$S_{\max.i} = \sqrt{P_{\max.i}^2 + Q_{\max.i}^2}$$

Для оцінки втрат реактивної потужності повітряних лініях 35 кВ питомий реактивний опір лінії може бути прийнято рівним 0.4 Ом/км, а генерація реактивної потужності не враховується. Для повітряних ліній 110 кВ допускається на цій стадії розрахунку приймати рівними величини втрат та генерації реактивної потужності.

Отримане за значенням сумарної реактивної споживаної потужності порівнюється зі значенням потужності, що генерується. Компенсуючі пристрої є додатковим джерелом реактивної потужності електричних мережах. Сумарна потужність КУ визначається з виразу:

$$Q_{KV\Sigma} = Q_{\text{спож.макс}} - Q_{T\Sigma}$$

Конденсаторні пристрої сумарною потужністю повинні бути розподілені між підстанціями мережі, що проектується, таким чином, щоб втрати активної потужності в мережі були мінімальними.

За відомої сумарної потужності КУ можна знайти балансуючий тангенс, за формулою:

$$\operatorname{tg} \varphi_{\text{бал}} = \frac{\left(\sum_{i=1}^m Q_{\text{max}.i} - Q_{\text{КУ}\Sigma} \right)}{\sum_{i=1}^m P_{\text{max}.i}}$$

Зробимо розрахунок повної споживаної потужності для підстанцій 110 кВ (МВА):

$$S_{\text{max}.\text{ВИН}} = \sqrt{P_{\text{max}.\text{ВИН}}^2 + Q_{\text{max}.\text{ВИН}}^2} = \sqrt{10,53^2 + 7,89^2} = 13,15 \text{ МВА}$$

$$S_{\text{max}.\text{ДОВ}} = \sqrt{P_{\text{max}.\text{ДОВ}}^2 + Q_{\text{max}.\text{ДОВ}}^2} = \sqrt{35,75^2 + 25,74^2} = 44,05 \text{ МВА}$$

Знаходимо сумарні втрати реактивної потужності (МВАр):

$$Q_{\text{T.}\Sigma} = 0,1 - (13,15 + 44,05) = 5,72 \text{ МВАр}$$

Знаходимо споживану потужність (МВАр):

$$Q_{\text{спож.}\text{max}} = 0,98 - (7,89 + 25,74) + 5,72 = 38,68 \text{ МВАр}$$

Визначаємо балансуючий $\operatorname{tg} \varphi$:

$$\operatorname{tg} \varphi_{\text{бал}} = \frac{38,68}{45,06} = 0,85$$

Оскільки, гранично допустимий тангенс (для 110 кВ = 0,4) менше ніж балансуючий, то компенсацію реактивної потужності проводимо по першому.

2.5 Вибір компенсуючих пристроїв

Для вибору потужності силових трансформаторів та перерізів проводів ЛЕП, визначається економічно вигідна реактивна потужність, що задається енергосистемою у години максимальних навантажень.

Визначаємо необхідну потужність компенсуючих пристроїв на кожній підстанції за години максимальних навантажень електричної мережі:

$$Q_{KV.i}^{mp} = Q_{\max.i} - P_{\max.i} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\min}$$

де $\operatorname{tg} \varphi_{\min}$ – мінімальний кут.

Компенсація реактивної потужності істотно впливає на економічні показники функціонування електричної мережі, оскільки дозволяє знизити втрати активної потужності та електроенергії в елементах мережі.

Необхідну потужність однієї системи шин (СШ) визначають за такою формулою:

$$Q_{KV.СШ.i}^{mp} = \frac{Q_{KV.i}^{mp}}{2}$$

За необхідною потужністю однієї системи шин вибираємо компенсуючі пристрої, визначається їх необхідна кількість і фактична сумарна реактивна потужність Q_{KV}^{ϕ} .

Некомпенсована потужність визначається в такий спосіб.

$$Q_{некомп.i} = Q_{\max.i} - Q_{KV}^{\phi}$$

Нижче наведено розрахунок компенсуючих пристроїв для підстанцій: Визначаємо необхідну потужність компенсуючих пристроїв (МВАр):

$$Q_{KV.ДОВ}^{mp} = 25,737 - 34,35 \cdot 0,4 = 11,99 \text{ МВАр}$$

Таблиця 2.5 – Параметри встановлених компенсуючих пристроїв на підстанціях:

Назва підстанції	$U_{ном}$, кВ	Q_{KV}^{TP} , МВАр	Q_{KV}^{ϕ} , МВАр	$Q_{нек.2}$, МВАр
«Виноградів-3»	6	3.68	$(1,4 + 0,45) \times 2$	4.19
«Довге»	10	11.99	6×2	13.74

Для підстанції «Виноградів-3» необхідна потужність конденсаторів становить 3,68 МВАр, тому встановлюємо одну батарею марки УКЛ56–6–1400У3 і одну батарею марки УКЛ56–6–450У3 на кожну

систему шин 6 кВ. Для підстанції «Довге» необхідна потужність конденсаторів становить 11,99 МВАр, отже встановлюємо одну батарею марки УКЛ56 – 10 – 6000У3 на кожну систему шин 10 кВ.

2.6 Вибір трансформаторів

Потужність силових трансформаторів визначається із сумарної середньої активної потужності споживачів підстанції та некомпенсованої реактивної. Потужність трансформатора в нормальних умовах експлуатації повинна забезпечувати живлення електричною енергією всіх споживачів, підключених до цієї підстанції. Крім того, потрібно враховувати необхідність забезпечення відповідальних споживачів (I та II категорій) електричною енергією та у разі аварії на одному із трансформаторів, встановлених на підстанції. Тому якщо підстанція живить споживачів зазначених категорій, на ній має бути встановлено не менше двох трансформаторів. У разі аварії на одному із трансформаторів, другий має забезпечити повною потужністю названих споживачів.

Розрахункову потужність силового трансформатора визначаємо за формулою:

$$S_{розр.i} = \frac{\sqrt{P_{сеп.i}^2 + Q_{нек.i}^2}}{n \cdot k_{з.онт}}$$

де n – кількість трансформаторів;

$k_{з.онт}$ – оптимальний коефіцієнт завантаження, $k_{з.онт} = 0,7$ (для двох);

$k_{з.онт} = 0,85$ (для одного).

За розрахунковою потужністю трансформаторів визначаємо номінальну потужність трансформаторів.

Перевіряємо вибрані трансформатори за коефіцієнтом завантаження при номінальному та після аварійному режимі.

$$k_{з.н.} = \frac{\sqrt{P_{сер.і}^2 + Q_{нек.і}^2}}{n \cdot S_{ном}}$$

де $S_{ном}$ – номінальна потужність трансформатора;

$k_{з.н.}$ – коефіцієнт завантаження при номінальному режимі роботи ($k_{з.н.} \leq 0,5 - 0,75$).

$$k_{з.післяв.} = k_{з.н.} \cdot 2$$

де $k_{з.післяв.}$ – коефіцієнт завантаження трансформатора в післяаварійному режимі роботи ($k_{з.післяв.} \leq 1,4 - 1,5$).

Підстанція «Виноградів-3»:

Вибираємо трансформатор *ТМН – 6300 / 110*

Перевірка коефіцієнта завантаження у нормальному режимі роботи:

$$k_{з.н.} = \frac{\sqrt{7,38^2 + 4,19^2}}{2 \cdot 6} = 0,67$$

Перевірка коефіцієнта завантаження у післяаварійному режимі роботи:

$$k_{з.післяв.} = 0,67 \cdot 2 = 1,34$$

Аналогічно проводимо вибір та перевірку трансформаторів для інших підстанцій.

Таблиця 2.6 – Вибір трансформаторів

Назва підстанції	$S_{розр.2}$, МВА	$S_{ном.2}$, МВА	$k_{з.н.}$	$k_{з.післяв.}$	Марка трансформатора
«Виноградів-3»	6.06	6.3	0.67	1.35	<i>ТМН – 6300 / 110</i>
«Довге»	19.79	25	0.4	0.8	<i>ТДТН – 25000 / 110</i>
«Іршава-2»	1.99	2.5	0.64	-	<i>ТМН – 2500 / 35</i>
«МЗУ»	1.98	2.5	0.66	-	<i>ТМН – 2500 / 35</i>

2.7 Вибір проводів ліній електропередачі

У даному пункті виконаємо вибір перерізу та марки дроту для одноколової повітряної лінії сполучної ПС «Довге» та ПС «Виноградів-3».

Проводи для ліній електропередач вибираються за розрахунковим струмом, визначеним за методом економічних струмових інтервалів, що визначається за формулою:

$$I_p = I_{\max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t$$

де α_i – коефіцієнт враховує зміни навантаження за роками експлуатації лінії. Для ліній 110-220 кВ приймається рівним 1,05;

α_t – коефіцієнт, що враховує кількість годин використання максимального навантаження лінії T_{\max} та коефіцієнт суміщення максимумів електричної мережі K_{\max} ;

I_{\max} – максимальне значення поточного струму по лінії, який знаходиться за формулою:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{P_{\max}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_{\text{ц}} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \sqrt{3}}$$

де P_{\max} – максимальний потік активної потужності поточної лінії в зимовому режимі;

$Q_{\text{неск}}$ – потік некомпенсованої потужності;

$U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга;

$n_{\text{ц}}$ – число кіл на лінії.

Далі розрахунковим струмом, визначаємо переріз ліній.

Вибраний переріз необхідно перевірити по нагріванню тривало допустимим струмом у післяаварійному режимі. Тяжким післяаварійним режимом вважається обрив найбільш завантажених головних ділянок у замкнутих мережах та обрив одного кола у двоколових лініях.

Визначаємо максимальне значення струму (визначається за потужністю ПС Довге) (кА):

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{34,25^2 + 13,74^2}}{110 \cdot \sqrt{3}} = 0,185 \text{ кА.}$$

Визначаємо розрахункове значення струму на ділянці (кА):

$$I_p = 0,185 - 1,05 \cdot 1 = 0,194$$

Приймаємо марку дроту для даного струму $AC 150 / 24$

2.8 Розрахунок струмів короткого замикання

Розрахунок струмів короткого замикання проводиться для вибору та перевірки електричних апаратів та провідників на підстанціях. Значення періодичної складової струму КЗ, періодичної складової струму КЗ в момент відключення, аперіодичної складової струму КЗ в момент відключення в заданій точці необхідно для перевірки комутаційної здатності вимикача значення ударного струму КЗ необхідно для перевірки електродинамічної стійкості комутаційних апаратів і трансформаторів струму.

Розрахунок струмів КЗ починається з вибору розрахункового місця КЗ. Місце КЗ вибирається таким чином, щоб виявити найважчий випадок.

На рис. 2.4 представлено розрахункову схему заміщення прямої послідовності для розрахунку струмів короткого замикання.

У схемі заміщення елементи мережі представлені індуктивними опорами, активні опори будуть використані далі для визначення аперіодичної складової струму короткого замикання.

