



**Національний технічний університет України**  
**«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»**

**Факультет електроенерготехніки та автоматики**

**Кафедра автоматизації енергосистем**

Рівень вищої освіти – другий (магістерський)

Спеціальність – 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма «Управління, захист та автоматизація енергосистем»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

\_\_\_\_\_Анатолій МАРЧЕНКО

« 09 » \_\_\_\_\_ січня \_\_\_\_\_ 20 24 р

**ЗАВДАННЯ**  
**на магістерську дисертацію студенту**

**Шевчук Дмитру Богдановичу**

1. Тема дисертації: « Дослідження та аналіз режимів фрагментів мереж 750/330/110 кВ», науковий керівник дисертації Марченко Анатолій Андрійович, кандидат технічних наук, доцент, затвердженні наказом по університету від «\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ р. № \_\_\_\_\_
2. Термін подання студентом дисертації: \_\_\_\_\_
3. Об'єкт дослідження: - електрична підстанція 330/110/10 кВ «Акац» (оригінальна назва змінена), аналіз режимів роботи фрагменту мережі ПС 330 кВ "Магістральна - Міська ТЕЦ" та фрагменту мережі ПС "Південна" - ПС "Західна"
4. Вихідні дані: - спрощена схема електричних з'єднань ПС 330/110/10 кВ «Акац» (оригінальна назва змінена), фрагменти мережі ПС «330 кВ Магістральна - Міська ТЕЦ» та ПС "Південна" - ПС "Західна" в різних режимах роботи.
5. Перелік необхідних завдань: опис схеми підстанції, розрахунок струмів КЗ на сторонах автотрансформатора, вибір вимикачів, роз'єднувачів, опис та показ можливостей середовища PowerFactory, моделювання схеми з обрахунком усталених режиму роботи, аналіз режимів роботи фрагментів мережі ПС «330 кВ Магістральна - Міська ТЕЦ» та ПС "Південна" - ПС "Західна"
6. Орієнтовний перелік графічного (ілюстративного) матеріалу – 1.Схема електричних з'єднань ПС «Акац» 330/110/10 кВ; 2. Схема заміщення

підстанції. 3. Таблиця вибраних елементів підстанції. 4. Об'єднана енергетична система України. 5. Центральна диспетчерська служба енергосистеми. 6. Схеми заміщення елементів електричної мережі. 7. Меню параметрів елементів підстанцій у середовищі Power Factory. 8. Схема фрагменту простої енергосистеми. 9. Фрагмент мережі ПС 330 кВ «Магістральна» - Міська ТЕЦ, в нормальний та аварійні режими роботи. 10. Фрагмент мережі ПС «Південна» - ПС «Західна»

7. Консультанти розділів дисертації

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Охорона праці	Третякова Лариса Дмитрівна д.т.н., професор		
Стартап-проект	Красношапка Володимир Володимирович старший викладач		

8. Дата видачі завдання \_\_\_\_\_

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Термін виконання етапів магістерської дисертації	Примітка
1	Пошук та ознайомлення з науковим матеріалом, опис ПС «Акац 330/110/10 кВ», розрахунок струмів кз	15.11.2023 р.	
2	Розгляд диспетчерського управління енергосистеми	29.11.2023 р.	
3	Дослідження математичних методів розрахунку усталеного режиму	03.12.2023 р.	
4	Моделювання в середовищі Power Factory	12.12.2023 р.	
5	Виконання розділу з охорони праці та виконання стартап проекту	24.12.2023 р.	
6	Оформлення ПЗ та технічних плакатів	05.01.2024 р.	

Студент

\_\_\_\_\_  
(підпис)

Шевчук Дмитро  
(ініціали, прізвище)

Науковий керівник дисертації

\_\_\_\_\_  
(підпис)

Анатолій МАРЧЕНКО  
(ініціали, прізвище)

## РЕФЕРАТ

Магістерська дисертація складається з 3 основних розділів, розділу з охорони праці та стартап проєкт. Пояснювальна записка виконана на 109 сторінках та містить в своєму складі 50 рисунків, 21 таблиця, 22 літературних посилань. Графічна частина складається з 10 технічних плакатів.

**Актуальність теми** – зростання енергетичних потреб сучасного суспільства ставить перед енергетичною системою завдання ефективного та безперебійного функціонування мереж різного рівня напруг. Підстанції є ключовим елементом у забезпеченні стійкості та надійності електропостачання. Однак, в умовах воєнного стану та зростаючого навантаження, дослідження режимів фрагментів таких мереж стає надзвичайно актуальним завданням.

**Мета дослідження** – вивчення та аналіз фрагментів електричної мережі з метою підвищення ефективності їх експлуатаційних режимів.

**Об'єкт дослідження** – ПС «Акад 330/110/10 кВ» (оригінальну назву змінено), та фрагменти електричної мережі підстанцій «Магістральна», «Південна», «Західна» та Міська ТЕЦ.

**Предмет дослідження** – перевірка надійності електропостачання та дослідження впливу збурень на режими роботи енергосистеми.

**Методи дослідження** – моделювання усталених режимів з метою перевірки надійності в нормальному режимі та при наявності збурення.

**Ключові слова:** ЕНЕРГЕТИЧНА СИСТЕМА, « ДИСПЕТЧЕРСЬКА СЛУЖБА », ПІДСТАНЦІЯ 330 КВ, РОЗРАХУНОК УСТАЛЕНОГО РЕЖИМУ.

## ABSTRACT

The master's thesis consists of 3 main sections, a section on labor protection and a startup project. The explanatory note is made on 111 pages and contains 50 figures, 21 tables, 23 references. The graphic part consists of 10 technical posters.

**The relevance of the topic** - the growth of energy needs of modern society poses the task of efficient and uninterrupted operation of networks of different voltage levels to the power system. Substations are a key element in ensuring the stability and reliability of electricity supply. However, in the context of martial law and growing load, the study of the modes of fragments of such networks becomes an extremely urgent task.

**The aim is** studying and analyzing power grid fragments to improve the efficiency of their operating modes.

**The object of the study** – is the «Akats 330/110/10 kV» (original name changed) substation, a fragment of the network of "Magistralna 330 kV " substation, "Southern" substation, "Western" substation. and City CHP.

**Subject of the study** - checking the reliability of power supply and studying the impact of disturbances on the operation of the power system.

**Research methods** - steady-state modeling to verify reliability in normal operation and in the presence of a disturbance.

**Keywords:** POWER SYSTEM, "DISPATCHING SERVICE", 330 KV SUBSTATION, STEADY-STATE CALCULATION.

## Зміст

<b>ВСТУП</b> .....	10
<b>1.ТЕХНІЧНИЙ ОПИС ПІДСТАНЦІЇ 330/110/10 кВ</b> .....	11
<b>1.1 Опис ПС 330 кВ «Магістральна»</b> .....	11
<b>1.2 Навантаження підстанції та перевірка вибору числа і потужності трансформаторів</b> .....	14
<b>1.3 Розрахунок струмів короткого замикання на шинах підстанції</b> .....	16
<b>1.4 Перевірка вибору вимикачів та роз'єднувачів на підстанції (класи напруг)</b> .....	23
<b>1.5 Вибір вимірювальних трансформаторів на ПС 330 кВ «Акац»</b> .....	26
<b>1.6 Релейний захист підстанції 330/110/10 кВ</b> .....	28
<b>Висновки:</b> .....	32
<b>2. МЕТОДИ ТА ЗАСОБИ РОЗРАХУНКУ УСТАЛЕНОГО РЕЖИМУ ДЛЯ ДИСПЕТЧЕРСЬКОГО УПРАВЛІННЯ В ЕНЕРГОСИСТЕМІ</b> .....	33
<b>2.1 Диспетчерське управління енергосистеми</b> .....	33
<b>2.1.1 Основні задачі</b> .....	33
<b>2.1.2 Організація оперативно-диспетчерського управління</b> .....	35
<b>2.1.3 Диспетчерські служби підприємств електроенергетики</b> .....	39
<b>2.2 Математичні методи розрахунку усталеного режиму</b> .....	41
<b>2.2.1 Формування схеми заміщення. Обчислення параметрів елементів схеми заміщення</b> .....	42
<b>2.3 Матриця провідностей. Формування системи рівнянь усталеного режиму роботи електричної мережі</b> .....	44
<b>2.4 Розв'язання системи лінійних рівнянь усталеного режиму методом Гауса</b> .....	46
<b>2.5 Розв'язання системи лінійних рівнянь усталеного режиму методом подвійної факторизації</b> .....	48
<b>2.6 Формування розрахункової схеми</b> .....	51
<b>2.6.1 Математична модель дво- і триобмоткового трансформатора</b> ..	51
<b>2.6.2 Математична модель лінії електропередачі</b> .....	53
<b>2.6.3 Математична модель навантаження</b> .....	55
<b>2.7 Моделювання в середовищі Power Factory</b> .....	56
<b>Висновки:</b> .....	64

<b>3. АНАЛІЗ РЕЖИМУ РОБОТИ ДОСЛІДЖУВАНИХ ФРАГМЕНТІВ ЕНЕРГОСИСТЕМИ З ВИКОРИСТАННЯМ ПРОМИСЛОВИХ ПРОГРАМНИХ ПРОДУКТІВ.....</b>	<b>65</b>
3.1. Нормальний режим роботи фрагменту мережі підстанції 330 кВ «Магістральна» Міська ТЕЦ.....	66
3.2 Режим відключення в ремонт АТ-1 ПС «Магістральна».....	66
3.3 Режим відключення в ремонт ПЛ-110 кВ Міська ТЕЦ – Денна .....	68
3.4 Режим аварійного відключення АТ-1 ПС «Магістральна» при відключенні в ремонт ПЛ-330 кВ Міська ТЕЦ - Магістральна.....	69
3.5. Режим аварійного відключення АТ-3 Міська ТЕЦ при відключенні в ремонт АТ-1 ПС Магістральна. ....	70
3.6 Нормальний режим роботи. Максимум зимових навантажень. ....	71
3.7 Режим відключення в ремонт АТ-1 ПС Магістральна на максимумі зимових навантажень. ....	72
3.8. Режим відключення в ремонт ПЛ-110 кВ Міська ТЕЦ – Денна на максимумі зимових навантажень. ....	73
3.9. Режим аварійного відключення АТ-1 ПС Магістральна при відключенні в ремонт ПЛ-330 кВ Міська ТЕЦ – Магістральна при максимумі зимових навантажень. ....	74
3.10 Режим аварійного відключення АТ-3 Міська ТЕЦ при відключенні в ремонт АТ-1 ПС Магістральна. ....	75
3.11. Режим аварійного відключення АТ-3 Міська ТЕЦ при відключенні в ремонт АТ-1 ПС Магістральна з завантаженням блока №1 Міська ТЕЦ до номіналу. ....	76
3.12 Фрагмент мережі ПС Південна ПС Західна .....	76
3.13. Режим відключення в ремонт АТ-2 ПС Західна. ....	78
3.14. Режим відключення в ремонт ПЛ-110 кВ ТЕЦ-7 –Південна №1 ..	79
3.15. Режим аварійного відключення АТ-1 ПС Південна при відключенні в ремонт ПЛ-330 кВ Південна – Західна .....	79
3.16. Режим аварійного відключення АТ-3 ПС Західна при відключенні в ремонт АТ-1 ПС Південна. ....	80
3.17. Нормальний режим роботи на максимумі зимових навантажень. ....	81
3.18. Режим відключення в ремонт АТ-2 ПС Західна .....	82
3.19. Режим відключення в ремонт ПЛ-110 кВ ТЕЦ-7 – Південна №1.	83

3.20. Режим аварійного відключення АТ-1 ПС Південна при відключенні в ремонт ПЛ-330 кВ Південна - Західна.....	83
3.21. Режим аварійного відключення АТ-3 ПС Західна при відключенні в ремонт АТ-1 ПС Південна .....	84
3.22. Режим аварійного відключення АТ-3 ПС Західна при відключенні в ремонт АТ-1 ПС Південна. з завантаженням блока №4 ТЕЦ-7 до номіналу.....	85
Висновки: .....	85
<b>4. Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях під час експлуатації релейного захисту мережі 110 кВ.....</b>	<b>86</b>
4.1 Вступ.....	86
4.2 Загальні характеристики причин порушення нормальних режимів роботи та спрацювання релейного захисту.....	87
4.3. Оцінка показників умов праці на робочих місцях .....	88
4.4. Оцінка шкідливих та небезпечних чинників при роботі з релейними установками.....	89
4.5 Технічні та організаційні заходи з безпеки праці. ....	90
4.6. Засоби індивідуального захисту для обмеження впливу небезпечних виробничих чинників .....	92
4.7. Вибір заходів із запобігання та ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій.....	95
4.8 Розрахунок захисного заземлення пристрою релейного захисту автотрансформатора.....	96
Висновки: .....	98
<b>5. СТАРТАП ПРОЄКТ.....</b>	<b>99</b>
5.1 Ідея проєкту.....	99
5.2 Визначення техніко-економічних характеристик ідеї та порівняння з системами, реалізованими на пристроях релейного захисту від інших виробників.....	100
5.3 Технологічний аудит проєкту.....	102
5.4 Аналіз ринкових можливостей.....	103
5.5 SWOT – аналіз проєкту .....	104
Висновки: .....	105
<b>ВИСНОВКИ .....</b>	<b>106</b>
<b>СПИСОК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ .....</b>	<b>107</b>

## ПЕРЕЛІК ПРИЙНЯТИХ СКОРОЧЕНЬ

АПВ — автоматичне повторне включення

АТ — автотрансформатор

ВВ — обмотка високої напруги

ДЗ — дистанційний захист

КЗ — коротке замикання

КТ — коефіцієнт трансформації

КТП - комплектні трансформаторні підстанції

ЛЕП — лінія електропередач

МСЗ — максимальний струмовий захист

НН — обмотка низької напруги

ОАПВ — однофазне автоматичне повторне включення

ОДГ - оперативно-диспетчерська група

ОДУ - оперативно-диспетчерське управління

ОЕС - об'єднана енергетична система

ПЛ — повітряна лінія

ПС — підстанція

РДЦ — регіональний диспетчерський центр

РЗ — релейний захист

РП - розподільний пункт

СВ — струмова відсічка

СЗНП — струмовий захист нульової послідовності

СН — обмотка середньої напруги

ТН - вимірювальний трансформатор напруги

ТС - вимірювальний трансформатор струму

ЦДС - центральна диспетчерська служба

## ВСТУП

У світі, що стрімко розвивається, роль електроенергії в нашому повсякденному житті надзвичайно важлива. Цивілізація невпинно інтегрує концепцію електроенергії у всі сфери нашого існування, використовуючи її як невід'ємну складову для забезпечення комфорту та продуктивності. За кожним роком, видобуток і споживання електроенергії зростають у геометричній прогресії, ставлячи перед енергетичними системами завдання забезпечення безпеки та надійності.

В Україні, зокрема, це завдання набуває особливої актуальності у зв'язку з постійним тиском російських обстрілів, що ставить під загрозу функціонування енергетичної інфраструктури. Забезпечення надійної роботи електроенергетичних систем стає надзвичайно важливим завданням, і особливо важливим є аналіз та дослідження режимів функціонування енергосистем для оптимізації їхньої ефективності та стійкості.

# 1.ТЕХНІЧНИЙ ОПИС ПІДСТАНЦІЇ 330/110/10 кВ

## 1.1 Опис ПС 330 кВ «Магістральна»

Енергетична система - це комплекс взаємопов'язаних енергетичних об'єктів, структур і технологій, призначених для виробництва, передачі, розподілу та споживання енергії. Вона включає в себе різноманітні джерела енергії, інфраструктуру для їхнього транспортування та зберігання, а також системи розподілу для подачі енергії до споживачів. Електрична підстанція грає ключову роль в електричній системі, забезпечуючи ефективну передачу та розподіл електроенергії від виробництва до споживачів. Основні функції електричних підстанцій включають:

- **Трансформація напруги.** Електричні підстанції використовують трансформатори для зміни рівня напруги. Це необхідно для ефективної передачі та розподілу електроенергії на різних етапах електричної системи.
- **Забезпечення стабільності мережі.** Підстанції допомагають забезпечити стабільність електричної мережі, регулюючи напругу та струм в мережі.
- **Розподіл енергії.** Розподіляють електроенергію на різні галузі та регіони, забезпечуючи потреби промислових, комерційних та домашніх споживачів.
- **Керування та моніторинг.** Підстанції оснащені системами керування та моніторингу, які дозволяють операторам ефективно контролювати та керувати електроенергетичною системою.
- **Безпека та захист.** Підстанції включають системи захисту для уникнення аварій та забезпечення безпеки для працівників та громадськості.

Таким чином, електричні підстанції є невід'ємною частиною інфраструктури електроенергетичних систем, забезпечуючи надійну та ефективну роботу всієї системи. Електричні підстанції складаються з різноманітних елементів та обладнання, які виконують різні функції для передачі, розподілу та контролю електроенергії. Серед них: трансформатори, вимикачі, автомати та захисні пристрої, компенсаційні установки. При проектуванні електричної підстанції важливо враховувати

поточні та майбутні потреби в енергії, вибрати оптимальне місце для розташування з урахуванням доступності та можливості розширення, повинна відповідати економічним показникам схожих підстанцій, які вже введені в експлуатацію.

Заради збереження конфіденційної інформації НЕК «Укренерго» всі назви будуть змінені на максимально нейтральні. Цей розділ буде присвячений опису підстанції 330 кВ «Акац». Схема підстанції зображена на рисунку 1.1. На ній відбувається перетворення напруги для подальшої передачі електроенергії через лінії 110 кВ до регіональних підстанцій та, нарешті, до кінцевих споживачів. «Полуторна» схема, за якою сформовано з'єднання на напрузі 330 кВ, складається системи з двох шин і на два ланцюги трьома вимикачами – одне під'єднання на півтори вимикача. Щодо шин 110 кВ, використовуються "дві робочі секціоновані вимикачами, а також обхідна система шин з двома обхідними та двома шинами з'єднувальними вимикачами".

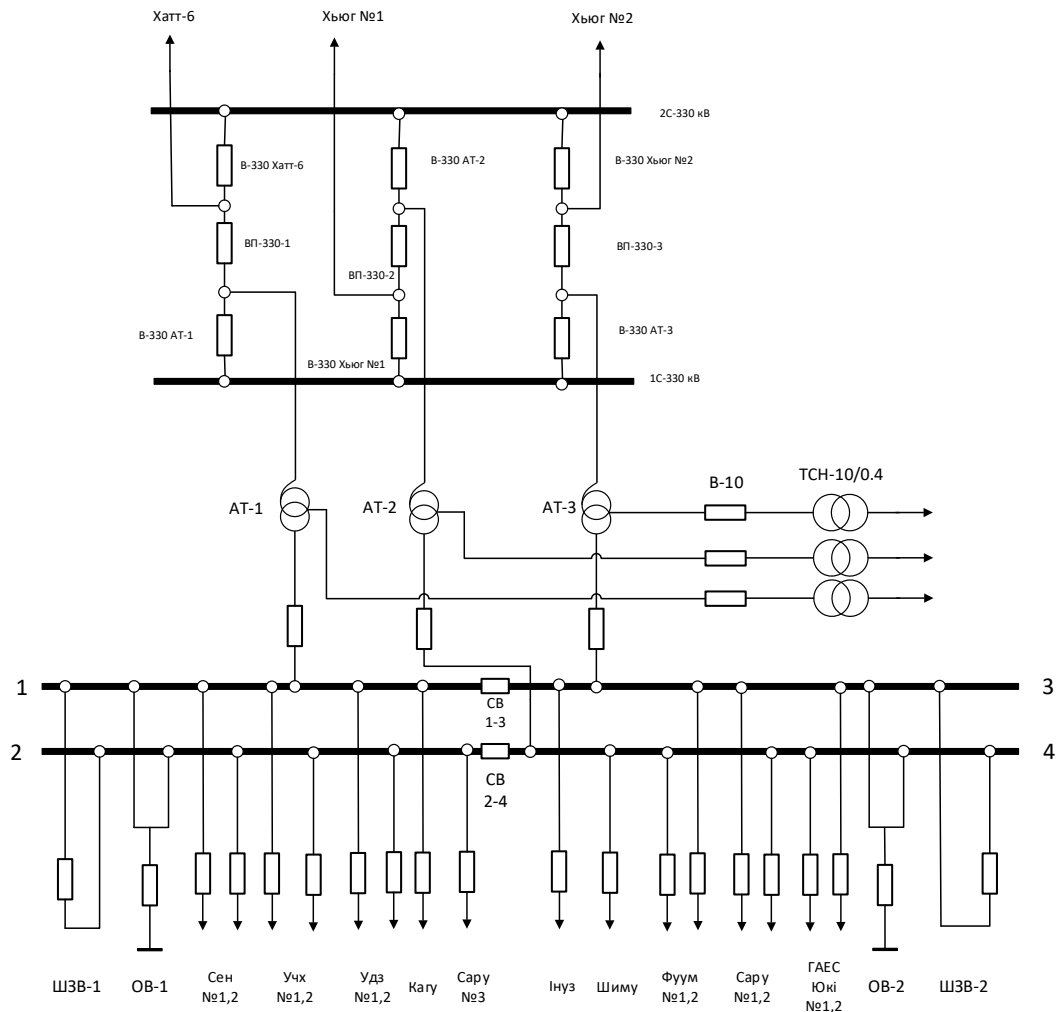


Рис 1.1 – Підстанція 330 кВ «Акац» 330/110/10 кВ

Три автотрансформатори 330/110 кВ, що встановлені на підстанції, мають потужність 300 МВА кожний. Зі сторони мережі 330 кВ, підстанція «Акац», має три приєднання. Дві з них ПС 750 / 330 кВ «Хьюг»:

- Повітряна лінія ПЛ 330 кВ «Хьюг» - «Акац» з різнофазного проводу 2АС-300 та 2АС-400 загальною довжиною 85 км ( 30 км та 55 км відповідно);
- Повітряна лінія ПЛ 330 кВ «Хьюг» - «Акац» №2 з різнофазного проводу 2АС-300 та 2АС-400 загальною довжиною 93 км ( 24 км та 69 км відповідно);

Третє приєднання – повітряна лінія «Акац» - «Хатт» з проводу 2АС-300, довжиною 30 км.

ВРУ 110 кВ підстанції 330 кВ «Акац» має 16 лінійних приєднань:

- ПЛ 110 кВ Акац – Сару №1;
- ПЛ 110 кВ Акац – Сару №2;
- ПЛ 110 кВ Акац – Сару №3;
- ПЛ 110 кВ Акац – Кагу;
- ПЛ 110 кВ Акац – Шиму;
- ПЛ 110 кВ Акац – Інуз
- ПЛ 110 кВ Акац – ГАЕС Юкі №1
- ПЛ 110 кВ Акац – ГАЕС Юкі №2
- ПЛ 110 кВ Акац – Фуум №1
- ПЛ 110 кВ Акац – Фуум №2
- ПЛ 110 кВ Акац – Удз №1
- ПЛ 110 кВ Акац – Удз №2
- ПЛ 110 кВ Акац – Учх №1
- ПЛ 110 кВ Акац – Учх №2
- ПЛ 110 кВ Акац – Сен №1
- ПЛ 110 кВ Акац – Сен №2

## **1.2 Навантаження підстанції та перевірка вибору числа і потужності трансформаторів**

Перевірка вибору числа та потужності трансформаторів в електричних системах включає кілька ключових кроків [1]:

- **Визначення навантаження:** Ретельний розрахунок поточного та майбутнього навантаження системи для визначення загальної потужності трансформаторів.
- **Фактор потужності:** Врахування фактора потужності для коректного розрахунку реальної потужності.
- **Вибір трансформаторів:** Вибір трансформаторів із потужністю, яка забезпечить достатню маржу без перевантаження.
- **Пошук сумарної потужності:** Сумування потужностей обраних трансформаторів для забезпечення загальної потужності системи.

- **Перевірка температурного режиму:** Перевірка температурного режиму для того, щоб трансформатори працювали в межах допустимих значень.
- **Погодження завадостійкості:** Забезпечення того, що трансформатори можуть витримувати короточасні та довгочасні завади.

Здійснення цих кроків допомагає визначити правильну кількість та потужність трансформаторів, щоб забезпечити надійну та ефективну роботу системи [1].