При розрахунку було прийнято такі розрахункові умови:

ЕРС системи дорівнює одиниці, опір системи визначається через потужність короткого замикання на шинах 110 кВ системи – «Хуст-220», відповідно струм трифазного короткого замикання визначається через вимикач, який встановлено на цій підстанції (вимикач типу МКП, номінальний струм відключення 20 кА)

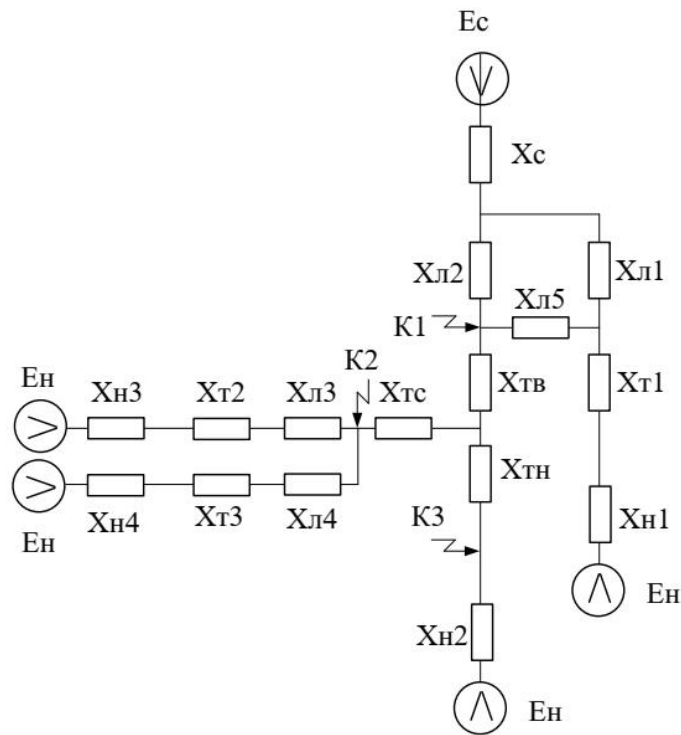


Рисунок 2.4 – Схема заміщення для розрахунків струмів короткого замикання.

Приймаємо базисні умови: базисна потужність

- 1) $S_{\sigma} = 100 \text{ MVA}$,
- 2) базисна напруга на стороні 110 кВ – $U_{\sigma 110} = 115$,
- 3) базисна напруга на стороні 35 кВ – $U_{\sigma 35} = 37,5$,
- 4) базисна напруга на стороні 10 кВ – $U_{\sigma 10} = 10,5$.
- 5) ЕРС і опір навантаження відповідно дорівнюють 0,85 і 0,35 в.о. Для

прикладу визначимо струм короткого замикання на стороні високої напруги підстанції «Довге», розрахункова точка К1, при цьому врахуємо умови: якщо джерело струму знаходиться за двома ступенями трансформації, то ними знехтуємо.

Базовий струм на кожній стороні розраховуємо за відповідною формулою:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}}$$

де I_{σ}, U_{σ} – базисні струм та напруга на одному ступені номінальної напруги.

Наприклад визначаємо значення базисного струму на стороні 110 кВ:

$$I_{б110} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502$$

Визначаємо опори елементів у відносних одиницях, приведені до базисних умов (в.о.):

$$X_{ЛЕП} = x_{уд} \cdot l \frac{S_{б}}{U_{сер}^2};$$

$$X_{ЛЕП} = \frac{u_{к\%}}{100} \cdot \frac{S_{б}}{S_{ном}};$$

$$X_{СИС} = \frac{S_{б}}{S_{ном}}.$$

де $U_{сер}$ – середня напруга ступеня (кВ);

$S_{б}$ – базисна потужність (МВА);

$S_{ном}$ – потужність системи (МВА), визначається з вимикаючої здатності вимикача на стороні 110 кВ «Хуст-220».

Визначаємо опори ПЛ для цієї схеми:

«Хуст-220» – «Виноградів-3»

$$X_{ЛЕП1} = 0,4 \cdot 14,3 \frac{100}{115^2} = 0,04$$

«Хуст-220» – «Довге»

$$X_{ЛЕП2} = 0,4 \cdot 3 \frac{100}{115^2} = 0,009$$

«Виноградів-3» – «Довге»

$$X_{ЛЕП1} = 0,4 \cdot 11,7 \frac{100}{115^2} = 0,025$$

«Довге» – «Іршава-2»

$$X_{ЛЕП2} = 0,4 \cdot 13,6 \frac{100}{115^2} = 0,415$$

«Довге» – «МЗУ»

$$X_{ЛЕП2} = 0,4 \cdot 31,4 \frac{100}{115^2} = 1,019$$

Визначаємо опір системи:

$$S_{СИС} = \frac{100}{4157} = 0,024$$

де $S_{СИС}$ – потужність системи (МВА), визначається з вимикаючої здатності вимикача, на стороні 110 кВ «Хуст-220» (МВА).

$$S_{СИС} = \sqrt{3} \cdot U_{мер} \cdot I_{ном.вим.} = \sqrt{3} \cdot 120 \cdot 20 = 4157$$

Визначаємо опори триобвиткового трансформатора на підстанції «Довге»:

$$x_{ТВ} = 0,005 \cdot (u_{K\%BC} + u_{K\%BH} - u_{K\%CH}) \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{ном}} \cdot \frac{1}{2} = 0,005 \cdot (10,5 + 17 - 6) \cdot \frac{100}{25} \cdot \frac{1}{2} = 0,215$$

$$x_{ТС} = 0,005 \cdot (u_{K\%BC} - u_{K\%BH} + u_{K\%CH}) \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{ном}} \cdot \frac{1}{2} = 0,005 \cdot (10,5 - 17 + 6) \cdot \frac{100}{25} \cdot \frac{1}{2} \approx 0$$

$$x_{ТВ} = 0,005 \cdot (-u_{K\%BC} + u_{K\%BH} + u_{K\%CH}) \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{ном}} \cdot \frac{1}{2} = 0,005 \cdot (-10,5 + 17 + 6) \cdot \frac{100}{25} \cdot \frac{1}{2} = 0,125$$

Визначаємо опори двообвиткових трансформаторів на підстанції «Виноградів-3»:

$$X_{T1} = \frac{u_{K\%}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{ном}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{6,3} = 1,667$$

Визначаємо опори двообвиткових трансформаторів на підстанції «Іршава-2» та «МЗУ»:

$$X_{T2} = X_{T3} = \frac{u_{K\%}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{ном}} = \frac{6,5}{100} \cdot \frac{100}{2,5} = 2,6$$

де $u_{K\%}$ – напруга короткого замикання трансформатора.

Визначаємо опори навантаження на стороні низької напруги підстанції «Довге» та «Виноградів-3» (потужність навантаження на стороні низької напруги становлять відповідно 36.99 та 8.48 МВА)

$$X_{ДОВ} = 0,35 \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{ДОВ}} = 0,35 \cdot \frac{100}{36,99} = 0,94,$$

$$X_{ВИН} = 0,35 \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{ВИН}} = 0,35 \cdot \frac{100}{8,48} = 4,12$$

Розрахункова схема для першої точки показана на рис. 2.5.

$$X1 = X_{ТВ} + X_{ТН} + X_{ДОВ} = 0,215 + 0,125 + 0,94 = 1,28$$

$$X2 = X_{Т1} + X_{ВНН} = 1,667 + 4,12 = 5,79$$

$$X12 = \frac{X_{Л1} \cdot X_{Л2}}{X_{Л1} + X_{Л2} + X_{Л5}} = \frac{0,04 \cdot 0,009}{0,04 + 0,009 + 0,025} = 0,041$$

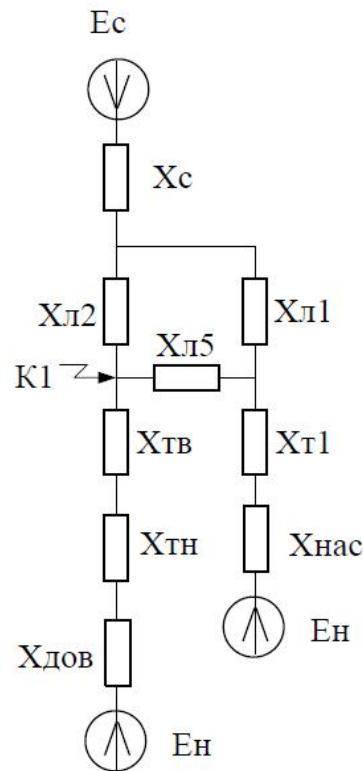


Рисунок 2.5 – Розрахунок КЗ в точці 1.

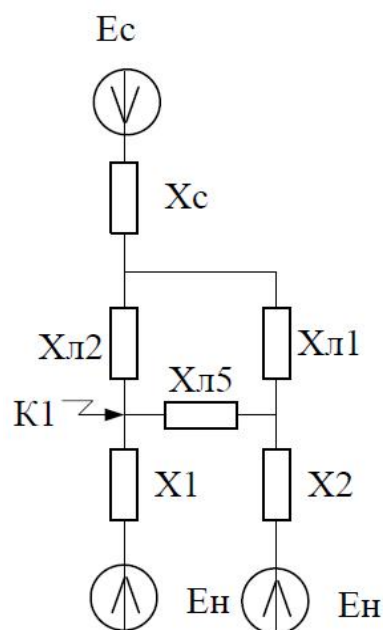


Рисунок 2.6 – Схема заміщення

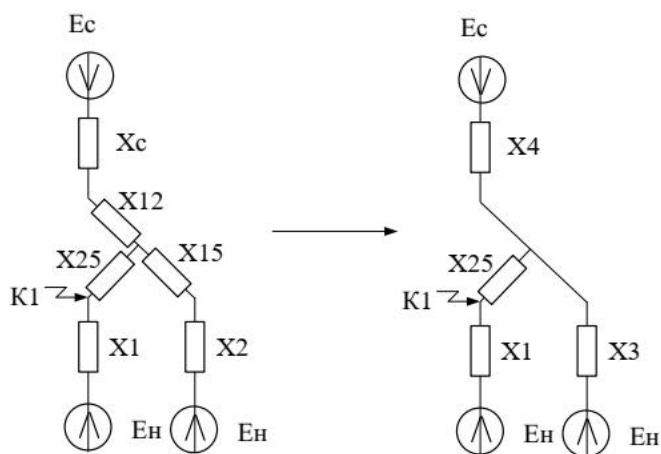


Рисунок 2.7 – Схема заміщення.

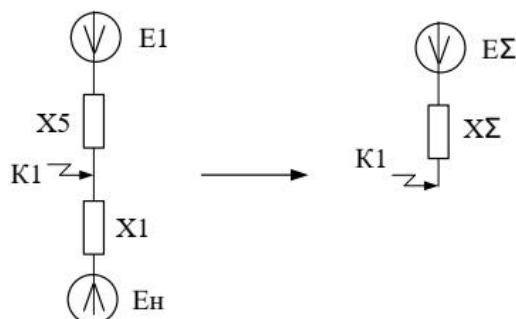


Рисунок 2.7 – Визначення сумарної ЕРС та опору.

$$X_{15} = \frac{X_{J1} \cdot X_{J5}}{X_{J1} + X_{J2} + X_{J5}} = \frac{0,04 \cdot 0,025}{0,04 + 0,009 + 0,025} = 0,013$$

$$X_{25} = \frac{X_{J2} \cdot X_{J5}}{X_{J1} + X_{J2} + X_{J5}} = \frac{0,009 \cdot 0,025}{0,04 + 0,009 + 0,025} = 0,003$$

$$X_3 = X_2 + X_{15} = 5,79 + 0,013 = 5,803$$

$$X_4 = X_{12} + X_{cuc} = 0,041 + 0,024 = 0,065$$

$$X_5 = \frac{X_3 \cdot X_4}{X_3 + X_4} + X_{25} = \frac{5,803 \cdot 0,065}{5,803 + 0,065} + 0,003 = 0,067$$

$$X_{\Sigma} = \frac{X_1 \cdot X_5}{X_1 + X_5} = \frac{1,28 \cdot 0,067}{1,28 + 0,067} = 0,063$$

$$E_1 = \frac{X_3 \cdot E_c + X_4 \cdot E_H}{X_3 + X_4} = \frac{5,803 + 0,0654 \cdot 0,85}{5,803 + 0,065} = 0,99$$

$$E_{\Sigma} = \frac{X_1 \cdot E_1 + X_5 \cdot E_H}{X_1 + X_5} = \frac{1,28 \cdot 0,99 + 0,067 \cdot 0,85}{1,28 + 0,067} = 0,98$$

Значення періодичної складової струму КЗ у початковий час можна отримати за формулою:

$$I_{II} = \frac{E_{\Sigma}}{X_{\Sigma}} \cdot I_{\sigma}$$

де E та X – ЕРС та опір відповідної гілки.

Визначимо значення періодичної складової струму короткого замикання у першій розрахунковій гілці:

$$I_{II1} = \frac{0,98}{0,063} \cdot 0,502 = 7,8$$

Значення аперіодичної складової струму КЗ у момент відключення КЗ та ударний струм КЗ визначаються відповідно за виразами:

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{II} \cdot e^{\frac{-t_{OB}}{T_a}},$$

$$i_{y\sigma} = \sqrt{2} \cdot I_{II} \cdot K_{y\sigma},$$

де T_a – стала часу, $T_a = \frac{X_{\Sigma}}{\omega R_{\Sigma}}$;

t_{OB} – час відключення вимикача з урахуванням часу спрацьовування захисту, прийmemo 0,65;

$K_{y\sigma}$ – ударний коефіцієнт.

Сумарний активний опір до точки короткого замикання визначається аналогічно до індуктивного опору шляхом заміщення схеми до результуючого опору.

Визначаємо значення аперіодичної складової струму короткого замикання у першій точці:

$$i_{at1} = \sqrt{2} \cdot 7,8 \cdot e^{\frac{-0,065}{0,033}} = 1,71$$

Відповідно значення ударного струму для даної точки становитиме:

$$i_{y\sigma} = \sqrt{2} \cdot 7,8 \cdot 1,7 = 18,75$$

Значення інших параметрів необхідні вибору основного обладнання в розрахункових точках зведені в таблицю:

Таблиця 2.7 – Розрахунок струмів короткого замикання на ПС «Довге».

Точка КЗ	Періодична складова струму, кА	Аперіодична складова струму, кА	Ударний струм кА
1	7.8	1.71	18.75
2	10.26	1.66	24.66
3	17.25	1.31	41.47

2.9 Висновки до розділу 2

В даному розділі здійснено розрахунок електричних навантажень, враховуючи прогнозування електричних навантажень на наступні 15 років. Для цього використано формулу складних відсотків, при цьому відносний приріст навантаження прийнято 0,05 в.о. на рік.

Проведено розробку та аналіз варіанту підключення підстанцій, вибрано і другий варіант реконструкції: при спорудженні кільця між підстанціями 110 кВ буде потрібно реконструкція розподільних пристроїв високої напруги підстанцій «Довге» та «Виноградів-3» зі «здвоєного блоку» на «місток», що значно підвищує вартість даної реконструкції. Додатково до цього потрібно спорудження нової одноколлової ПЛ 110 кВ між підстанціями «Довге» та «Виноградів-3». До плюсів даної реконструкції відноситься традиційно високий рівень надійності електропостачання «кільця», при цьому є значна кількість мінусів таких як складність управління режимами роботи мережі, а як і вказувалося раніше значні капітальні вкладення у реконструкцію. Наведено основні характеристики отриманих під час реконструкції систем електропостачання:

Розраховано баланс активної та реактивної потужності, здійснено вибір компенсуючих пристроїв, та вибір силових трансформаторів, вибір проводів ліній електропередачі

Здійснено розрахунок струмів короткого замикання, який проводиться для вибору та перевірки електричних апаратів та провідників на підстанціях.

3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

3.1 Вибір обладнання розподільних пунктів

Вибір обладнання РП ведеться на основі даних розрахунку струмів КЗ, обраної схеми РП, характеру споживачів електроенергії та кліматичних умов району розміщення підстанції.

Також для вибору обладнання РП необхідні дані про максимальні робочі струми, які визначаються з розрахунку режимів.

Наприклад проведемо вибір основного електричного обладнання підстанції «Довге»

Значення максимальних робочих струмів на підстанції «Довге» наведено у таблиці.

Таблиця 3.1 – Максимальні робочі струми в РП ПС «Довге».

Номінальна напруга, кВ	Значення струму, А
110	262
35	272.1
10	952

У цьому розділі проводиться вибір та перевірка наступного підстанційного обладнання: вимикачі, роз'єднувачі, трансформатори струму, трансформатори напруги, гнучка ошиновка, нелінійні обмежувачі перенапруг.

3.1.1 Вибір вимикачів на стороні 110 кВ.

Вибір вимикачів здійснюється за номінальною напругою та номінальним струмом:

Напруга мережі 110 кВ.

Спочатку приймаємо для всіх підстанцій вимикач елегазовий марки LTB 145D1/B, виробництва компанії ABB.

Привід вимикача – пневматичний.

Дугогасильний пристрій працює на принципі пневматичного дуття. Вимикач забезпечений фільтром для поглинання вологи та продуктів розкладання елегазу.

Шафа управління оснащена пневматичним приводом, який здійснює відключення вимикача при подачі повітря в надпоршневий простір приводу. У відключеному положенні контакти утримуються за допомогою механічної клямки.

Включення здійснюється за допомогою пружин при вибиванні клямки приводу. Зв'язок між приводом і пристроєм гасіння здійснюється за допомогою ізоляційної тяги, розміщеної в опорній колонці.

Розподільча шафа призначена для пневматичного та електричного зв'язку трьох полюсів вимикача.

Даного типу вимикачі мають такі переваги:

- вибухо- та пожежобезпечність;
- висока стійкість при комутації номінальних струмів та номінальних струмів відключення. Для елегазових вимикачів – до 5 тис. відключень номінальних струмів та 20-50 відключень номінальних струмів відключення:
- відсутність у процесі роботи зовнішніх ефектів та забруднень навколишнього середовища;
- відсутність додаткових динамічних навантажень на фундамент при комутації струмів КЗ.

Вибраний вимикач перевіряється на комутаційну здатність, електродинамічну стійкість, термічну стійкість.

Порівняння параметрів вибраного вимикача зі значеннями, отриманими при розрахунку струмів КЗ, показано в табл. 3.2.

Таблиця 3.2 – Вибір та перевірка вимикачів 110 кВ.

Номинальні параметри вимикача		Розрахункові дані	Умови вибору та перевірки
Номинальна напруга $U_{ном}$ (кВ)	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{Н.МЕР}$
Номинальний струм $I_{ном}$ (А)	3150	262	$I_{НОМ} \geq I_{Н.МЕР}$
Номинальний струм вмикання $I_{вм}$ (кА)	40	7.8	$I_{вм} \geq I_{ПО}$
Найбільший пік струму вмикання $I_{пк}, I_{уд}$ (кА)	102	18.75	$I_{вм} \geq I_{уд}$
Номинальний струм вимикання $I_{вим}$ (кА)	40	7.8	$I_{ВИМ} \geq I_{ПО}$
Номинальне значення аперіодичної складової, I_a (кА)	$\sqrt{2} \cdot \beta \cdot I_{вим} =$ $\sqrt{2} \cdot 0,45 \cdot 40 =$ 25,456	1.71	$i_{АН} \geq i_A$
Граничний наскрізний струм $I_{гр.наск}, I_{уд}$ (кА)	102	18.75	$i_{гр.наск} \geq i_{уд}$
Термічна стійкість, $I_{мер}^2 \times t_{мер}$ (кА ² · с)	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} =$ $40^2 \cdot 3 = 4800$	926.11	$I_{мер}^2 \times t_{мер} \geq B_K$

Вимикач підходить за усіма параметрами.

3.1.2 Вибір вимикачів на стороні 35 кВ.

Спочатку приймаємо для всіх підстанцій вимикач елегазовий фірми АВВ.

Таблиця 3.3 – Вибір та перевірка вимикачів 35 кВ

Номинальні параметри вимикача		Розрахункові дані	Умови вибору та перевірки
Номинальна напруга $U_{ном}$ (кВ)	35	35	$U_{НОМ} \geq U_{Н.МЕР}$
Номинальний струм $I_{ном}$ (А)	630	272.1	$I_{НОМ} \geq I_{Н.МЕР}$
Номинальний струм вмикання $I_{вм}$ (кА)	12.5	10.26	$I_{вм} \geq I_{ПО}$
Найбільший пік струму вмикання $I_{пк}, I_{уд}$ (кА)	31	24.66	$I_{вм} \geq I_{уд}$
Номинальний струм вимикання $I_{вим}$ (кА)	12.5	10.26	$I_{ВИМ} \geq I_{ПО}$
Номинальне значення аперіодичної складової, I_a (кА)	$\sqrt{2} \cdot \beta \cdot I_{вим} =$ $\sqrt{2} \cdot 0,45 \cdot 12,5 =$ 7,954	1.66	$i_{АН} \geq i_A$
Граничний наскрізний струм $I_{гр.наск}, I_{уд}$ (кА)	31	24.66	$i_{гр.наск} \geq i_{уд}$
Термічна стійкість, $I_{мер}^2 \times t_{мер}$ (кА ² · с)	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} =$ $12,5^2 \cdot 3 = 4683,8$	315.81	$I_{мер}^2 \times t_{мер} \geq B_K$

3.1.3 Вибір вимикачів на стороні 10 кВ.

Прийемо до встановлення вакуумний вимикач *ВВ / TEL 10 – 20 / 1000*.

Таблиця 3.4 – Вибір та перевірка вимикачів 10 кВ.