Підстанція 330 кВ «Акац» оснащена трьома автотрансформаторами, які зазвичай і використовують у системах з напругою 220 В та вище. Трансформатори напругою 330 кВ виконуються таким чином, щоб обмотка середньої напруги працювала на напругу 110 кВ та має потужність, що відповідає номінальній потужності АТ. Обмотка високої напруги виконується при напрузі 10 або 35 кВ і має знижену потужність.

Для правильного вибору автотрансформаторів, необхідно щоб в години максимального споживання, а саме в зимовий період, в залежності від генерації на ГАЕС Юкі, завантаження підстанції Акац було номінальним. Для цього на ПС встановленні три автотрансформатори АТДЦТН-200000/330. Паспортні дані АТ знаходяться у таблиці 1.1

Таблиця 1.1 Паспортні дані автотрансформаторів [2]

1	Місце встановлення			ПС 330 кВ «Акац»			
2	Номери трансформаторів			АТ-1	АТ-2	АТ-3	
3	Типи трансформаторів			АТДЦТН-200000/330	АТДЦТН-200000/330	АТДЦТН-200000/330	
4	Схеми з'єднання обмоток			Y <sub>н</sub> авто/Δ-0-11	Y <sub>н</sub> авто/Δ-0-11	Y <sub>н</sub> авто/Δ-0-11	
5	Потужність			МВА	200/200/80	200/200/80	
6	Напруга		кВ	ВН	330	330	
				СН	115	115	
				НН	10.5	10.58	
7	Струм	Робочий	А	ВН	350	350	
				СН	1005	1004	
				НН	4400	4365.6	
	Номінальні параметри		Холостого ходу	%	0.202	0.4	0.169
8	Втрати К.З	ВН-СН		кВт	657	410	417.342
		ВН-НН			415	198.5	176.401
		СН-НН			363	188.8	181.844
		Холостий хід			174	99.3	100.4
	Напруга К.З	ВН-СН		Ек %	10.7	10.5	10.37
		ВН-НН			38.3	38	37.38
		СН-НН			25.4	25	25.25
9	Регулювання напруги		Обмотка 330 кВ	%	-	-	-
			Обмотка 110 кВ		±6x2%	±6x2%	±6x2%
			Обмотка 35 кВ		-	-	-

### 1.3 Розрахунок струмів короткого замикання на шинах підстанції.

Для енергетичної системи характерні три довготривалі режими роботи ( нормальний, післяаварійний, ремонтний ) та короткочасний ( аварійний ). Зазвичай, саме короткі замикання є причиною переходу системи від нормального до аварійного. При розрахунку струмів коротких замикань необхідно враховувати параметри елементів електричної мережі, таких як ліній електропередач, автотрансформаторів, генераторів та інших.

Для розрахунку струмів КЗ на ПС 330 кВ «Акац» будемо використовувати паспортні дані автотрансформаторів та ЛЕП, що знаходяться в таблицях 1.1 та 1.2 відповідно.

Таблиця 1.2 Паспортні дані ЛЕП [3].

Лінія	Номинальна напруга, кВ	Струм, кА	Активний опір при $R'$ , Ом/км	Реактивний опір $X'$ , Ом/км
АС-400/51	330	0.825	0.037	0.323
АС-300/39	330	0.71	0.049	0.328

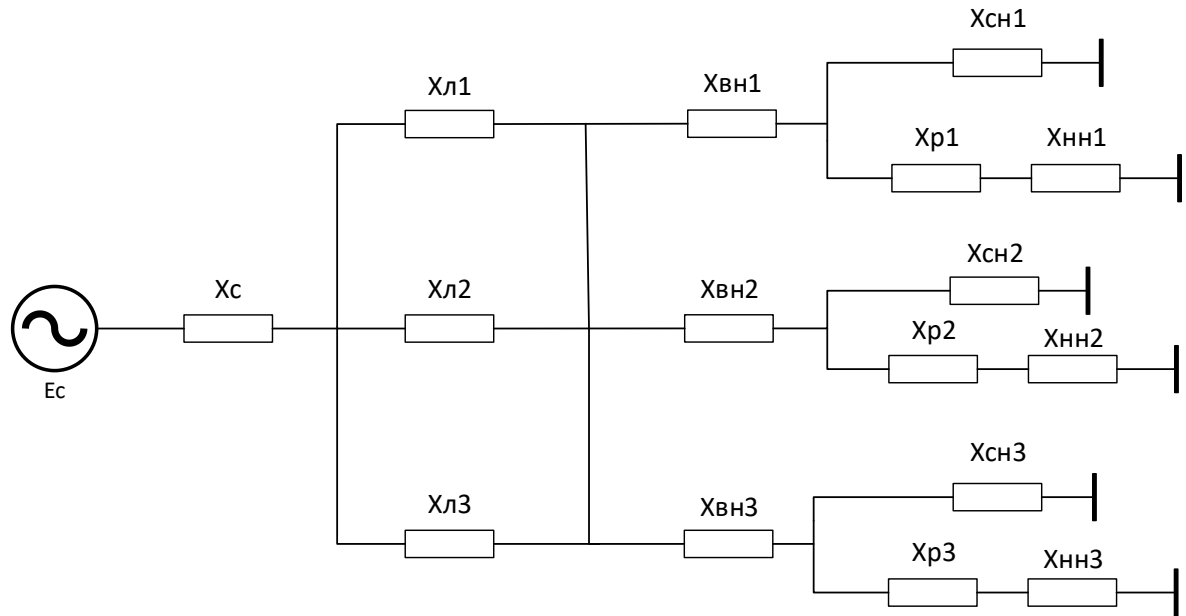


Рис 1.2 Схема заміщення підстанції

Базисні умови:

$$S_b := 1000 \text{ (MVA)}$$

$$E_s := 1 \quad I_{ном} := 50 \text{ кА}$$

$$U_{b1} := 330 \text{ (кВ)} \quad U_{b2} := 115 \text{ (кВ)} \quad U_{b3} := 10.5 \text{ (кВ)} \quad U_{cp} := 330 \text{ (кВ)}$$

Базисні струми

$$I_{b1} := \frac{S_b}{\sqrt{3} \cdot U_{b1}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 330} = 1.75 \text{ кА}$$

$$I_{b2} := \frac{S_b}{\sqrt{3} \cdot U_{b2}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5.02 \text{ кА}$$

$$I_{b3} := \frac{S_b}{\sqrt{3} \cdot U_{b3}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 54.986 \text{ кА}$$

Параметри системи:

$$X_c := \frac{S_b}{\sqrt{3} \cdot I_{nom} \cdot U_{cp}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 50 \cdot 330} = 0.035 \quad (\text{в.о})$$

Реактор на низькій стороні АТ:

$$X_p := X_{p.nom} \cdot \frac{S_b}{U_{cp}^2} = 0.56 \cdot \frac{1000}{10.5^2} = 5.079 \quad (\text{в.о})$$

Параметри ліній Хьюг №1 – Л1, Хьюг №2 – Л2, Хатт-6 – Л3:

$$X_{L1_1} := X_{0L1_1} \cdot L_{L1_1} \cdot \frac{S_b}{U_{b1}^2} = 0.328 \cdot 30 \cdot \frac{1000}{330^2} = 0.09 \quad (\text{в.о})$$

$$X_{L1_2} := X_{0L1_2} \cdot L_{L1_2} \cdot \frac{S_b}{U_{b1}^2} = 0.323 \cdot 55 \cdot \frac{1000}{330^2} = 0.163 \quad (\text{в.о})$$

$$X_{L2_1} := X_{0L2_1} \cdot L_{L2_1} \cdot \frac{S_b}{U_{b1}^2} = 0.328 \cdot 24 \cdot \frac{1000}{330^2} = 0.072 \quad (\text{в.о})$$

$$X_{L2_2} := X_{0L2_2} \cdot L_{L2_2} \cdot \frac{S_b}{U_{b1}^2} = 0.323 \cdot 69 \cdot \frac{1000}{330^2} = 0.205 \quad (\text{в.о})$$

$$X_{L1} := X_{L1_1} + X_{L1_2} = 0.09 + 0.163 = 0.253 \quad (\text{в.о})$$

$$X_{L2} := X_{L2_1} + X_{L2_2} = 0.072 + 0.205 = 0.277 \quad (\text{в.о})$$

$$X_{L3} := X_{0L3} \cdot L_{L3} \cdot \frac{S_b}{U_{b1}^2} = 0.328 \cdot 30 \cdot \frac{1000}{330^2} = 0.0904 \quad (\text{в.о})$$

Параметри АТ АТДЦТН-200000/330:

$$X_{T1B} := \frac{(U_{kT1eH} + U_{kT1ec} - U_{kT1cH})}{100} \cdot \frac{S_b}{S_{nomT1}} = \frac{38.3 + 10.7 - 25.4}{100} \cdot \frac{1000}{200} = 1.18 \quad (\text{в.о})$$

$$X_{T1C} := \frac{(U_{kT1CH} + U_{kT1ec} - U_{kT1eH})}{100} \cdot \frac{S_b}{S_{nomT1}} = \frac{(25.4 + 10.7 - 38.3)}{100} \cdot \frac{1000}{200} = 0 \quad (e.o)$$

$$X_{T1H} := \frac{(U_{kT1eH} + U_{kT1CH} - U_{kT1ec})}{100} \cdot \frac{S_b}{S_{nomT1}} = \frac{(38.3 + 25.4 - 10.7)}{100} \cdot \frac{1000}{200} = 6.625 \quad (e.o)$$

$$X_{T2B} := \frac{(U_{kT2eH} + U_{kT2ec} - U_{kT2CH})}{100} \cdot \frac{S_b}{S_{nomT2}} = \frac{38 + 10.5 - 25}{100} \cdot \frac{1000}{200} = 1.175 \quad (e.o)$$

$$X_{T2C} := \frac{(U_{kT2CH} + U_{kT2ec} - U_{kT2eH})}{100} \cdot \frac{S_b}{S_{nomT2}} = \frac{25 + 10.5 - 38}{100} \cdot \frac{1000}{200} = 0 \quad (e.o)$$

$$X_{T2H} := \frac{(U_{kT2CH} + U_{kT2eH} - U_{kT2ec})}{100} \cdot \frac{S_b}{S_{nomT2}} = \frac{25 + 38 - 10.5}{100} \cdot \frac{1000}{200} = 6.563 \quad (e.o)$$

$$X_{T3B} := \frac{(U_{kT3eH} + U_{kT3ec} - U_{kT3CH})}{100} \cdot \frac{S_b}{S_{nomT3}} = \frac{37.38 + 10.37 - 25.5}{100} \cdot \frac{1000}{200} = 1.113 \quad (e.o)$$

$$X_{T3C} := \frac{(U_{kT3CH} + U_{kT3ec} - U_{kT3eH})}{100} \cdot \frac{S_b}{S_{nomT3}} = \frac{25.5 + 10.37 - 37.38}{100} \cdot \frac{1000}{200} = 0 \quad (e.o)$$

$$X_{T3H} := \frac{(U_{kT3CH} + U_{kT3eH} - U_{kT3ec})}{100} \cdot \frac{S_b}{S_{nomT3}} = \frac{25.5 + 37.38 - 10.37}{100} \cdot \frac{1000}{200} = 2.611 \quad (e.o)$$

Будемо розглядати коротке замикання на шинах підстанції 330 кВ, 110 кВ, 10кВ Необхідно спростити схему заміщення, для реалізації КЗ в точці К1

$$X_{L.1} := \frac{X_{L1} \cdot X_{L2}}{X_{L1} + X_{L2}} = \frac{0.253 \cdot 0.277}{0.253 + 0.277} = 0.132 \quad (e.o)$$

$$X_{L.ecv} := \frac{X_{L.1} \cdot X_{L3}}{X_{L.1} + X_{L3}} = \frac{0.132 \cdot 0.054}{0.132 + 0.054} = 0.054 \quad (e.o)$$

$$X_{T.1HP} := X_{T1H} + X_p = 6.625 + 5.079 = 11.704 \quad (e.o)$$

$$X_{T.2HP} := X_{T2H} + X_p = 6.563 + 5.079 = 11.642 \quad (e.o)$$

$$X_{T.3HP} := X_{T3H} + X_p = 6.625 + 5.079 = 7.69 \quad (e.o)$$

Після першого кроку схема заміщення буде мати такий вигляд:

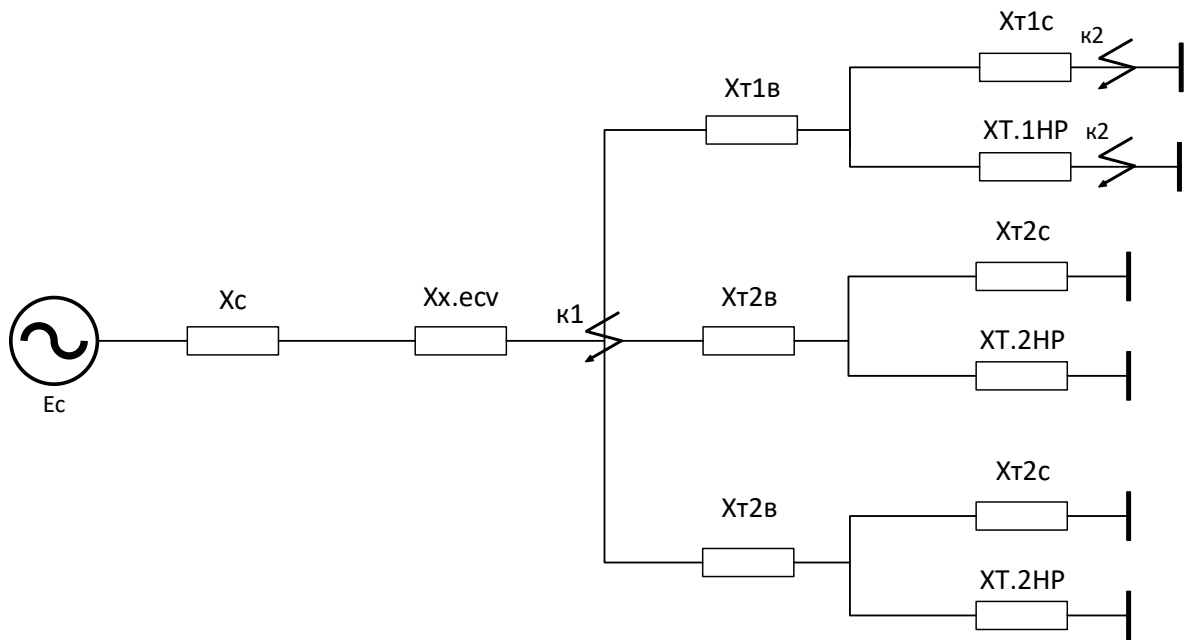


Рис 1.3 Схема заміщення після першого кроку

Розрахунок  $X_c$  та  $X_{л.екв}$ :

$$X_1 := X_c + X_{л.екв} = 0.035 + 0.054 = 0.089 \quad (в.о)$$

Паралельно  $X_{сн1}$  та  $X_{нн1}$  та  $X_{сн2}$  та  $X_{нн2}$ ,  $X_{сн3}$  та  $X_{нн3}$ :

$$X_2 := \frac{X_{T1C} \cdot X_{T.1HP}}{X_{T1C} + X_{T.1HP}} = \frac{0 \cdot 11.704}{0 + 11.704} = 0 \quad (в.о)$$

$$X_3 := \frac{X_{T2C} \cdot X_{T.2HP}}{X_{T2C} + X_{T.2HP}} = \frac{0 \cdot 11.642}{0 + 11.642} = 0 \quad (в.о)$$

$$X_4 := \frac{X_{T3C} \cdot X_{T.3HP}}{X_{T3C} + X_{T.3HP}} = \frac{0 \cdot 7.69}{0 + 7.69} = 0 \quad (в.о)$$

Послідовне з'єднання:

$$X_5 := X_{T1B} + X_2 = 1.18 + 0 = 1.18 \quad (в.о)$$

$$X_6 := X_{T2B} + X_3 = 1.175 + 0 = 1.175 \quad (в.о)$$

$$X_7 := X_{T3B} + X_4 = 1.113 + 0 = 1.113 \quad (\text{в.о})$$

Далі:

$$X_8 := \frac{X_5 \cdot X_6}{X_5 + X_6} = \frac{1.18 \cdot 1.175}{1.18 + 1.175} = 0.589 \quad (\text{в.о})$$

$$X_9 := \frac{X_8 \cdot X_7}{X_8 + X_7} = \frac{0.589 \cdot 1.113}{0.589 + 1.113} = 0.385 \quad (\text{в.о})$$

Повністю спрощена схема:

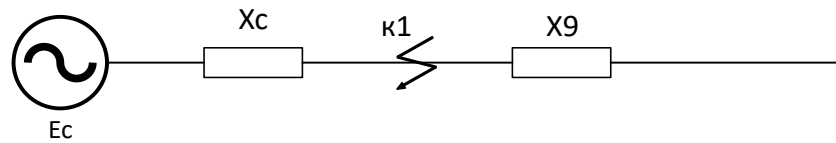


Рис1.4 Схема заміщення на другому кроці

Результуючий опір на шинах 330 кВ:

$$X_{рез.К1} := \frac{X_1 \cdot X_9}{X_1 + X_9} = \frac{0.089 \cdot 0.385}{0.089 + 0.385} = 0.072 \quad (\text{в.о})$$

Результуючий опір точки К2 на шинах 110 кВ:

$$X_{10} := \frac{X_{T2C} \cdot X_{T.2HP}}{X_{T2C} + X_{T.2HP}} + X_{T2B} = \frac{0 \cdot 11.642}{0 + 11.642} + 1.175 = 1.175 \quad (\text{в.о})$$

$$X_{11} := \frac{X_{T3C} \cdot X_{T.3HP}}{X_{T3C} + X_{T.3HP}} + X_{T3B} = \frac{0 \cdot 7.69}{0 + 7.69} + 1.113 = 1.113 \quad (\text{в.о})$$

$$X_{12} := \frac{X_{10} \cdot X_{11}}{X_{10} + X_{11}} = \frac{1.175 \cdot 1.113}{1.175 + 1.113} = 0.572 \quad (\text{в.о})$$

$$X_{13} := \frac{(X_c + X_{L.ecv}) \cdot X_{12}}{X_c + X_{L.ecv} + X_{12}} = \frac{(0.035 + 0.054) \cdot 0.572}{0.035 + 0.054 + 0.572} = 0.077 \quad (\text{в.о})$$

$$X_{14} := X_{13} + X_{T1B} = 0.077 + 1.18 = 1.257 \quad (\text{в.о})$$

$$X_{15} := \frac{X_{14} \cdot X_{T1H}}{X_{14} + X_{T1H}} = \frac{1.257 \cdot 6.625}{1.257 + 6.625} = 1.057 \quad (\text{в.о})$$

$$X_{\text{rez.K2}} = X_{15} + X_{T1C} = 1.057 + 0 = 1.057 \quad (\text{в.о})$$

Результующий опір для точки КЗ на шинах 10 кВ:

$$X_{16} := \frac{X_{14} \cdot X_{T1C}}{X_{14} + X_{T1C}} = \frac{1.257 \cdot 0}{1.257 + 0} = 0 \quad (\text{в.о})$$

$$X_{\text{rez.K3}} := X_{16} + X_{T.1HP} = 0 + 11.704 = 11.704 \quad (\text{в.о})$$

Періодична складова трифазного ударного струму:

$$I_{P1} := \frac{E_s}{X_{\text{rez.K1}}} \cdot I_{b1} = \frac{1}{0.072} \cdot 1.75 = 24.306 \quad (\text{кА})$$

$$I_{P2} := \frac{E_s}{X_{\text{rez.K2}}} \cdot I_{b2} = \frac{1}{1.057} \cdot 5.02 = 4.749 \quad (\text{кА})$$

$$I_{P3} := \frac{E_s}{X_{\text{rez.K3}}} \cdot I_{b3} = \frac{1}{11.704} \cdot 54.986 = 4.698 \quad (\text{кА})$$

Миттєве значення ударного струму:

$$i_{y1} := \sqrt{2} \cdot I_{P1} \cdot K_{y1} = \sqrt{2} \cdot 24.306 \cdot 1.75 = 60.154 \quad (\text{кА})$$

$$i_{y2} := \sqrt{2} \cdot I_{P2} \cdot K_{y2} = \sqrt{2} \cdot 4.749 \cdot 1.7 = 11.417 \quad (\text{кА})$$

$$i_{y3} := \sqrt{2} \cdot I_{P3} \cdot K_{y3} = \sqrt{2} \cdot 4.698 \cdot 1.68 = 11.162 \quad (\text{кА})$$

#### 1.4 Перевірка вибору вимикачів та роз'єднувачів на підстанції (класи напруг)

**Вимикачі** – це комутаційні апарати, призначені для вмикання та вимикання електричних кіл напругою вище 1 кВ в нормальному режимі та вимикання кіл в аварійних режимах [4]. Вимикачі класифікуються:

- за кількістю фаз (одно-, дво- та трифазні);
- за місцем розташування (зовнішньої та внутрішньої установки);
- за часом вимикання (до 0,08 с – швидкодіючі; до 0,12 с – прискореної дії; до 0,25 с – не швидкодіючі).

До сучасних вимикачів, в більшій або меншій мірі, мають відповідати наступним вимогам:

- надійність в роботі і безпека для оточуючих;
- можливо малий час відключення;
- по можливості малі габарити і маса;
- простота монтажу;
- безшумність роботи;
- порівняно невисока вартість.

**Роз'єднувач** – це електричний комутаційний пристрій, спроектований для вмикання та вимикання електричних кіл без наявності суттєвих струмів. Його основна функція полягає в створенні видимого розриву між контактами для забезпечення безпеки при роботах, таких як ремонт [4].

Роз'єднувач має ізоляційний проміжок між контактами у відключеному стані. У випадку ремонтних робіт роз'єднувач дозволяє видно відокремити частини електричної системи, які залишаються під напругою, від тих, які виводяться в ремонт. Однак, в певних конструкціях роз'єднувачів, зокрема в електричних газових розподільних установках, проміжок між контактами у розімкненому стані може бути невидимим, і вимкнений стан визначається за допомогою механічного вказівника положення.

Деякі роз'єднувачі можуть мати заземлювальні ножі для заземлення вимкнених ділянок кола. Приводи для управління роз'єднувачем та його заземлювальними ножами можуть об'єднуватися конструктивно у єдиний агрегат. Такі пристрої важливі для забезпечення безпечного та ефективного управління електричним обладнанням під час ремонтних або обслуговувальних робіт [4].

Щоб обрати вимикачі та роз'єднувачі в ланцюзі відгалудження на 330 кВ необхідно визначити розрахункові струми робочого режиму.

$$I_{ном} := \frac{S_{T1ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{T1BHном}} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 330} = 0.35 \quad (\text{кА})$$

$$I_{fors} := I_{max} = \frac{S_{T1ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{T1BHном} \cdot 0.95} = 0.368 \quad (\text{кА})$$

В установці буде використовуватись вимикач елегазового типу ЛТВ420Е2 та роз'єднувач РНД(3)-330/3280У1. Їх розрахункові та каталожні дані знаходяться в таблиці 1.3.

Таблиця 1.3 Розрахункові значення і каталожні дані вимикача і роз'єднувача.

Розрахункові дані	Каталожні дані		Умови вибору і перевірки
	Вимикач ЛТВ420Е2	Роз'єднувач РНД(3)-330/3280У1	
$U_{уст} = 330 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 400 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 330 \text{ кВ}$	$U_{уст} < U_{н}$
$I_{max} = 0.368 \text{ кА}$	$I_{ном} = 0.4 \text{ кА}$	$I_{ном} = 3,280 \text{ кА}$	$I_{max} < I_{ном}$
$I_{П1} = 24.306 \text{ кА}$	$I_{відк.ном} = 50 \text{ кА}$	-	$I_{П.т} < I_{відк.ном}$
$I_{у1} = 60.154 \text{ кА}$	$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{дин} = 160 \text{ кА}$	$I_{у} < I_{дин}$
$B_{к} = 46.081 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$	$B_{тер.доп} = 7500 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$	$B_{тер.доп} = 7938 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$	$B_{к} < B_{тер.доп}$
-	$t_{відкл} = 0.018 \text{ с}$	-	-
-	$t_{вкл} = 0.07 \text{ с}$	-	-
-	$I_{TEMP} = 50 \text{ кА}$	-	-
-	$t_{TEMP} = 3 \text{ с}$	-	-

Перевірка на термічну стійкість:

$$B_K := I_{P1}^2 \cdot (t_{vid} + T_a) = 24.306^2 \cdot (0.018 + 0.06) = 46.081 \quad (\text{кА}^2 \cdot \text{с})$$

$$B_{тер.доп} := I_{temp}^2 \cdot t_{temp} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \quad (\text{кА}^2 \cdot \text{с})$$

**Вимикачі та роз'єднувачі на 110 кВ.**

$$I_{ном} := \frac{S_{T1ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{T1CHном}} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 115} = 1.004 \quad (\text{кА})$$

$$I_{fors} := I_{max} = \frac{S_{T1ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{T1CHном} \cdot 0.95} = 1.057 \quad (\text{кА})$$

В установці буде використовуватись вимикач елегазового типу ЛТВ420Е2 та роз'єднувач РДЗ.2 110/1125. Їх розрахункові та каталожні дані знаходяться в таблиці 1.4.