Номінальні параметри вимикача		Розрахункові дані	Умови вибору та перевірки
Номінальна напруга $U_{НОМ}$ (кВ)	10.5	10.5	$U_{НОМ} \geq U_{Н.МЕР}$
Номінальний струм $I_{НОМ}$ (А)	1000	905	$I_{НОМ} \geq I_{Н.МЕР}$
Номінальний струм вмикання $I_{вм}$ (кА)	20	17.25	$I_{вм} \geq I_{ПО}$
Найбільший пік струму вмикання $I_{пк}, I_{уд}$ (кА)	52	41.47	$I_{вм} \geq I_{уд}$
Номінальний струм вимикання $I_{вим}$ (кА)	20	17.25	$I_{ВИМ} \geq I_{ПО}$
Номінальне значення аперіодичної складової, I_a (кА)	$\sqrt{2} \cdot \beta \cdot I_{вим} =$ $\sqrt{2} \cdot 0,3 \cdot 20 = 8,48$	1.31	$i_{АН} \geq i_A$
Граничний наскрізний струм $I_{гр.наск}, I_{уд}$ (кА)	52	41.47	$i_{гр.наск} \geq i_{уд}$
Термічна стійкість, $I_{мер}^2 \times t_{мер}$ (кА ² · с)	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 20^2 \cdot 3 = 1200$	792.18	$I_{мер}^2 \times t_{мер} \geq B_K$

3.1.4 Вибір роз'єднувачів 110 кВ

Вибір роз'єднувачів аналогічний вибору вимикачів, але перевірка на комутаційну здатність не відбувається, оскільки роз'єднувачі не призначені для розмикання кіл під навантаженням.

За напругою та максимальним робочим струмом виберемо роз'єднувачі марки РДЗ-110/1000 УХЛ 1 (роз'єднувач для зовнішньої установки).

Таблиця 3.5 – Вибір та перевірка роз'єднувачів 110 кВ ПС Довге.

Номінальні параметри роз'єднувача		Розрахункові дані	Умови вибору та перевірки
Номінальна напруга $U_{НОМ}$ (кВ)	1100	110	$U_{НОМ} \geq U_{Н.МЕР}$
Номінальний струм $I_{НОМ}$ (А)	1000	262	$I_{НОМ} \geq I_{Н.МЕР}$
Номінальний струм вмикання $I_{вм}$ (кА)	80	18.75	$I_{вм} \geq I_{ПО}$
Граничний наскрізний струм $I_{гр.наск}, I_{уд}$ (кА)	52	41.47	$i_{гр.наск} \geq i_{уд}$
Термічна стійкість, $I_{мер}^2 \times t_{мер}$ (кА ² · с)	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} =$ $31,5^2 \cdot 3 = 2790,75$	926.11	$I_{мер}^2 \times t_{мер} \geq B_K$

Число заземлювальних ножів визначається місцем встановлення.

3.1.5 Вибір роз'єднувачів 35 кВ.

Порівняння параметрів вибраного роз'єднувача зі значеннями, отриманими при розрахунку струмів КЗ, показано в табл. 3.6.

За напругою та максимальним робочим струмом виберемо роз'єднувачі марки РДЗ-35/1000 УХЛ 1 (роз'єднувач для зовнішньої установки).

Таблиця 3.6 – Вибір та перевірка роз'єднувачів 35 кВ

Номинальні параметри роз'єднувача		Розрахункові дані	Умови вибору та перевірки
Номинальна напруга $U_{ном}$ (кВ)	35	35	$U_{НОМ} \geq U_{Н.МЕР}$
Номинальний струм $I_{ном}$ (А)	1000	272.1	$I_{НОМ} \geq I_{Н.МЕР}$
Номинальний струм вмикання $I_{вм}$ (кА)	80	18.75	$I_{вм} \geq I_{ПО}$
Граничний наскрізний струм $I_{гр.наск}, I_{уд}$ (кА)	63	24.66	$i_{гр.наск} \geq i_{уд}$
Термічна стійкість, $I_{мер}^2 \times t_{мер}$ (кА ² ·с)	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} =$ $31,5^2 \cdot 3 = 2790,75$	315.81	$I_{мер}^2 \times t_{мер} \geq B_K$

Число заземлювальних ножів визначається місцем встановлення.

3.1.6 Вибір трансформаторів струму.

Номинальний струм трансформатора струму має бути якомога ближчим до робочого струму установки, оскільки недовантаження первинної обвитки призводить до збільшення похибок.

Трансформатор струму перевіряється на електродинамічну та термічну стійкість, а також за величиною навантаження в заданому класі точності.

Вторинне навантаження трансформаторів струму складається з опору приладів, з'єднувальних проводів та перехідного опору контактів:

$$Z_2 \approx r_2 = r_{прил.} + r_{пров.} + r_K$$

Опір контактів приймається рівним $r_K = 0,1 \text{ Ом}$. Опір з'єднувальних проводів можна розрахувати за такою формулою:

$$r_{пров} = \frac{\rho \cdot l}{F}$$

де $\rho = 0,0283 \frac{(\text{Ом} \cdot \text{мм}^2)}{\text{м}}$ – питомий опір алюмінію;

l – довжина сполучних проводів, для РП 110 кВ підстанції приймається – 100 м, для РП35, 10 кВ – 60 м;

F – перетин сполучного дроту, $F = 4 \text{ мм}^2$.

Таким чином, опір з'єднувальних проводів (110 кВ):

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 100}{4} = 0,72 \text{ Ом}$$

Опір з'єднувальних проводів (для 35, 10 кВ):

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 600}{4} = 0,43 \text{ Ом}$$

Опір приладів визначається за формулою:

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

де $S_{\text{прил}}$ – потужність, що споживається приладами;

I_2 – вторинний номінальний струм трансформатора струму, $I_2 = 1 \text{ А}$.

Для вимірювання всіх необхідних величин пропонується встановити трифазний вимірювальний лічильник NIK 2307. Розрахунок навантаження найбільш завантаженої фази для РП наведено у табл. 3.7-3.9.

Таблиця 3.7 – Вторинна навантаження трансформаторів струму 110 кВ

Прилад	Тип	Навантаження фази, ВА
Амперметр	Е-350	0.5
Ваттметр	Д-335	0.5
Варметр	Д-335	0.5
Лічильник АЕ	NIK 2307	0.12
Лічильник РЕ		

Таблиця 3.8 – Вторинна навантаження трансформаторів струму 35 кВ

Прилад	Тип	Навантаження фази, ВА
Амперметр	Е-350	0.5
Лічильник АЕ	NIK 2307	0.12
Лічильник РЕ		

Таблиця 3.8 – Вторинна навантаження трансформаторів струму 10 кВ

Прилад	Тип	Навантаження фази, ВА
Амперметр	Е-350	0.5
Лічильник АЕ	НИК 2307	0.12
Лічильник РЕ		

Потужність найбільш завантаженої фази напругою 110 кВ $S_{np} = 1,62 \text{ ВА}$.

Тоді опір приладів:

$$r_{np} = \frac{S_{np}}{I^2} = \frac{1,62}{1} = 1,62 \text{ Ом.}$$

Потужність найбільш завантаженої фази напругою 35 кВ $S_{np} = 0,62 \text{ ВА}$.

Тоді опір приладів:

$$r_{np} = \frac{S_{np}}{I^2} = \frac{0,62}{1} = 0,62 \text{ Ом.}$$

Потужність найбільш завантаженої фази напругою 10 кВ $S_{np} = 0,62 \text{ ВА}$.

Тоді опір приладів:

$$r_{np} = \frac{S_{np}}{I^2} = \frac{1,62}{1} = 1,62 \text{ Ом.}$$

Вторинне навантаження трансформатора струму:

$$Z_{2,110} = 1,62 + 0,71 + 0,1 = 2,43 \text{ Ом}$$

$$Z_{2,35} = 0,62 + 0,43 + 0,1 = 1,15 \text{ Ом}$$

$$Z_{2,10} = 0,62 + 0,43 + 0,1 = 1,15 \text{ Ом}$$

Приймаємо елегазовий трансформатор струму на напругу 110 кВ ТГФМ-110 II-I У1, з номінальним струмом 750 А.

Таблиця 3.9 – Перевірка обраного ТС 110 кВ

Номінальні параметри трансформатора струму		Розрахункові дані	Умови вибору та перевірки
Номінальна напруга $U_{ном}$ (кВ)	110	110	$U_{ном} \geq U_{н.мер}$
Номінальний струм $I_{ном}$ (А)	750	262	$I_{ном} \geq I_{н.мер}$
Граничний наскрізний струм $I_{гр.наск}$, $I_{уд}$ (кА)	126	18.75	$i_{гр.наск} \geq i_{уд}$
Термічна стійкість, $I_{мер}^2 \times t_{мер}$ (кА ² ·с)	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} =$ $68,2^2 \cdot 3 = 13872$	2.43	$I_{мер}^2 \times t_{мер} \geq B_K$
Номінальне вторинне навантаження $Z_{2ном}$ (Ом)	20	2.43	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Приймаємо трансформатор струму на напругу 35 кВ ТВ–35, з номінальним струмом 1000 А.

Таблиця 3.10 – Перевірка обраного ТС 35 кВ

Номінальні параметри трансформатора струму		Розрахункові дані	Умови вибору та перевірки
Номінальна напруга $U_{ном}$ (кВ)	35	35	$U_{НОМ} \geq U_{Н.МЕР}$
Номінальний струм $I_{ном}$ (А)	1000	272.1	$I_{НОМ} \geq I_{Н.МЕР}$
Граничний наскрізний струм $I_{гр.наск}$, $I_{уд}$ (кА)	145	24.66	$i_{гр.наск} \geq i_{уд}$
Термічна стійкість, $I_{мер}^2 \times t_{мер}$ (кА ² · с)	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 49^2 \cdot 3 = 7203$	315.81	$I_{мер}^2 \times t_{мер} \geq B_K$
Номінальне вторинне навантаження $Z_{2ном}$ (Ом)	30	2.43	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Приймаємо трансформатор струму на напругу 6, 10, кВ ТОЛ–10, з номінальним струмом 1000 А.

Таблиця 3.11 – Перевірка обраного ТС 10 кВ

Номінальні параметри трансформатора струму		Розрахункові дані	Умови вибору та перевірки
Номінальна напруга $U_{ном}$ (кВ)	10.5	10.5	$U_{НОМ} \geq U_{Н.МЕР}$
Номінальний струм $I_{ном}$ (А)	1000	952	$I_{НОМ} \geq I_{Н.МЕР}$
Граничний наскрізний струм $I_{гр.наск}$, $I_{уд}$ (кА)	52	41.47	$i_{гр.наск} \geq i_{уд}$
Термічна стійкість, $I_{мер}^2 \times t_{мер}$ (кА ² · с)	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 35^2 \cdot 3 = 3675$	792.19	$I_{мер}^2 \times t_{мер} \geq B_K$
Номінальне вторинне навантаження $Z_{2ном}$ (Ом)	1.2	1.15	$Z_{2ном} \geq Z_2$

3.1.7 Вибір трансформаторів напруги

Трансформатори напруги вибираються:

- за напругою установки
- за класом точності;
- за конструкцією та схемою з'єднання;
- за вторинним навантаженням.

$$S_{2H} \geq S_2$$

де S_{2H} – номінальна потужність у вибраному класі точності;

S_2 – навантаження вимірювальних приладів та реле, приєднаних до трансформатора напруги.

Розрахунок вторинного навантаження трансформатора напруги наведено у таблиці 3.12.

Таблиця 3.12 – Вторинне навантаження ТН (сторона 110 кВ) ПС «Довге»

Прилад	К-сть	Тип	Навантаження фази, ВА
Вольтметр	1	Е-335	2
Вольтметр реєструючий	1	Н-393	10
Частотомір	1	Н-397	7
Варметр	5	Д-335	1.5
Ваттметр	5	Д-335	1.5
Лічильник АЕ	5	NІК 2307	1
Лічильник РЕ			
Сума			39

Приймаємо на стороні 110 кВ трансформатор напруги типу: НКФ-110-06У1 (ХЛ1, Т1)

Таблиця 3.13 – Перевірка вибраного ТН 110 кВ

Номінальні параметри трансформатора напруги		Розрахункові дані	Умови вибору та перевірки
Номінальне вторинне навантаження в класі точності 0,5	400 ВА	39 ВА	$S_{2H} \geq S_2$

Навантаження трансформатора напруги підключеного до однієї з шин РУ визначимо для випадку, коли всі приєднання переведені на цю систему шин. Навантаження складається з навантаження приладів в лінійних, трансформаторних, обхідних і шиноз'єднувальних осередках, а також вольтметрів і частотоміра.

Таблиця 3.14 – Вторинне навантаження ТН (сторона 35 кВ) ПС «Довге»

Прилад	К-сть	Тип	Навантаження фази, ВА
Вольтметр	1	Е-335	2
Варметр	2	Д-335	1.5
Ваттметр	2	Д-335	1.5
Лічильник АЕ	2	NІК 2307	1
Лічильник РЕ			
Сума			10

Приймаємо на стороні 35 кВ всіх підстанцій трансформатор напруги типу: ЗНОМ-35

Таблиця 3.15 – Перевірка вибраного ТН 35 кВ

Номінальні параметри трансформатора напруги		Розрахункові дані	Умови вибору та перевірки
Номінальне вторинне навантаження в класі точності 0,5	150 ВА	10 ВА	$S_{2H} \geq S_2$

Таблиця 3.16 – Вторинне навантаження ТН (сторона 10 кВ) ПС «Довге»

Прилад	К-сть	Тип	Навантаження фази, ВА
Вольтметр	2	Е-335	2
Лічильник АЕ	10	NІК 2307	1
Лічильник РЕ			
Сума			14

Таблиця 3.17 – Перевірка вибраного ТН 10 кВ

Номінальні параметри трансформатора напруги		Розрахункові дані	Умови вибору та перевірки
Номінальне вторинне навантаження в класі точності 0,5	75 ВА	14 ВА	$S_{2H} \geq S_2$

3.1.8 Вибір гнучкої ошиновки

Вибір гнучкої ошиновки проводиться на підстанції при напрузі 110 і 35 кВ, оскільки розподільні пристрої даної напруги розташовані на відкритому повітрі.

Проводимо вибір перерізу на напрузі 110 кВ за допустимим струмом при максимальному навантаженні. Максимальний робочий струм на стороні високої напруги ПС «Довге» становить 262 А, отже приймаємо мінімальний переріз дроту для даної напруги АС 150/24 з максимально допустимим струмом 450 А розташування фаз горизонтальне, міжфазна відстань 300 см.

Перевірка перерізу на термічну стійкість до струмів КЗ не вимагається.

При струмі трифазного КЗ менше 20 кА (як у даному випадку) перевірка шин на схлестування не потрібна.

Проводимо перевірку за умовами корони, визначаємо початкову критичну напруженість на дроті за формулою:

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

де m – коефіцієнт враховує шорсткість поверхні дроту;

r_0 – радіус дроту (см).

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,55}} \right) = 34,86$$

Визначаємо напруженість на дроті за формулою (кВ):

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{сер}}{r_0}}$$

де U – лінійна напруга на дроті (приймаємо 115 кВ);

$D_{сер}$ – середньгеометрична відстань між проводами фаз, для горизонтального розташування фаз і відстані між фазами вона дорівнює 378 см

$$E = \frac{0,354 \cdot 115}{r_0 \cdot \lg \frac{378}{0,55}} = 26,09$$

Відсутність коронування визначаємо за умовою:

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

$$27,92 \leq 31,38$$

Аналогічно вибираємо переріз шини на напругу 35 кВ. В ході розрахунку приймаємо переріз АС 95/16 з максимально допустимим струмом 330 А розташування горизонтальне. Враховуючи той факт, що перетин відходящих ПЛ становить 95 мм², то даний провід залишаємо.

3.1.9 Вибір твердих шин на напрузі 10 кВ.

Проводимо вибір жорстких шин на стороні низької напруги ПС "Довге". Максимальний робочий струм становить 952 А. Приймаємо мінімальний переріз алюмінієвої шини АДО з розмірами 60×6 мм, тривало допустимий струм для цього перерізу становить 1125 А. Шини встановлюємо на ізоляторах лежачи, відстань між фазами 0,4 м.

Перевіряємо шини на термічну стійкість, визначаємо мінімальний переріз за умовами нагрівання струмами КЗ.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{792,19}}{91} = 0,3$$

де B_k – інтеграл джоуля, розрахований раніше при виборі вимикачів.

C – коефіцієнт для алюмінію 91

Перевіряємо шини на механічну міцність, визначаємо проліт за умови, що частота власних коливань складе більше 200 Гц

$$l = \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}} = \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{10,8}{0,45}}} = 2,06$$

де J – момент інерції шини (см³ × см).

q – перетин провідника, в даному випадку 0,45 см².

Момент інерції визначається за формулою:

$$J = b \cdot h^3 \cdot \frac{1}{12} = 10,8$$

Відповідно до розрахунку приймаємо проліт між ізоляторами 1,0 м.
Визначаємо найбільше питоме зусилля при трифазному КЗ:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y0}^2}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{41470^2}{1,0} = 29,78 \text{ Н/м}$$

де i_{y0} – ударний струм короткого замикання (А).

a – відстань між фазами (1,0 м).

Визначаємо момент опору за формулою: (см³)

$$W = b \cdot h^2 \cdot \frac{1}{6} = 0,6 \cdot 6^2 \cdot \frac{1}{6} = 3,6 \text{ см}^3$$

Визначаємо напруженість у дроті:

$$\sigma_{розр} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{y0}^2 \cdot I^2}{W \cdot a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{41470^2 \cdot 40^2}{3,6 \cdot a} 100 = 13,23 \text{ МПа}$$

При розрахунку напруги у матеріалі всі довжини приведені в сантиметри.
Гранична напруженість для прийнятого матеріалу шин становить 60 МПа,
розрахункова напруженість не перевищує руйнівну, отже даний перетин
залишаємо.

3.2 Розрахунок параметрів надійності електропостачання на прикладі ПС «Довге»

На рис. 3.1 представлена схема електропостачання підстанції «Довге»
сторона 10 кВ.

Параметрами, що характеризують ймовірність виходу з ладу елементів
мережі, є: параметр поточковідмов X (1/рік), середній час відновлення 1;в
(годину), частота навмисних відключень $X_{пр}$ (1/рік), середній час навмисних
відключень 1;пр.

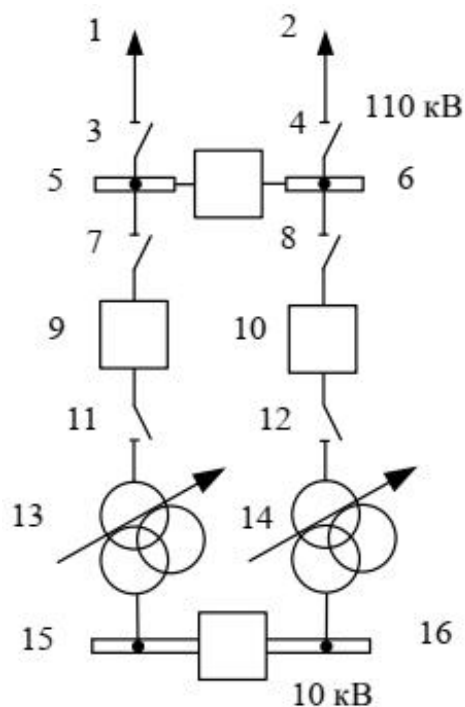


Рисунок 3.1 – Схема електропостачання підстанції «Довге»

Таблиця 3.18 – Параметри елементів

Елемент	λ , 1/ рік	t_B , годин	$\lambda_{ПР}$, 1/ рік	$t_{ПР}$, годин
Вимикач 110 кВ	0.023	25	0.14	9
Роз'єднувач 110 кВ	0.01	6	0.166	5.5
Збірні шини 110 кВ (на одне приєднання)	0.02	7	0.166	4
Повітряна лінія 110 кВ (на 110 км.)	0.0063	10	0.8	15
Трансформатор 110 кВ	0.007	65	0.25	26
Збірні шини 110 кВ (на одне приєднання)	0.03	7	0.166	5

Визначаємо можливість відключення кожного елемента за формулами:

Для повітряної лінії можливість відмови визначається:

$$q_{ПЛ} = \frac{\lambda_{ПЛ} \cdot t_{ВПЛ}}{T_G} \cdot l \cdot \frac{1}{100} = \frac{0.0063 \cdot 10}{8760} \cdot 3 \cdot \frac{1}{100} = 3,595 \cdot 10^{-7}$$

де T_G – число годин в році (годин).

l – довжина ПЛ (км).

Для шин 110 кВ:

$$q_{Ш110} = \frac{\lambda_{Ш110} \cdot t_{ВШ110}}{T_{Г}} \cdot n_{np} = \frac{0,02 \cdot 7}{8760} \cdot 3 = 4,794 \cdot 10^{-5}$$

де n_{np} – число приєднань до даної системи шин (од).