Таблиця 1.4 Розрахункові значення і каталожні дані вимикача і роз'єднувача.

Розрахункові дані	Каталожні дані		Умови вибору і перевірки
	Вимикач ЛТВ420Е2	Роз'єднувач РДЗ.2 110/1125	
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 115 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} < U_n$
$I_{max} = 1.057 \text{ кА}$	$I_{ном} = 4 \text{ кА}$	$I_{ном} = 1.125 \text{ кА}$	$I_{max} < I_{ном}$
$I_{п2} = 4.749 \text{ кА}$	$I_{відк.ном} = 50 \text{ кА}$	-	$I_{п.т} < I_{відк.ном}$
$I_{y2} = 11.417 \text{ кА}$	$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{дин} = 80 \text{ кА}$	$I_y < I_{дин}$
$B_K = 1.759 (\text{кА}^2 \cdot \text{с})$	$B_{тер.доп} = 7500 (\text{кА}^2 \cdot \text{с})$	$B_{тер.доп} = 3969 (\text{кА}^2 \cdot \text{с})$	$B_K < B_{тер.доп}$
-	$t_{відкл} = 0.018 \text{ с}$	-	-
-	$t_{вкл} = 0.07 \text{ с}$	-	-
-	$I_{TEMP} = 50 \text{ кА}$	-	-
-	$t_{TEMP} = 3 \text{ с}$	-	-

Перевірка на термічну стійкість

$$B_K := I_{P2}^2 \cdot (t_{vid} + T_a) = 4.749^2 \cdot (0.018 + 0.06) = 1.759 \quad (\text{кА}^2 \cdot \text{с})$$

$$B_{тер.доп} := I_{temp}^2 \cdot t_{temp} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \quad (\text{кА}^2 \cdot \text{с})$$

## Вимикачі та роз'єднувачі на 10 кВ

$$I_{nom} := \frac{S_{T1nom}}{\sqrt{3} \cdot U_{T1HHnom}} = \frac{80}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 4.399 \text{ (кА)}$$

$$I_{fors} := I_{max} = \frac{S_{T1nom}}{\sqrt{3} \cdot U_{T1HHnom} \cdot 0.95} = 4.63 \text{ (кА)}$$

В установці буде використовуватись вимикач типу VAN6/10-50-50-27 та роз'єднувач РВР-20/6300УЗ. Їх розрахункові та каталожні дані знаходяться в таблиці 1.5.

Перевірка на термічну стійкість

$$B_K := I_{P3}^2 \cdot (t_{vid} + T_a) = 4.698^2 \cdot (0.018 + 0.06) = 1.722 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$$

$$B_{ter.dop} := I_{temp}^2 \cdot t_{temp} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$$

Таблиця 1.5 Розрахункові значення і каталожні дані вимикача і роз'єднувача.

Розрахункові дані	Каталожні дані		Умови вибору і перевірки
	Вимикач VAN6/10-50-50-27	Роз'єднувач РВР-20/6300УЗ	
$U_{уст} = 10.5 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10.5 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 20 \text{ кВ}$	$U_{уст} < U_n$
$I_{max} = 4.63 \text{ кА}$	$I_{ном} = 5 \text{ кА}$	$I_{ном} = 6.3 \text{ кА}$	$I_{max} < I_{ном}$
$I_{ПЗ} = 4.698 \text{ кА}$	$I_{відк.ном} = 50 \text{ кА}$	-	$I_{П.т} < I_{відк.ном}$
$I_{уз} = 11.162 \text{ кА}$	$I_{дин} = 130 \text{ кА}$	$I_{дин} = 260 \text{ кА}$	$I_y < I_{дин}$
$B_K = 1.722 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$	$B_{тер.доп} = 7500 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$	$B_{тер.доп} = 40000 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$	$B_K < B_{тер.доп}$
-	$t_{відкл} = 0.02 \text{ с}$	-	-
-	$t_{вкл} = 0.04 \text{ с}$	-	-
-	$I_{TEMP} = 50 \text{ кА}$	-	-
-	$t_{TEMP} = 3 \text{ с}$	-	-

### 1.5 Вибір вимірювальних трансформаторів на ПС 330 кВ «Акац»

Вимірювальний трансформатор (ТН) є спеціальним типом трансформатора, створеним для перетворення високої первинної напруги системи до значення, яке легко вимірювати та використовувати для контролю та вимірювань.

Основна функція вимірювального трансформатора - це забезпечення безпечного та зручного вимірювання напруги в електричних мережах, а також електричного розділення первинних та вторинних кіл. Вимірювальні трансформатори грають важливу роль в забезпеченні ефективного та безпечного вимірювання напруг в електроенергетичних системах.

Таблиця 1.6 Паспортні дані трансформаторів напруги, що встановлені на ПС «Акац»

Параметр	НКФ-М-330 АУ1	НКФ-110-57	НТМИ-10
$U_{н.пер}$ , кВ	330	110	10
$U_{н.вт}$ , кВ	100	100	100
$f_{ном}$ кВ	50	50	50
Номінальний клас точності	0.5	0.5	0.5
$S_{н.о.вт}$ , В * А	600	400	120

Вимірювальний трансформатор струму (ТС) призначений для перетворення струму в значення, зручне для вимірювання. Він спроектований так, що вторинний струм, збільшений у вказаний коефіцієнт трансформації (вказаний як  $K_{ном}$ ), відповідає первинному струму з необхідною точністю як за модулем, так і за фазою. Коефіцієнт трансформації є номінальним значенням величини, на яку струм в першому обмотці трансформатора буде зменшено при генерації струму у вторинній обмотці.

Застосування трансформаторів струму забезпечує безпеку при роботі з вимірювальними приладами і реле, оскільки кола вищої і нижчої напруг розділені. Використання таких трансформаторів дозволяє уніфікувати конструкції вимірювальних приладів для номінального вторинного струму. Це спрощує виготовлення та обслуговування вимірювальних систем та сприяє їх ефективній та надійній роботі.

Таблиця 1.7 Паспортні дані трансформаторів струму, що встановлені на ПС «Акац»

Параметри	ТВ-330	ТГФМ-110	ТОЛ-СЕСЦ-10
$U_H$ , кВ	330	110	10
$I_{н.пер}$ , А	100-3000	50-2000	1500
$I_{н.вт}$ , А	5	5	5
Номінальний клас точності	0.5	0.5	0.5
$I_{дин.ст}$ , кА	3-50	10-150	100

### 1.6 Релейний захист підстанції 330/110/10 кВ.

Релейний захист на електроенергетичних підстанціях є важливим елементом, спрямованим на забезпечення безпеки, стабільності та ефективності електричних систем. Ця система виявляє та реагує на різноманітні несправності, такі як короткі замикання, перевищення струмів, втрата фази та інші аномалії [5].

Релейний захист розрізняється за типами, призначеними для конкретних аспектів електричної системи, таких як захист від коротких замикань, трансформаторів, ліній передачі та інших. Він може бути напрямленим (вимикає тільки уражену частину системи) або ненапрямленим (вимикає весь регіон незалежно від місця несправності). Часові характеристики реакції релейного захисту варіюються, існують імпульсні, квадратично-параболічні та інші види.

Сучасні релейні захисти використовують цифрові технології та інтелектуальні мережі для поліпшення функціональності. Вони можуть використовувати засоби зворотного зв'язку та дистанційного керування для виконання дій та моніторингу віддалено [5] [6].

Тестування та обслуговування релейного захисту вкрай важливі для забезпечення його надійності та ефективності. Релейний захист відіграє ключову роль в запобіганні аварій, захисті обладнання та забезпеченні безпеки електроенергетичних систем.

## **Захист з використанням плавких запобіжників і автоматичних вимикачів**

Живлення електричних приймачів I категорії за безперебійністю електропостачання в мережах напругою до 1 кВ, як правило, реалізується від двотрансформаторних КТП з використанням АВР, в той час як II і III категорії зазвичай отримують електропостачання від однострансформаторних КТП. Для забезпечення надійності електропостачання використовують магістральні схеми з використанням комплектних шинопроводів, таких як магістральні серії ШМА і розподільні серії ШРА. Важливим аспектом є застосування схем з мінімальною кількістю проміжних розподільних пунктів РП, що сприяє високій надійності системи.

Магістральні схеми з використанням шинопроводів забезпечують стабільне та надійне електропостачання. Радіальні схеми мереж із розподільними щитами використовуються у випадках, коли територіальний розподіл електричних навантажень та умови виробництва дозволяють використовувати магістралі, особливо для живлення потужних споживачів та великих навантажень [6].

У мережах з напругою до 1 кВ основними видами пошкоджень є короткі замикання між фазами та окремими фазами на землю. Відповідно до Правил улаштування електроустановок, електричні мережі з напругою до 1 кВ мають бути обладнані швидкодіючими захистами від струмів короткого замикання, а також захистами від перевантажень, включаючи плавкі запобіжники та автоматичні вимикачі. Це забезпечує ефективний захист системи та устаткування від небезпеки кз та перевантажень [6].

## Захист ліній

Повітряні й кабельні ЛЕП, маючи велику довжину, зазнають пошкоджень більше, ніж інше обладнання. Особливо це стосується повітряних ліній. Тому для швидкого вимкнення вони мають бути обладнані релейним захистом. При цьому захист від замикань на землю в мережах із заземленою нейтраллю трансформаторів із великими струмами замикання має діяти на вимкнення, а в мережах з ізольованою нейтраллю – на сигнал або вимкнення, оскільки замикання на землю однієї фази в мережі з ізольованою нейтраллю не порушує роботи споживачів [6].

Захист від багатофазних замикань слід передбачати удвофазному виконанні і вмикати в одні й ті самі фази по всій мережі даної напруги для забезпечення вимкнення в більшості випадків подвійних замикань на землю тільки одного місця пошкодження. Захист має бути виконаний одно-, дво- чи трирелейним залежно від вимог чутливості і надійності.

Основним засобом захисту на лініях 330 кВ використовується диференційно-фазний високочастотний захист (ДФЗ), який проявляє високу швидкодію при будь-якому короткому замиканні по всій довжині лінії, не вимагаючи витримки часу, що є характерною особливістю порівняно із ступінчастими захистами та захистами нульової послідовності (СЗНП) [6].

У якості резервних захистів для ліній 330 кВ використовують дистанційний захист (ДЗ), спроектований для виявлення міжфазних коротких замикань, струмовий захист нульової послідовності (СЗНП) - реагує на одно- та двофазні короткі замикання на землю, струмову відсічку (СВ) або максимально струмовий захист (МСЗ), а також автоматику від підвищеної напруги (АПН).

В системі автоматики використовують автоматичне повторне включення (АПВ), що забезпечує як однофазне (ОАПВ), так і трифазне (ТАПВ) автоматичне відновлення роботи системи після виникнення

несправностей. Такий комплекс заходів забезпечує надійний та ефективний захист енергетичної системи від різноманітних порушень та несправностей.

### **Захист трансформаторів**

Для трансформаторів необхідно передбачити релейний захист від різних видів пошкоджень та ненормальних режимів роботи. Це включає багатофазні та однофазні замикання в обмотках і на виводах, виткові замикання, струми в обмотках, обумовлені зовнішніми короткими замиканнями та перевантаженням, зниження рівня масла, частковий пробій ізоляції, та контроль ізоляції введення з боку нижчої напруги [7].

Існують різноманітні захисти, такі як:

- **Газовий захист:** Захист при пошкодженнях усередині бака трансформатора (автотрансформатора) з виділенням газу та при пониженні рівня масла.
- **Диференційний струмовий захист:** Захист обмоток, вводів та ошинування трансформаторів (автотрансформаторів)
- **Максимальний струмовий захист:** Захист від надструмів через трансформатор (автотрансформатор) та пов'язаних елементів. Діє з витримкою часу.
- **Захист від перевантаження:** Оповіщення чергового персоналу та відключення на підстанціях без постійного чергового персоналу при перевищенні допустимого навантаження.
- **Струмова відсічка миттєвої дії:** Захист трансформатора (автотрансформатора) при пошкодженнях ошинування, вводів та частини обмотки з боку джерела живлення.

При цьому, релейний захист враховує різні сценарії, такі як множинні види замикань, перевантаження та ізоляційні проблеми. Механізми резервування, такі як комбінований пуск і захисти від неповнофазного режиму, допомагають забезпечити надійність та ефективність захисту трансформаторів у різних сценаріях експлуатації [7].

Таблиця 1.8. Релейні захисти на ПС 330 кВ «Акац»

Захист ліній 330 кВ		Захист автотрансформаторів	
Пристрій РЗА	Склад захисту	Пристрій РЗА	Склад захисту
RET-670	ДЗТ 330 кВ: ДЗ СЗНП (струм захист нульової послід) 110 кВ: ДЗ СЗНП МСЗ зворотн. 10 кВ: СВ, МСЗ	GeL-60	ДФЗ ДЗ СЗНП МСЗ швидкодіючий
REC-670	330 кВ: АПВ, ПРВВ (пристрій резерв.відмови вимикача)	ABB REL 670	ДЗ СЗНП МСЗ швидкодіючий МСЗ аварійний ПРВВ
REC-670	110 кВ: АПВ, ПРВВ	ABB REC - 670: B-330	ОАПВ ТАПВ ПРВВ
REF-543	СВ,МСЗ		

**Висновки:**

Розглянуто підстанцію, «Акац 330/110/10 кВ», проведено аналіз обладнання, що входить в її структуру.

Представлені характеристики елементів обладнання, включаючи трансформатори, вимикачі, роз'єднувачі, лінії.

Створена схема заміщення для розрахунку струмів кз, для перевірки вибору обладнання.

## **2. МЕТОДИ ТА ЗАСОБИ РОЗРАХУНКУ УСТАЛЕНОГО РЕЖИМУ ДЛЯ ДИСПЕТЧЕРСЬКОГО УПРАВЛІННЯ В ЕНЕРГОСИСТЕМІ**

### **2.1 Диспетчерське управління енергосистеми.**

#### **2.1.1 Основні задачі.**

Система оперативно-диспетчерського управління (ОДУ) в галузі електроенергетики охоплює різноманітні заходи, спрямовані на централізоване управління технологічними режимами роботи об'єктів електроенергетики та енергоприймаючих установок споживачів. Це проводиться в межах Єдиної енергетичної системи та технологічно ізольованих територіальних електроенергетичних систем. Дії здійснюються суб'єктами оперативно-диспетчерського управління, які мають повноваження відповідно до законодавства України.

Головною метою функціонування системи ОДУ в електроенергетиці є гарантування надійного енергопостачання та забезпечення якості електроенергії, що відповідає вимогам технічних регламентів та інших нормативних актів. Одночасно вона призначена для вживання заходів, спрямованих на виконання зобов'язань суб'єктів електроенергетики за укладеними договорами на оптових та роздрібних ринках [8].

В Україні у галузі електроенергетики функціонує єдина централізована диспетчерська система для оперативно-технологічного управління виробництвом, передачею та постачанням електричної енергії. Здійснення функцій диспетчерського (оперативно-технологічного) управління об'єднаною енергетичною системою України покладено на державне підприємство, яке визначається центральним органом виконавчої влади, що відповідає за управління в електроенергетиці. Це управління розповсюджується на суб'єкти підприємницької діяльності, чий об'єкт електроенергетики підключені до об'єднаної енергетичної системи України.

Централізоване диспетчерське (оперативно-технологічне) управління передбачає ряд ключових завдань і функцій для забезпечення ефективності та надійності електроенергетичної системи України. Серед цих завдань важливо визначити [8]:

**1. Планування та оперативне управління потужностями електростанцій України:**

Це включає в себе оптимальне розподіл та використання потужностей електростанцій, з урахуванням режимів централізованого теплопостачання.

**2. Планування та контроль за додержанням режиму роботи об'єднаної енергетичної системи України:**

Забезпечення стабільності та надійності роботи системи враховуючи потреби споживачів та виробників електроенергії.

**3. Запобігання аварійним ситуаціям та ліквідація їх наслідків:**

Включає в себе підтримку балансу потужності та енергії, а також забезпечення надійного та сталого функціонування енергетичної системи, включаючи взаємодію з іншими країнами.

**4. Розроблення та контроль впровадження нових систем протиаварійної автоматики та захисту:**

Вдосконалення технічних засобів для запобігання аварій та ефективного управління кризовими ситуаціями.

**5. Нагляд за експлуатацією систем протиаварійної автоматики та захисту:**

Регулярний моніторинг та оцінка ефективності використання систем захисту та автоматики.

Важливо відзначити, що всі оперативні команди і розпорядження, видані державним підприємством, яке відповідає за диспетчерське (оперативно-технологічне) управління відповідно до законодавства України, повинні бути виконані беззаперечно всіма суб'єктами підприємницької діяльності, об'єктами електроенергетики яких підключені до об'єднаної енергетичної системи України [8].

### 2.1.2 Організація оперативно-диспетчерського управління

Централізоване диспетчерське управління охоплює всі об'єкти електроенергетики, які підключені до Об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України. Схема ОЕС України зображена на рисунку 2.1. Це включає в себе електростанції, підстанції, лінії передачі електроенергії та інші компоненти енергетичної інфраструктури, які функціонують в межах ОЕС.

Крім того, це управління також розповсюджується на міждержавні електричні зв'язки з енергосистемами суміжних держав. Це важливий аспект, оскільки взаємодія між енергетичними системами різних країн вимагає координації та управління для забезпечення стабільності та ефективності електропостачання на міжнародному рівні [8].

Функції централізованого диспетчерського управління об'єктами основної мережі Об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України виконують Національна енергетична компанія "Укренерго" та її підрозділи, такі як регіональні енергодиспетчерські центри (ЕЕС). Їх завдання включають [8]:

- **Надійну паралельну роботу електричних станцій в складі ОЕС України і ОЕС України з енергосистемами суміжних держав:**  
Забезпечення взаємодії та синхронізації роботи електростанцій для забезпечення стабільності та ефективності енергетичних систем.
- **Підтримування збалансованого режиму в ОЕС України:**  
Управління виробництвом та споживанням електроенергії для підтримки стійкого балансу в енергетичній системі.
- **Надійну та безперебійну передачу електроенергії через основну мережу ОЕС України:**  
Забезпечення ефективного та безперебійного розподілу електроенергії між енергопостачальними компаніями та споживачами.
- **Дотримання вимог енергетичної безпеки ОЕС України:**  
Впровадження та дотримання стандартів та правил, спрямованих на забезпечення стабільності та безпеки електроенергетичної системи [8].



Рис. 2.1 - Об'єднана енергетична система України

Функції оперативного управління в електроенергетичній системі виконують різні організації та служби залежно від їхньої функціональної приналежності. Нижче подано перелік організацій та служб, які здійснюють функції оперативного управління [8]:

- В ОЕС України – диспетчерська служба НЕК "Укренерго": Ця організація відповідає за оперативне управління в ОЕС України, координуючи роботу системи та забезпечуючи її стабільність та надійність.
- В ЕЕС – центральна диспетчерська служба (ЦДС) та оперативно-диспетчерські групи (ОДГ) магістральних електричних мереж: Ці служби відповідають за ефективне управління магістральними електричними мережами та забезпечення координації між різними частинами енергетичної системи.
- На електростанціях, джерелах тепlopостачання (ДТ) та енергокомпаніях – оперативний персонал: Ці групи включають в себе оперативний персонал на електростанціях, джерелах тепlopостачання, а також в енергокомпаніях, які виробляють електроенергію та теплову енергію. В енергопостачальних компаніях – диспетчерська служба та оперативний персонал: Ці служби відповідають за надійне постачання електроенергії та ефективне управління електромережами.
- У теплових мережах – диспетчерська служба та оперативний персонал: Оперативне управління в теплових мережах включає в себе диспетчерську службу та оперативний персонал, які відповідають за ефективне функціонування теплових енергосистем [8].

Приклад центральної диспетчерської служби наведено на рисунку 2.2.

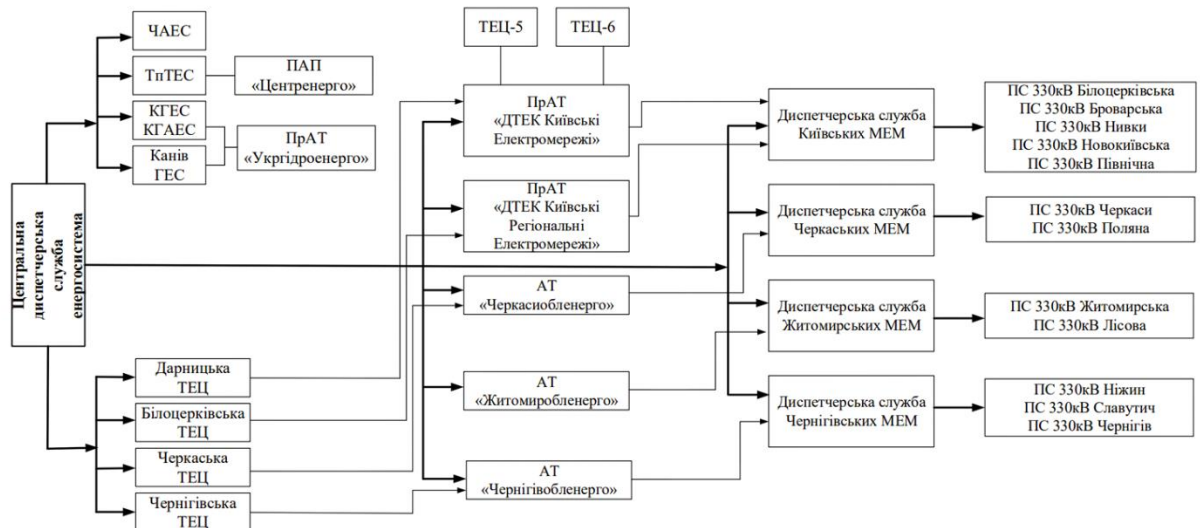


Рис. 2.2 - Центральна диспетчерська служба енергосистеми

Загальна мета цих служб та персоналу полягає в забезпеченні надійності, стійкості та ефективності електроенергетичної системи, а також у вчасному реагуванні на зміни в режимі роботи системи для підтримки її оптимального функціонування.

В ОЕС України існує ієрархічна структура диспетчерського управління, яка поділена на рівні від верхнього до нижнього. Кожен рівень має визначені функції та відповідальності, а також дві категорії управління обладнанням і спорудами: оперативне управління та оперативне відання.

У відділенні **оперативного управління чергового диспетчера** знаходяться лінії електропередачі, обладнання, теплопроводи, пристрої РЗА, АСДУ, ЗДТУ. Черговий диспетчер самостійно виконує або керує операціями, які вимагають координації дій підпорядкованого оперативного персоналу та узгоджених змін на кількох об'єктах.

У відділенні **оперативного відання чергового диспетчера** розташовані лінії електропередачі, обладнання, теплопроводи, пристрої РЗА, АСДУ, ЗДТУ, стан і режим яких впливають на наявну потужність і резерв електростанцій, режим та надійність роботи мереж ОЕС України в цілому [8].

Операції з цим обладнанням та пристроями проводяться лише з дозволу диспетчера, відповідального за це віддання.

Різні об'єкти електропередачі, обладнання, теплопроводи та пристрої РЗА, АСДУ, ЗДТУ розділені між оперативним управлінням і оперативним віданням відповідно до їхніх функцій та впливу на роботу системи електропостачання. Переліки цих об'єктів розроблені з урахуванням рішень вищого органу оперативно-диспетчерського управління та затверджені керівництвом енергокомпанії чи самостійного суб'єкта електроенергетики.