Для шин 10 кВ:

$$q_{Ш10} = \frac{\lambda_{Ш10} \cdot t_{ВШ10}}{T_{Г}} \cdot n_{np} = \frac{0,03 \cdot 7}{8760} \cdot 7 = 1,67 \cdot 10^{-4}$$

Для роз'єднувачів:

$$q_{P} = \frac{\lambda_{P} \cdot t_{BP}}{T_{Г}} = \frac{0,01 \cdot 6}{8760} = 6,894 \cdot 10^{-6}$$

Для трансформаторів:

$$q_{T} = \frac{\lambda_{T} \cdot t_{BT}}{T_{Г}} = \frac{0,007 \cdot 65}{8760} = 5,194 \cdot 10^{-5}$$

Для вимикачів 110 кВ:

$$q_{B} = \frac{\lambda_{B110} \cdot t_{BB110}}{T_{Г}} + a_{K3} \cdot \left(\sum q_{суміж} \right) + a_{OP} \cdot N_{OP}$$

де a_{K3} – відносна частота виходу з ладу при автоматичних відключеннях пошкоджених суміжних елементів $a_{K3} = 0,005$;

$q_{суміж}$ – можливість виходу з ладу суміжного з вимикачем елемента;

a_{OP} – відносна частота виходу з ладу вимикача при оперативних перемиканнях $a_{OP} = 0,003$;

N_{OP} – число оперативних перемикань протягом року, $N_{OP} = 6$

Для вимикачів 110 кВ суміжними елементами є повітряна лінія та трансформатор.

$$q_{B} = \frac{0,023 \cdot 25}{8760} + 0,05 \cdot \left(3,595 \cdot 10^{-7} + 5,194 \cdot 10^{-5} \right) + 0,003 \cdot 6 = 0,03$$

Проведемо послідовне еквівалентування елементів мережі до виду:



Рисунок 3.2 – Еквівалентування схеми

Так як елементи у гілках схеми аналогічні, то дві гілки будуть однаковими за параметрами. Параметри отриманої схеми визначаються за формулами:

Параметр поточковідмов ланцюга (1/рік):

$$\lambda_I = \sum \lambda_i + \lambda_{\text{наєм.мах}} = 0,929$$

де λ_i – параметр поточковідмов всіх елементів в колі;

$\lambda_{\text{наєм.мах}}$ – найбільша частота навмисних відключень $\lambda_{\text{наєм}}$;

Імовірність відмови кола:

$$q_I = \sum q_i \frac{\lambda_{\text{наєм.мах}} \cdot t_{\text{ПР}}}{T_{\Gamma}} = 0,032$$

де q_i – ймовірність відмови кожного елемента в колі.

$$t_{\text{сІ}} = \sum \frac{q_i \cdot T_{\Gamma}}{\lambda_I - \lambda_{\text{наєм.мах}}} = 21,154$$

При паралельному еквівалентуванні використовуємо коефіцієнти:

$$K_I = 1 - e^{\left(\frac{-t_{\text{наєм.мах}}}{t_{\text{сІ}}}\right)} = 6,939 \cdot 10^{-3}$$

Імовірність відмови системи з урахуванням двох однакових кіл визначається згідно з формулою:

$$q_{\Sigma} = q_i^2 + 2 \cdot K_I \cdot \left(\frac{\lambda_{\text{наєм.мах}} \cdot t_{\text{ПР}}}{T_{\Gamma}}\right) \cdot q_i = 9,989 \cdot 10^{-4}$$

Параметр поточковідмови системи визначається згідно з формулою:

$$\lambda_{\Sigma} = 2 \cdot \lambda_i \cdot q_i + 2 \cdot (\lambda_i - \lambda_{\text{наєм.мах}}) \cdot \frac{\lambda_{\text{наєм.мах}} \cdot t_{\text{ПР}}}{T_{\Gamma}} = 0,059$$

Середній час безвідмовної роботи системи:

$$T_c = \frac{1}{\lambda_{\Sigma}} = \frac{1}{0,059} = 16,942 \text{ років.}$$

Розрахунковий час безвідмовної роботи системи:

$$T_p = 0,05 \cdot T_c = 1,779 \text{ років.}$$

Середній час відновлення системи:

$$t_{ec} = \frac{q_{\Sigma}}{\lambda_{\Sigma}} \cdot T_{\Gamma} = 14,247 \text{ годин.}$$

У табл. 3.19 наведено дані розрахунку надійності для схеми електропостачання до та після реконструкції мережі на прикладі підстанції «Довге»

Таблиця 3.19 – Розрахунок надійності

Схема	Середній час безвідмовної роботи системи (років)	Розрахунковий час безвідмовної роботи системи (років)	Середній час відновлення системи (годин)
До реконструкції	11.854	1.244	18.596
Після реконструкції	16.942	1.779	14.247

3.3 Конструкція ПЛ

3.3.1 Вибір типів опор.

При виборі типів опор, а також розрахункових навантажень, необхідно виходити із найбільш невідповідних поєднань кліматичних умов.

Виходячи з розрахункового перерізу проводу АС – 150/24 та кількості кіл з урахуванням нормативної товщини стінки ожеледиці приймаємо наступні типи опор: опора анкерна кутова: У 110 – 1 + 9, опора проміжна: П 110 – 3.

3.3.2 Розрахунок питомих механічних навантажень.

Питомі навантаження на дроти та троси враховують механічні сили від власної маси дроту та ожеледиць, а також тиск вітру на дроти без ожеледиці або з ожеледицею.

Питомі навантаження розраховуються до одиниці довжини та одиниці поперечного перерізу дроту або троса і застосовуються у всіх розрахунках конструктивної частини ПЛ.

Визначаємо навантаження на провід від власного тяжіння дроту від маси дроту (кПа/м):

$$\gamma_1 = g \cdot \frac{G_0}{F_p}$$

де g – прискорення вільного падіння $9,81 \text{ м/сек}^2$;

G_0 – розрахункова маса 1 м дроту, кг/м ;

F_p – розрахунковий переріз дроту, м^2 .

$$\gamma_1 = 9,81 \cdot \frac{0,385}{174 \cdot 10^{-6}} = 34,025$$

Визначаємо навантаження на провід від маси ожеледиці: (кПа/м):

$$\gamma_2 = g \cdot \frac{g_0 \cdot \pi \cdot b \cdot (d + 2 \cdot b)}{F_p}$$

де b – товщина стінки ожеледиці, згідно з кліматичними умовами проходження ПЛ м;

g_0 – щільність льоду, кг/м^3 ;

d – діаметр дроту, м.

$$\gamma_2 = 9,81 \cdot \frac{900 \cdot 3,14 \cdot 0,015 \cdot (0,012 + 2 \cdot 0,015)}{174 \cdot 10^{-6}} = 157,347 \text{ кПа/м}$$

Сумарне навантаження від маси дроту та ожеледиці (кПа/м):

$$\gamma_3 = \gamma_1 + \gamma_2 = 34,025 + 157,347 = 192,372 \text{ кПа/м}$$

Визначаємо навантаження на провід від тиску вітру на провід за відсутності ожеледиці (кПа/м):

$$\gamma_4 = \frac{a \cdot C_X \cdot q_{\max} \cdot k_q \cdot d}{F_p}$$

де a – коефіцієнт враховує нерівномірність швидкості вітру по довжині прольоту, $a = 0,81$;

q_{\max} – швидкісний натиск вітру для даного району;

C_X – аеродинамічний коефіцієнт, що дорівнює 1,2;

k_q – поправочний коефіцієнт, що дорівнює 1,15.

$$\gamma_4 = \frac{0,81 \cdot 1,2 \cdot 400 \cdot 1,15 \cdot 0,012}{174 \cdot 10^{-6}} = 48,337 \text{ кПа/м}$$

Визначаємо питоме навантаження від тиску вітру на провід з ожеледицею (кПа/м):

$$\gamma_5 = \frac{a \cdot C_X \cdot 0,25 \cdot q_{\max} \cdot (d + 2 \cdot b)}{F_p} = \frac{0,81 \cdot 1,2 \cdot 0,25 \cdot 400 \cdot (0,012 + 2 \cdot 0,015)}{174 \cdot 10^{-6}} = 36,778$$

Визначаємо питоме навантаження на провід від власної тяжкості та тиску вітру (кПа/м):

$$\gamma_6 = \sqrt{\gamma_1^2 + \gamma_4^2} = \sqrt{34,025^2 + 48,337^2} = 59,111$$

Сумарне питоме навантаження на провід від маси дроту, маси ожеледі та тиску вітру (кПа/м):

$$\gamma_7 = \sqrt{\gamma_3^2 + \gamma_5^2} = \sqrt{191,372^2 + 36,778^2} = 194,873$$

3.4 Вибір ізоляторів

Як лінійні ізолятори в даній роботі розглядаються сучасні полімерні ізолятори, їх переваги в порівнянні зі застарілими скляними або фарфоровими очевидні, сюди можна віднести: низьку вартість, невелику масу, простоту монтажу.

Вибір типу ізоляторів, що підтримують гірлянду в нормальному режимі, проводиться за коефіцієнтом запасу n_1 , при найбільшому навантаженні і при відсутності вітру і ожеледі.

Для підвіски в підтримуючих гірляндах виберемо полімерні ізолятори марки ОСК 10-110-Б02-1 УХЛ1 з електромеханічною руйнівною силою 70 кН .

$$n_1 = \frac{P}{p_7 \cdot l_{\text{ваг}} + G_2 \cdot g} = \frac{70000}{66,51 \cdot 300 + 1,8 \cdot 9,81} = 3,5 \geq 2,7$$

$$n_2 = \frac{P}{p_1 \cdot l_{\text{ваг}} + G_2 \cdot g} = \frac{70000}{11,57 \cdot 300 + 1,8 \cdot 9,81} = 5,7 \geq 5$$

де P – електромеханічне руйнівне навантаження ізолятора, кН;

p_1, p_7 – одиничні навантаження від власної ваги дроту та від ваги провoda з ожеледю при вітрі, $p_1 = 11,57 \text{ кН/м}$, $p_7 = 66,51 \text{ кН/м}$;;

$l_{\text{ваз}}$ – ваговий проліт, 300 м;

G_2 – маса гірлянди для полімерних ізоляторів марки ОСК 10-110-Б02-1 УХЛ1 1,8 кг.

Для підвіски у натяжних гірляндах виберемо полімерні ізолятори марки ЛК–120/110–3 УХЛ1з електромеханічною руйнівною силою 120 кН та масою 2,1 кг.

Вибір типу ізоляторів натяжних гірлянд виробляють за формулами:

$$\begin{aligned}
 n_1 &= \frac{P}{\sqrt{(\sigma_{\gamma \max} \cdot F_p)^2 + \left(\frac{p_7 \cdot l_{\text{ваз}}}{2} + G_2 \cdot g\right)^2}} = \\
 &= \frac{120000}{\sqrt{(115 \cdot 111)^2 + \left(\frac{40,69 \cdot 300}{2} + 2,1 \cdot 9,81\right)^2}} = 2,98 \geq 2,7 \\
 n_1 &= \frac{P}{\sqrt{(\sigma_e \cdot F_p)^2 + \left(\frac{p_1 \cdot l_{\text{ваз}}}{2} + G_2 \cdot g\right)^2}} = \\
 &= \frac{120000}{\sqrt{(70,3 \cdot 111)^2 + \left(\frac{40,69 \cdot 300}{2} + 2,1 \cdot 9,81\right)^2}} = 6,05 \geq 5
 \end{aligned}$$

де $\sigma_{\gamma \max}$ і σ_e напруги у дроті при найбільшому навантаженні та середньорічній температурі, визначаються з систематичного розрахунку дроту.

Згідно з ПУЕ в арматурі потрібні менші коефіцієнти запасу, ніж в ізоляторах, тому міцність арматури не перевіряється. Підтримуючі затискачі приймаємо глухі. Натяжні затискачі – пресовані, оскільки переріз дроту 150 мм^2 [6].