Така структура дозволяє ефективно керувати різними елементами енергетичної системи на кожному рівні диспетчерського управління, забезпечуючи оптимальний режим роботи та реагуючи на можливі випадковості та зміни у системі.

### **2.1.3 Диспетчерські служби підприємств електроенергетики**

Технічне обслуговування й ремонт електричних мереж (ЕМ), їх реконструкцію й розвиток на закріпленій території здійснюють підприємства електричних мереж (ПЕМ). Підприємства електричних мереж, як правило, обслуговують на своїй території ЕМ всіх рівнів напруги. Організаційна структура ПЕМ повинна забезпечувати ефективне вирішення основних завдань керування діяльністю персоналу й виробничих підрозділів. Вибір структури визначається обсягом ЕМ, площею території, на якій вони розміщені, ступенем спеціалізації персоналу й централізації обслуговування електромереж, числом електроустановок, різного виду й напруги, а також співвідношенням обсягів мереж напругою. В цьому розділі буде детальніше розглянута **оперативно-диспетчерська група**.

З метою більш чіткого управління електричними мережами функції управління ОДС ПЕМ, як більш високої, і ОДГ районів розподільних мереж (РРМ), як більш низької ланки оперативного управління, повинні бути розмежовані й виключений паралелізм у їхній роботі. [8]

**Оперативно-диспетчерська група (ОДГ) РРМ** виконує оперативно-диспетчерську діяльність в електроустановках та розв'язує наступні ключові завдання:

- забезпечення стабільного електропостачання споживачів у звичайних, ремонтних та аварійних режимах роботи електричних мереж (ЕМ);
- управління оперативними перемиканнями в електричних мережах РРМ і впровадження комплексу організаційно-технічних заходів для забезпечення безпечної реалізації ремонтних, експлуатаційних та аварійно-відновлювальних робіт;
- контроль за рівнем напруги та його регулювання при необхідності;
- постійний нагляд за відповідністю схеми електричної мережі та її елементів затвердженій нормальній схемі;
- прийняття оперативних заходів для запобігання аварій та пошкоджень, а також своєчасне повідомлення диспетчеру ПЕМ та керівництву РРМ про відключення та несправності;
- прийом, оформлення та узгодження зі споживачами заявок на відключення обладнання та ліній електропередачі (ЛЕП); здійснення контролю за дотриманням строків ремонтних робіт та випробувань відповідно до затверджених заявок [8];

З наведеного можна зробити висновок, що оперативне обслуговування включає такі роботи: усунення перерв у електропостачанні споживачів і інших порушень режиму мережі, шляхом виконання перемикань у схемі мережі та проведення невеликих ремонтів; виконання планових перемикань для підготовки робочих місць згідно з заявками ремонтних і інших підрозділів ПЕМ; здійснення допуску до робіт і нагляд за їх безпечним виконанням у випадках, коли це необхідно [8].

## 2.2 Математичні методи розрахунку усталеного режиму.

Управління електроенергетичною системою (ЕЕС) вимагає постійного визначення технічних умов її функціонування та аналізу поточних і перспективних режимів. Сучасний підхід до вирішення цих завдань включає в себе комп'ютерне моделювання режимів роботи ЕЕС, зокрема усталених. Під час такого моделювання обчислюються та аналізуються основні параметри режиму, такі як напруга в вузлах електричної мережі, розподіл струму та потоку в елементах мережі, втрати активної потужності в окремих елементах мережі та загальні втрати в мережі в цілому. Ці параметри визначаються на основі схеми заміщення та розрахункової схеми електричної мережі, параметрів мережі, навантажень споживачів і джерел електроенергії [9].

У математичному аспекті задача моделювання полягає у формуванні та розв'язанні системи алгебраїчних рівнянь з комплексними коефіцієнтами та невідомими. Ці рівняння визначають аналітичні залежності між відомими та невідомими параметрами схеми і режиму усталеного режиму електричної мережі.

Математична модель електричної мережі включає дві взаємопов'язані складові:

1. **Модель схеми мережі:** Представлена у формі схем заміщення та розрахункових схем, ця модель описує послідовність з'єднань елементів мережі, їх параметри і властивості.
2. **Модель режиму роботи електричної мережі:** Представлена як система лінійних або нелінійних алгебраїчних рівнянь, ця модель встановлює зв'язки між заданими, відомими та невідомими параметрами схеми і режиму. Вона відображає основні взаємозв'язки між цими параметрами та враховує закони електротехніки в електричних мережах.

В сучасному розумінні математична модель електричної мережі є комплексом комп'ютерних програм, які втілюють методи та алгоритми

формування складових математичної моделі та розв'язання відповідних систем рівнянь усталеного режиму.

### 2.2.1 Формування схеми заміщення. Обчислення параметрів елементів схеми заміщення.

Схема заміщення електричної мережі формується шляхом уявного заміщення елементів мережі, таких як лінії електропередач (ЛЕП), трансформатори, вузли навантажень і генерації інші, відповідно до послідовності їх з'єднання. Для проведення розрахунків усталеного режиму, ділянки ліній електропередач представляються у вигляді П – подібної та Г – подібної схем заміщення. Приклади схем зображені на рисунку 2.3 А та Б відповідно [9].

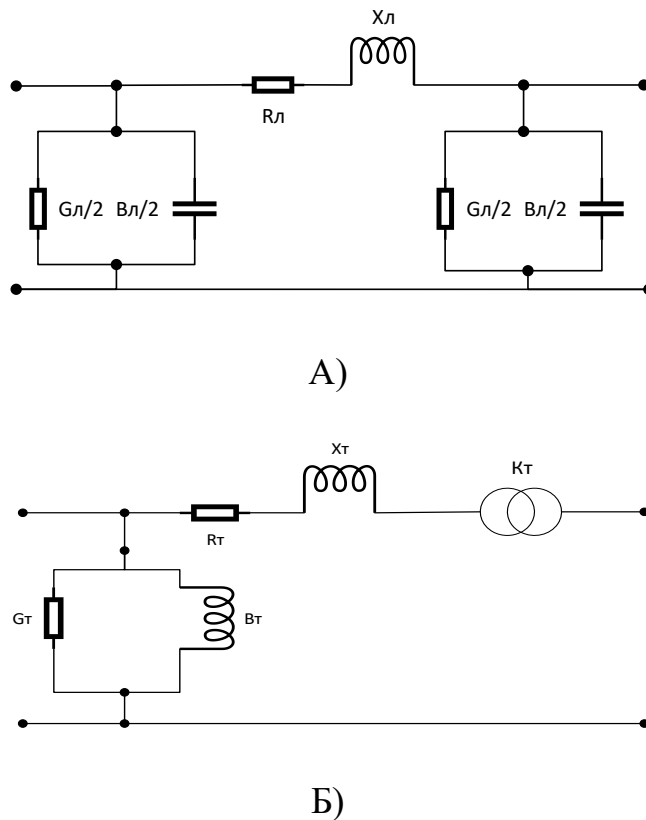


Рис. 2.3 Схеми заміщення елементів електричної мережі

При моделюванні визначаються і аналізуються такі параметри режиму ЛЕП:

- Напруги у вузлах початку та кінця ліній  $U_i$ ,  $U_j$ . Якщо ЛЕП під навантаженням, то ці напруги відрізняються.
- Струм у лінії  $I_{ij} = (U_i - U_j)Y_{ij}$ . Де  $Y_{ij}$  – повздовжня провідність лінії. Це величина зворотна її опору  $Y_{ij} = \frac{1}{Z_{ij}} = 1/(R_{ij} + jX_{ij})$ ; струми у поперечних провідностях  $I_i = U_i * Y_i$ ;  $I_j = U_j * Y_j$ ;
- Потоки потужності в лінії. На початку і в кінці лінії вони відрізняються на величину втрат потужності в лінії. Потік потужності на початку лінії  $S_{ij(i)} = U_i * I_{ij}$ , та в кінці лінії  $S_{ij(j)} = U_j * I_{ij}$
- Втрати потужності в лінії  $\Delta S_{ij} = S_{ij(i)} - S_{ij(j)}$ .

Для двох обмоткових трансформаторів і автотрансформаторів використовують Г-подібну схему заміщення, зображену на рис 2.3 Б. При моделюванні визначаються і аналізуються такі параметри режиму трансформаторів:

- Напруги на вході та виході трансформатора, це обмотки високої напруги (ВН)  $U_B$  та низької напруги (НН)  $U_H$ , при чому  $U_B = K_T * U_H$ , де  $K_T$  – це коефіцієнт трансформації;
- Струми в обмотках трансформатора.  
В обмотці ВН  $I_B = (U_B - U_H * K_T)Y_T$ ,  
В обмотці НН  $I_H = I_B * K_T$ .  
Повздовжня провідність трансформатора дорівнює  $Y_T = \frac{1}{Z_T} = 1/(R_T + jX_T)$ ;
- Втрати потужності в обмотках трансформатора  $\Delta S_{ij} = I_T^2 * Z_T$  [15].

Задавання вузлових навантажень у схемах заміщення залежить від типу мережі та цілей розрахунків. Навантаження можуть бути визначені постійним струмом за модулем і фазою, постійною потужністю, статичними характеристиками, постійною провідністю тощо.

Джерела електроенергії, такі як генератори електростанцій (ЕС), батареї статичних конденсаторів (БСК) і синхронні компенсатори (СК), у

схемах заміщення визначаються за постійною активною та реактивною потужністю, постійними активною потужністю і модулем напруги, або постійними модулем і кутом напруги [9].

Повна схема заміщення електричної мережі складається з схем заміщення її елементів, які впорядковані відповідно до їхнього з'єднання у вихідній схемі. При врахуванні класів напруг елементів мережі можна спростити схему заміщення, відкидаючи деякі її елементи.

Схема заміщення є основою для формування розрахункової схеми електричної мережі, яка містить всю необхідну інформацію для подальшого моделювання режимів. Розрахункова схема визначає послідовність з'єднання елементів мережі, їх параметри (опори, провідності, коефіцієнти трансформації тощо), навантаження і генерацію у вузлах мережі, напруги в опорних вузлах і т.д. Розрахункову схему розглянемо трохи згодом [15].

### 2.3 Матриця провідностей. Формування системи рівнянь усталеного режиму роботи електричної мережі

Математична модель усталеного режиму роботи електричної мережі виражається системою алгебраїчних рівнянь усталеного режиму, які формулюються для всіх вузлів мережі, за винятком опорних вузлів по напрузі. У випадку, коли навантаження визначається постійним струмом ( $I_i = const, i = 1, \dots, n$ ), усталений режим моделюється системою лінійних алгебраїчних рівнянь у формі балансу струмів, що має загальний вигляд [15]:

$$\begin{cases} y_{11}U_1 - y_{12}U_2 - \dots - y_{1n}U_n = y_{10}U_0 + I_1; \\ -y_{21}U_1 + y_{22}U_2 - \dots - y_{2n}U_n = y_{20}U_0 + I_2; \\ \dots \\ -y_{n1}U_1 - y_{n2}U_2 - \dots + y_{nn}U_n = y_{n0}U_0 + I_n; \end{cases}$$

Це система рівнянь відносно невідомих напруг у вузлах  $U_i$ . Розмірність цієї системи складає  $n$ , що відповідає кількості вузлів у схемі мережі (без опорних). Коефіцієнтами при невідомих є власні та взаємні провідності вузлів ( $Y_{ii}$  та  $Y_{ij}$ ). У правій частині системи рівнянь містяться:

- Задані струми у вузлах  $I_i$ .
- Задана напруга в опорному (балансуючому) вузлі  $U_0$ .
- Взаємна провідність між вузлами схеми та опорним вузлом  $y_{i0}$ .

Кожне  $i$ -те рівняння системи відповідає одному  $i$ -му вузлу схеми електричної мережі і визначає баланс струмів у цьому вузлі [10]. У матричній формі цю систему можна записати наступним чином:

$$\begin{bmatrix} y_{11} & -y_{12} & \dots & -y_{1n} \\ -y_{21} & y_{22} & \dots & -y_{2n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ -y_{n1} & y_{n2} & \dots & y_{nn} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} U_1 \\ U_2 \\ \dots \\ U_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y_{10} \\ y_{20} \\ \dots \\ y_{n0} \end{bmatrix} \cdot U_0 + \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \dots \\ I_n \end{bmatrix}$$

Або  $YU=J$ .