3.5 Розрахунок основних режимів роботи електричної мережі

Режим електроенергетичної системи – це стан системи, що визначається значеннями потужностей електростанцій, напруг, струмів та інших фізичних змінних величин, що характеризують процес виробництва, передачі та розподілу електроенергії, тобто. параметрами режиму.

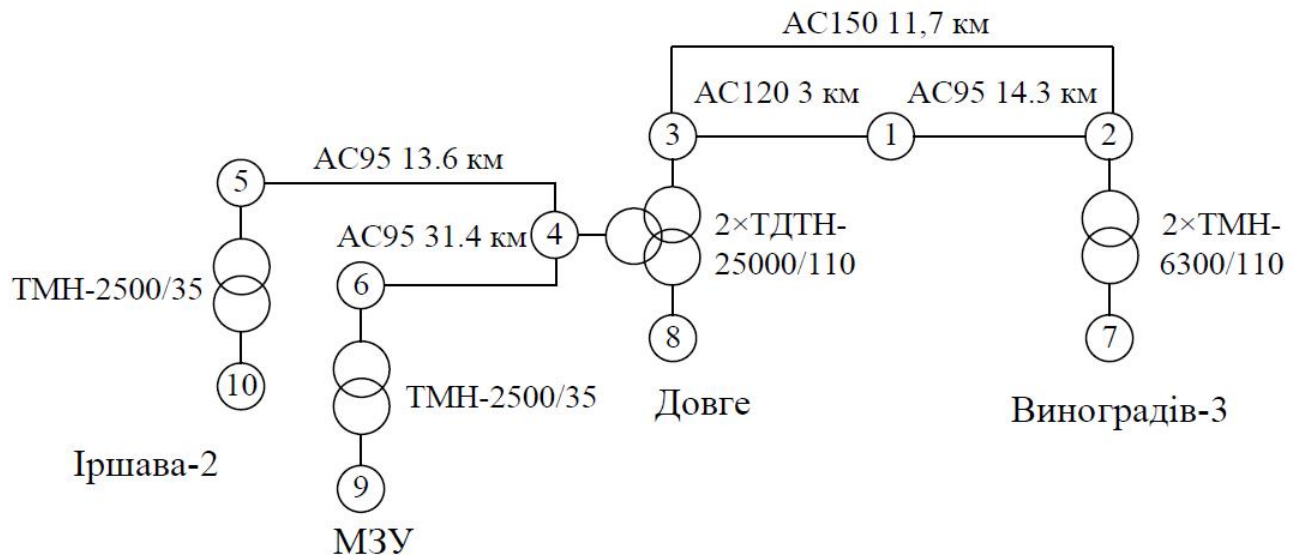


Рисунок 3.2 – Граф мережі для розрахунку режиму роботи

Режими розраховуються для:

- виявлення вимог до маневрених властивостей обладнання електростанцій;
- вибору структури генеруючих потужностей та визначення типу необхідних для спорудження електростанцій;
- оцінки річного вироблення енергії різних типів електростанцій та подальшого розрахунку потреби в окремих видах палива;
- вибору схем розвитку електричних мереж.
- розрахунок величини технічних втрат у мережі.

Розрахунок режиму проводився за допомогою програмного забезпечення POWER SYSTEM SIMULATION FOR ENGINEERING (PSS/E). Розрахунок проводився з урахуванням даних прогнозу розвитку енергосистеми для

проектованої схеми мережі. Розраховувалося три режими: режим зимового максимуму, режим літнього мінімуму, аварійний режим роботи.

PSS/E моделює дію та роботу різних пристроїв, призначених для управління напругою, перетіканнями активної та реактивної потужності, генерацією та споживанням.

PSS/E містить досить повний математичний опис основних елементів мережі ЕЕС – навантаження (статичні характеристики по U і f), генерації (облік втрат у генераторі в режимі СК), реакторів, ліній, трансформаторів лінійно-додаткових, що комутуються, 2-х і 3х обмотувальних з поздовжньо-поперечним та пов'язаним регулюванням.

PSS/E забезпечує ефективне і надійне вирішення завдань за рахунок надмірності складу алгоритмів, їх вирішення і є зручним та ефективним засобом досягнення цілей, що формуються користувачем. У його складі реалізовано значну кількість основних та допоміжних функцій.

До основних функцій відносяться:

- 1) розрахунок режиму ЕЕС, що встановився, при детерменованому характері інформації з урахуванням і без урахування зміни частоти (модифікації методу Ньютона - Рафсона);
- 2) розрахунок граничного режиму, що встановився, при різних способах обтяження і критеріях завершення;
- 3) розрахунок допустимого встановленого режиму;
- 4) розрахунок оптимального встановленого режиму
 - щодо втрат активної та реактивної потужності в мережі ЕЕС;
 - з витрат за вироблення електроенергії;
- 5) отримання необхідних значень окремих параметрів режиму (модулів напруги, активних і реактивних генерацій тощо. буд.) з вибором складу компонент вектора рішення;
- 6) визначення «слабких місць» у мережі ЕЕС та аналіз на цій основі граничних режимів;

- 7) формування еквівалента розрахункової схеми ЕЕС, отриманого за винятком заданого числа вузлів (метод Уорда);
- 8) отримання еквівалента розрахункової схеми мережі, адаптивного до заданих розрахункових умов і визначення функціональних характеристик мережі, що відкидається, що включаються в граничні вузли;
- 9) розрахунок статичної аперіодичної стійкості режиму ЕЕС на основі аналізу коефіцієнтів характеристичного рівняння;
- 10) аналіз динамічної стійкості режиму ЕЕС щодо заданої сукупності розрахункових збурень з урахуванням широкого набору коштів ПА як традиційних, і перспективних з можливістю моделювання похідних законів управління.

До допоміжних функцій відносяться:

- 1) аналіз та пошук помилок у вихідних даних;
- 2) коригування складу елементів розрахункової схеми мережі ЕЕС, параметрів режиму та розрахункових умов,
- 3) формування та зберігання на зовнішніх пристроїв власного архіву даних про розрахункові схеми мережі ЕЕС;
- 4) подання та аналіз вихідної інформації з використанням різноманітних таблиць та графіків;

PSS/E має такі основні технічні характеристики:

- граничний обсяг розрахункових схем визначається наявними ресурсами пам'яті ЕОМ й у поточної версії ПВК становить щонайменше 600 вузлів і 1000 гілок;
- Є програмні засоби для налаштування та генерації PSS/E на необхідний склад елементів та обсяг розрахункових схем мережі.

Величини навантажень вузлів мережі показані у табл. 3.20.

Таблиця 3.20 – Навантаження у вузлах схеми, МВА

Підстанція	Вузол	Максимум	Мінімум
Виноградів-3	7	$10,53 + j 4,19$	$7,38 + j 2,933$
Довге	8	$34,35 + j 13,74$	$24,066 + j 9,61$
МЗУ	9	$1,7 + j 1,274$	$1,191 + j 1,035$
Іршава-2	10	$1,61 + j 1,206$	$1,128 + j 0,98$

Таблиця 3.21 – Питомі опори та провідності проводів ПЛ

Марка дроту	$r_0, \text{ Ом / км}$	$x_0, \text{ Ом / км}$	$b_0, \text{ мкСм / км}$
АС-150	0.198	0.406	2.76
АС-120	0.249	0.427	2.66
АС-95	0.306	0.434	2.61

3.6 Висновки до розділу 3

У цьому розділі здійснено вибір та перевірка наступного підстанційного обладнання: вимикачі, роз'єднувачі, трансформатори струму, трансформатори напруги, гнучка ошиновка, нелінійні обмежувачі перенапруг.

Вибір обладнання РП проводився на основі даних розрахунку струмів КЗ, обраної схеми РП, характеру споживачів електроенергії та кліматичних умов району розміщення підстанції.

Здійснено розрахунок параметрів надійності електропостачання на прикладі ПС «Довге». Параметрами, що характеризують ймовірність виходу з ладу елементів мережі, є: параметр потоківідмов.

За допомогою програмного забезпечення POWER SYSTEM SIMULATION FOR ENGINEERING (PSS/E) проведено розрахунок основних режимів роботи електричної мережі

4 БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ, ОСНОВИ ОХОРОНИ ПРАЦІ

4.1 Заходи з охорони праці під час реконструкції електричної мережі

У цій роботі розглядається реконструкція електричної мережі напругою 110/35 кВ для підвищення надійності електропостачання на ділянці «Хуст-220 – ПС Довге – ПС Виноградів-3 – ПС Іршава-2 – ПС МЗУ». Після складання двох варіантів електричної мережі та здійснених розрахунків, а також на підставі техніко-економічних обґрунтувань був обраний варіант 2. У варіанті 2 пропонується підстанцію «Виноградів-3» та «Довге» об'єднати в кільцеву мережу напругою 110 кВ.

Усі роботи зі спорудження ліній електропередачі, електромонтажні та налагоджувальні роботи дозволяється виконувати лише за наявності проекту виконання робіт (ППР) або технологічних карт (ТК), затверджених головним інженером електромонтажної організації, в яких для кожного з видів робіт, що виконуються, передбачені конкретні заходи з техніки безпеки.

Основні вимоги заходів безпеки перерахованих вище НТД вказуються в розділі «Вимоги з охорони праці» ППР або ТК. Безпосередні керівники та виконавці електромонтажних робіт перед допуском до їх виконання повинні бути ознайомлені з вимогами безпеки на місці робіт із фактичними умовами праці, знати та виконувати норми безпеки в обсязі доручених робіт.

При виконанні робіт на лісовій місцевості повинна бути забезпечена безпека всього комплексу робіт, що включають підготовчі та допоміжні роботи, валку та трелювання лісу, очищення дерев від сучків, навантаження лісу, механізоване очищення місцевості.

Готовність лісу до рубання оформляється актом. При проходженні траси проєктованої ПЛ по лісистій місцевості проєктом передбачається мінімально допустима прорубка просіки з очищенням траси від порубочних залишків та їх спалюванням, обробка вирубаного лісу та його штабелювання.

При будівництві ПЛ повинні дотримуватися норм протипожежної безпеки, щоб уникнути виникнення лісових пожеж.

Після закінчення будівельно-монтажних робіт мають бути вирівняні ділянки природного покриву землі зменшення ерозії ґрунту.

На місці виконання налагоджувальних робіт на проводи лінії повинні бути накладені заземлення. Безпосередньо перед накладенням заземлення необхідно переконатися у відсутності напруги лінії. Накладання та закріплення, а також зняття заземлюючих проводів здійснюється за допомогою ізолюючої штанги.

Експлуатація ліній електропередачі здійснюється філією електричних мереж ВАТ «Закарпаттяобленерго» та керуються у роботі «Правилами технічної експлуатації електричних станцій та мереж», «Правилами техніки безпеки при експлуатації повітряних ліній електропередачі напругою 35 кВ та вище» та «Правилами техніки безпеки при експлуатації розподільчих електромереж».

Безаварійна робота ліній електропередачі забезпечується виконанням профілактичних заходів, завданням яких є своєчасне виявлення несправностей, що виникають, з тим, щоб вони не викликали пошкодження і вихід лінії електропередачі з ладу.

До профілактичних заходів належать:

- низові огляди ліній електропередачі;
- верхові огляди ліній електропередачі;
- спеціальні позачергові огляди, які проводять при появі ожеледиці, під час паводку, у разі виникнення пожеж поблизу траси, після грози, урагану та сильного морозу, а також після аварійного відключення лінії, у тому числі і при її успішному повторному включенні.

Крім того, профілактичними заходами передбачено:

- вимірювання опору ізоляції підвісних фарфорових ізоляторів;
- вимірювання перехідного опору з'єднань проводів ПЛ 35 - 110 кВ різними затискачами;

- вимір опору заземлень опор;
- визначення ступеня загнивання деревини;
- перевірка габаритів дротів.

Дані, отримані в результаті оглядів, ревізій та вимірювань заносять до спеціального журналу та на підставі їх складають плани ремонтних робіт.

В даний час великий обсяг ремонтних робіт на ПЛ (виправлення опор, заміну їх деяких деталей, очищення та фарбування, деякі ремонтні роботи на проводах та тросах) виконують без зняття або з частковим зняттям напруги, для чого використовують різні ізолюючі захисні засоби та пристрої.

Основним небезпечним фактором на електроенергетичних об'єктах є ураження електричним струмом. Важливою відмінністю, що зумовлює підвищену небезпеку електроенергетичних об'єктів, є те, що електричний струм невидимий.

До шкідливих факторів слід віднести електричні та магнітні поля промислової частоти, що виникають при роботі обладнання підстанцій та ліній електропередач, акустичні шуми від роботи силового обладнання (особливо трансформаторів та повітряних вимикачів).

Для захисту від ураження електричним струмом на підстанції передбачається захисне заземлення. Оскільки в цю роботу присвячено конструкції ВРП 110 кВ підстанції «Виноградів-3» розглянемо заземлення ВРП ВН.

Заземлення будь-якої частини електричної установки - це навмисне з'єднання її із заземлюючим пристроєм з метою збереження на ній досить низького потенціалу та забезпечення нормальної роботи системи або її елементів у вибраному режимі. Розрізняють три види заземлень: робоче, захисне (для забезпечення безпеки людей) та заземлення блискавкозахисту.

Робоче заземлення мережі - це з'єднання із землею деяких точок мережі (нейтралі обмоток силових трансформаторів і генераторів та ін.) з наступною метою: зниження рівня ізоляції елементів електроустановки, ефективний захист

мережі розрядниками від атмосферних перенапруг, зниження комутаційних перенапруг, спрощення релейного захисту від однофазних КЗ.

Захисне заземлення – це заземлення всіх металевих частин установки, які нормально не знаходяться під напругою, але можуть опинитися під ним при пошкодженні ізоляції. Захисне заземлення виконується для того, щоб підвищити безпеку експлуатації, зменшити ймовірність ураження людей електричним струмом у процесі експлуатації електричних установок.

Заземлення блискавкозахисту призначене для відведення в землю струму блискавки та атмосферних індукованих перенапруг від блискавковідводу, захисних тросів та розрядників та для зниження потенціалів окремих частин установки по відношенню до землі.

Робоче та захисне заземлення повинні виконувати своє призначення протягом усього року, заземлення грозозахисту – лише у грозовий період.

Так як системи заземлення різного призначення в межах установки практично не можуть бути виконані ізольованими один від одного і повинні мати при замиканні на землю однаковий потенціал, всі вони об'єднуються між собою в загальну систему заземлення підстанції.

По всій території розподільчого пристрою, у зручних місцях розміщено пристрої для підключення заземлення пожежних стволів.

4.2 Техніка безпеки при будівництві ПЛ

При виконанні всього комплексу будівельно-монтажних робіт має бути забезпечене виконання заходів щодо організації безпечної роботи із застосуванням механізмів, вантажопідйомних машин, транспортних засобів, робіт на висоті та інших технологічних операцій відповідно до чинних нормативних правових актів.

Безпечні методи та способи ведення будівельно-монтажних робіт повинні відповідати передбаченим у технологічних картах на виробництво відповідних видів будівельних та монтажних робіт. Будівництво ПЛ поблизу діючих, що

знаходяться під напругою, повинно виконуватися з дотриманням відстаней, що нормуються, від проводів ПЛ до працюючих машин і механізмів, їх належного заземлення та інших заходів щодо забезпечення техніки безпеки.

При монтажі проводів під діючими ПЛ, що перебуває під напругою, необхідно виконати заходи щодо попередження підхльостування проводів. Коли вимоги СНиП в частині відстані від проводів, що знаходяться під напругою, до працюючих механізмів виконати не вдається, на час складання та встановлення опор і монтажу проводів необхідно відключати і заземлювати лінії електропередачі, що знаходяться поблизу.

Роботи поблизу діючих ПЛ, у зоні наведеної напруги та у стиснених умовах проводити за наявності наряду-допуску, після проведення цільового інструктажу про заходи безпечного ведення роботи.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У даній кваліфікаційній роботі розглянуто реконструкція електричної мережі напругою 110/35 кВ для підвищення надійності електропостачання на ділянці «Хуст-220 – ПС Довге – ПС Виноградів-3 – ПС Іршава-2 – ПС МЗУ».

Розглянуті заходи з підвищення надійності в електричних мережах. Доведено, що найбільш ефективним є секціонування мереж у поєднанні з аварійним повторним включенням пошкодженої ділянки.

Здійснено розрахунок електричних навантажень, враховуючи прогнозування електричних навантажень на наступні 15 років.

Проведено розробку та аналіз варіанту підключення підстанцій, вибрано другий варіант реконструкції: при спорудженні кільця між підстанціями 110 кВ буде потрібно реконструкція розподільних пристроїв високої напруги підстанцій «Довге» та «Виноградів-3» зі «здвоєного блоку» на «місток», що значно підвищує вартість даної реконструкції. Додатково до цього потрібно спорудження нової однокової ПЛ 110 кВ між підстанціями «Довге» та «Виноградів-3». До плюсів даної реконструкції відноситься традиційно високий рівень надійності електропостачання «кільця».

Розраховано баланс активної та реактивної потужності, здійснено вибір компенсуючих пристроїв, та вибір силових трансформаторів, вибір проводів ліній електропередачі

Здійснено вибір та перевірка наступного підстанційного обладнання: вимикачі, роз'єднувачі, трансформатори струму, трансформатори напруги, гнучка ошиновка, нелінійні обмежувачі перенапруг.

Проведено розрахунок параметрів надійності електропостачання на прикладі ПС «Довге».

За допомогою програмного забезпечення POWER SYSTEM SIMULATION FOR ENGINEERING (PSS/E) проведено розрахунок основних режимів роботи електричної мережі

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Бабюк, С. М., Клебан, К. М., & Танасійчук, В. В. (2021). Шляхи підвищення надійності електропостачання. Збірник тез доповідей X Міжнародної науково-практичної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“, 5-6.
2. Дмитренко, О. О., & Шкурат, А. І. (2018). ВІТЧИЗНЯНІ МІКРОПРОЦЕСОРНІ ПРИСТРОЇ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ТА АВТОМАТИКИ. Міжнародний науково-технічний журнал "Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики", 88-90.
3. Яндульський О.С., Дмитренко О.О. Релейний захист. Цифрові пристрої релейного захисту, автоматики та управління електроенергетичних систем [Електронне видання]: навч. посіб. / О.С. Яндульський, О.О. Дмитренко; під загальною редакцією д.т.н. О.С. Яндульського. – К.: НТУУ «КПІ», 2016. – 102 с. – Бібліогр.: с. 92 – 102.
4. Матеєнко, Ю. П., & Афанасьєв, М. Ю. (2016). КОМПЛЕКСНИЙ ПІДХІД ДО ОЦІНКИ НАДІЙНОСТІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ. Міжнародний науково-технічний журнал "Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики", 130-132.
5. Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загального призначення (EN 50160:2010, IDT) : ДСТУ EN 50160: 2014. – [Чинний від 2014-10-01]. – К.Мінекономрозвитку України, 2014. – 33 с. – (Національний стандарт України)
6. Правила улаштування електроустановок. - Видання офіційне. Міненерговугілля України. - Х. : Видавництво "Форт", 2017. - 760 с.
7. НПАОП 40.1-1.32-01 (ДНАОП 0.00-1.32-01) Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок (укр)
8. ДБН В.2.5-23:2010 Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення : Державні будівельні норми і правила // ДП "Укрархбудінформ". Київ: Мінрегіонбуд України, 2010. 169 с.

9. Технічна політика: Побудова та експлуатація електричних мереж. Технічна політика // Міністерство енергетики та вугільної промисловості України. Київ: ДП «НЕК «Укренерго», 2014. 250 с.

10. Циганенко, Б. В. Ефективність роботи розподільних електричних мереж при підвищенні їх класу напруги : автореф. дис. ... канд. техн. наук : 05.14.02 – електричні станції, мережі і системи / Циганенко Борис Володимирович. – Київ, 2017. – 23 с.

11. Бурбело М.Й. Проектування систем електропостачання. Приклади розрахунків. Навчальний посібник. – 2-е вид., перероб. і доп. – Вінниця: УНІВЕРСУМ – Вінниця, 2005. – 148 с.

12. Лук'яненко Ю. В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні : Навч. посіб. / Ю. В. Лук'яненко, Ж. І. Остапчук, В. В. Кулик; Вінниц. держ. техн. ун-т. - Вінниця, 2002. - 111 с. 77 23

13. Буряк В. М. Експлуатація електрообладнання систем електропостачання [Текст] : навч. посіб. [для студ. електротехн. спец. вищ. навч. закл.] / В. М. Буряк. — 2-ге вид., переробл. та випр. — Х. : Тимченко, 2008.

14. Зорін В.В., Штогрін Є.А., Буйний Р.О. Електричні мережі та системи: навчальний посібник для студентів вищ. техн. навч. закл.– Ніжин ТОВ “Видавництво”Аспект-поліграф”, 2011. – 248 с.

15. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів [Текст] : [затв. ... Наказ М-ва палива та енергетики України 25.07.2006 № 258] / М-во палива та енергетики України. - Х. : Індустрія : Енергетичні рішення, 2012. - 318 с.

16. Бабюк, С. М., & Хлопик, В. В. (2019). Актуальність задачі відновлення електропостачання знеструмлених споживачів трансформаторних підстанцій. Збірник тез доповідей VIII Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“, 3, 7-7.

17. Бабюк, С. М., Красножоний, О. В., Барило, В. П., & Брич, Б. В. (2020). Фактори, що впливають на надійність електропостачання. Збірник тез

доповідей ІХ Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“, 2, 84-85.

18. Бабюк, С. М., & В Пліс, Я. (2020). Шляхи підвищення енергоефективності систем електропостачання. Збірник тез доповідей ІХ Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“, 2, 82-83.

19. Гандзюк М.П., Желібо Є.П., Халімовський М.О. Основи охорони праці: Підручник. 5-е вид. / За ред. М.П. Гандзюка. - К.: Каравела, 2011. - 384 с.