Матриця коефіцієнтів при невідомих напругах у системі представляє собою матрицю власних і взаємних провідностей вузлів електричної мережі. Матриця провідностей електричної мережі виступає у вигляді упорядкованого запису коефіцієнтів при невідомих у системі рівнянь усталеного режиму. Цю матрицю можна розглядати як модель схеми електричної мережі, яка визначає конфігурацію мережі та параметри її елементів. Матриця провідностей є квадратною, симетричною та слабозаповненою [10].

		→				
		$j$				
$i$		1	...	$j$	...	$n$
	↓	$Y_{11}$	...	$-Y_{1j}$	...	$-Y_{1n}$
			...			
		$-Y_{i1}$	...	$Y_{ii}$	...	$-Y_{in}$
				...		
		$-Y_{n1}$	...	$-Y_{nj}$	...	$Y_{nn}$

Рис. 2.4 – Структура матриці провідностей

В разі задання вузлових навантажень споживачів і джерел електроенергії постійними активними і реактивними потужностями ( $S_i = P_i + jQ_i = const, i = 1, \dots, n$ ) усталений режим електричної мережі моделюється системою нелінійних алгебраїчних рівнянь у формі балансу струмів або балансу потужностей.

Нелінійні рівняння балансу струмів мають загальний вигляд:

$$\begin{cases} y_{11}U_1 - y_{12}U_2 - \dots - y_{1n}U_n = y_{10}U_0 + S_1/U_1; \\ -y_{21}U_1 + y_{22}U_2 - \dots - y_{2n}U_n = y_{20}U_0 + S_2/U_2; \\ \dots \\ -y_{n1}U_1 - y_{n2}U_2 - \dots + y_{nn}U_n = y_{n0}U_0 + S_n/U_n; \end{cases}$$

Систему рівнянь у вигляді балансу потужностей можна отримати, якщо рівняння вище домножити на  $U_i$ :

$$\begin{cases} U_1 * (-y_{10}U_0 + y_{11}U_1 - y_{12}U_2 - \dots - y_{1n}U_n) = S_1; \\ U_2 * (-y_{20}U_0 - y_{21}U_1 + y_{22}U_2 - \dots - y_{2n}U_n) = S_2; \\ \dots \\ U_n * (-y_{n0}U_0 - y_{n1}U_1 - y_{n2}U_2 - \dots + y_{nn}U_n) = S_n; \end{cases}$$

Розв'язання цих систем рівнянь дозволяє визначити напруги у вузлах мережі у заданому режимі. Система рівнянь балансу потужностей з дійсними складовими може бути отримана перетворенням системи балансу потужностей і включає  $2n$  рівнянь балансу активних і реактивних потужностей, де  $n$  – кількість вузлів схеми без опорних [10].

#### 2.4 Розв'язання системи лінійних рівнянь усталеного режиму методом Гауса.

Для вирішення систем лінійних рівнянь, представлених у формі балансу струмів, зазвичай використовують прямі методи. Один з таких методів – метод Гауса, який включає послідовні перетворення вихідної системи рівнянь з квадратною матрицею коефіцієнтів у еквівалентну систему з трикутною матрицею коефіцієнтів. Розв'язок еквівалентної системи рівнянь забезпечує розв'язок вихідної системи.

Класичний метод Гауса включає два основних етапи: прямий і зворотний хід. Прямий хід – це послідовність однотипних кроків виключення невідомих (напруги  $U_i$ ) з рівнянь системи лінійних алгебраїчних рівнянь у формі балансу струмів. На першому кроці використовуються еквівалентні перетворення рівнянь системи, завдяки яким невідома  $U_i$  виключається із усіх рівнянь, починаючи з другого.

Наприклад, для виключення  $U_1$  з другого рівняння можна помножити це рівняння на  $y_{11}$ , а перше - на  $y_{21}$ , і потім скласти їх. Аналогічні перетворення виконуються для виключення  $U_1$  із третього і четвертого рівнянь. Перше рівняння залишається незмінним. У результаті вихідна система матиме такий вигляд:

$$\begin{cases} y_{11}U_1 - y_{12}U_2 - \dots - y_{1n}U_n = b_1; \\ 0 + y_{22}^{(1)}U_2 - \dots - y_{2n}^{(1)}U_n = b_2^{(1)}; \\ \dots \\ 0 - y_{n2}^{(1)}U_2 - \dots + y_{nn}^{(1)}U_n = b_n^{(1)} \end{cases}$$

Де  $Y_{ij}^{(1)}$ ,  $Y_{ii}^{(1)}$ ,  $b_i^{(1)}$  - нові значення коефіцієнтів при невідомих і вільні члени рівнянь, обчислені в ході перетворень [10].

На другому кроці виключення, невідомі, починаючи з  $U_2$  і далі, виключаються з рівнянь, що входять до системи, і так далі. Після виконання (n-1)-го кроку виключення вихідна система з квадратною матрицею коефіцієнтів перетворюється на еквівалентну систему рівнянь з трикутною матрицею коефіцієнтів при невідомих:

$$\begin{cases} y_{11}U_1 - y_{12}U_2 - y_{13}U_3 \dots - y_{1n}U_n = b_1; \\ y_{22}^{(1)}U_2 - y_{23}^{(1)}U_3 \dots - y_{2n}^{(1)}U_n = b_2^{(1)}; \\ \dots \\ y_{n-1,n-1}^{(n-2)}U_{n-1} - y_{n-1,n}^{(n-2)}U_n = b_{n-1}^{(n-2)} \\ y_{nn}^{(n-1)}U_n = b_n^{(n-1)} \end{cases}$$

На кожному кроці виключення, метод еквівалентних перетворень системи рівнянь може бути застосований різними способами. Наприклад,

перерахунок коефіцієнтів і вільних членів системи рівнянь може виконуватися за допомогою таких формул:

$$y_{ij}^{(k)} = y_{ij}^{(k-1)} - y_{kj}^{(k-1)} y_{ik}^{(k-1)} / y_{kk}^{(k-1)}$$

$$b_i^{(k)} = y_i^{(k-1)} - y_{ik}^{(k-1)} b_k^{(k-1)} / y_{kk}^{(k-1)}$$

де,  $k = 1, \dots, n-1$  - номер кроку виключення невідомих. Співпадає з номером рівняння системи, в якому розміщений опорний елемент  $y_{kk}$ ;  $i = k + 1, \dots, n$  - номер рівняння, із якого виключається невідоме;

$j = k, \dots, n$  - номер елемента у рівнянні;  $y_{ij}, y_{kk}$  - коефіцієнти при невідомих.

$b_i = y_{i0} U_0 + I_i$  - вільні члени рівнянь [10].

Зворотний хід - розв'язання системи еквівалентних рівнянь з трикутною матрицею коефіцієнтів при невідомих і обчислення значень усіх невідомих, починаючи з  $U_n$ .

Із останнього рівняння цієї системи отримуємо:

$$U_n = b_n^{(n-1)} / y_{nn}^{(n-1)}$$

Підставляємо його в передостаннє рівняння системи і обчислюємо  $U_{n-1}$  і так далі. Послідовно визначаємо  $U_{n-2}, U_{n-3}, \dots, U_2, U_1$  із решти рівнянь. Загальна формула при цьому має вигляд:

$$U_i = (b_i^{(i-1)} - \sum_{j=i+1}^n y_{ij}^{(i-1)} U_j) / y_{ii}^{(i-1)}, i = n - 1, \dots, 1.$$

При підстановці правильно обчислених значень невідомих  $U_1, U_2, \dots, U_n$  у вихідну систему, всі її рівняння перетворюються на тотожності [15].

## 2.5 Розв'язання системи лінійних рівнянь усталеного режиму методом подвійної факторизації.

Метод подвійної факторизації включає в себе вирішення системи лінійних рівнянь у стаціонарному режимі, представлених у формі балансу

струмів. Цей метод дозволяє встановити значення невідомих напруг  $U_i$  вузлів системи у вигляді:

$$U = Y^{-1}J$$

де,  $Y^{-1}$  – обернена матриця провідностей;  $J = U_0 Y_0 + I$  – вектор вільних членів рівнянь системи [10].

Для знаходження оберненої матриці провідностей застосовують метод подвійної факторизації. Цей метод включає подання оберненої матриці як добутку послідовності елементарних верхніх  $R_k$  і нижніх  $L_k$  трикутних матриць. У цих матриць тільки один рядок чи стовпець містить елементи, що не дорівнюють нулю (праві та ліві факторні матриці):

$$Y^{-1} = R_1 * R_2 \dots R_k \dots R_{n-1} * L_n * L_{n-1} \dots L_k \dots L_1$$

де,  $k = 1, \dots, n$  – номер кроку перетворення матриці  $Y$  (крок факторизації)

Структуру факторних матриць на  $k$ -му кроці факторизації відображено на рисунку 2.5.

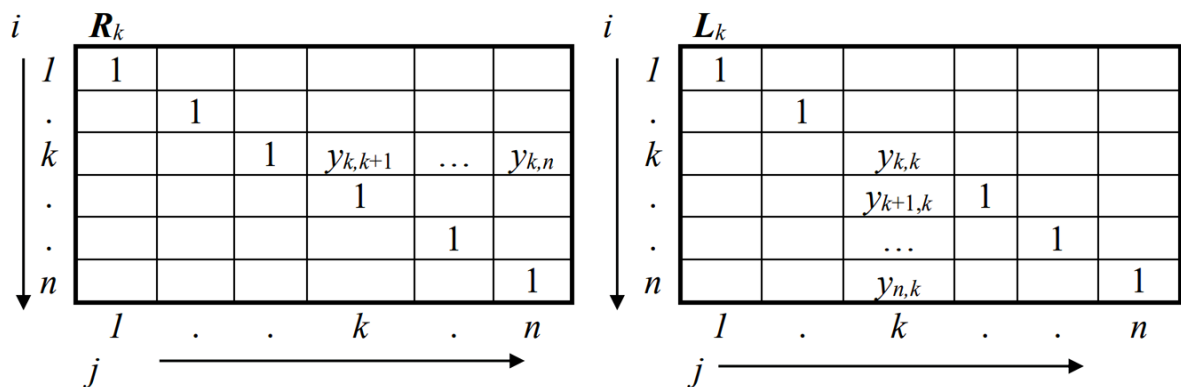


Рис. 2.5 – Факторні матриці.

Елементи матриць обчислюються такими формулами:

Матриця  $L_k$ :

$$y_{kk}^* = 1/y_{kk}$$

$$y_{ik}^* = -y_{ik}y_{kk}^*$$

Матриця  $R_k$ :

$$y_{kj}^* = -y_{kj}y_{kk}^*$$

де,  $i, j$  - відповідно номери рядка і стовпця матриці провідностей ( $i, j = k+1, \dots, n$ );

$k$  – номер кроку факторизації ( $k = 1, \dots, n$ );  $y$  - елементи матриці провідностей на  $k$ -му кроці факторизації.

На кожному кроці факторизації виконується перерахунок усіх елементів не перетвореної раніше частини матриці  $Y$  за формулою:

$$y_{ij}^* = y_{ij} + y_{ik}^* * y_{kj}, \quad i, j = k+1, \dots, n$$

У результаті виконання  $n$  кроків перетворення отримуємо праву факторну матрицю  $R$  і  $n$  лівих факторних матриць  $L$ . Їх елементи розміщені на полі вихідної матриці  $Y$  і утворюють факторизовану матрицю  $Y^*$ . На їх головній діагоналі припускають одиниці [10].

Загальний алгоритм подвійної факторизації матриці включає в себе наступні етапи:

1. Визначення номера поточного кроку факторизації ( $k$ ).
2. Вибір опорного елемента (діагонального елемента) на поточному кроці.
3. Розрахунок елементів лівої факторної матриці  $L_k$ .
4. Розрахунок інших елементів матриці  $Y$ , які не входять в опорний рядок і стовпець на цьому та попередніх кроках перетворення.
5. Розрахунок елементів правої факторної матриці  $R_k$ .
6. Після цих етапів отримуємо поточні  $k$ -ті факторні матриці  $L_k$  і  $R_k$
7. Повернення до пункту 1 для проведення наступного кроку.

Після виконання  $n$  кроків перетворення, кожний з яких включає пп. 1 – 6, отримуємо факторизовану матрицю  $Y^*$ , елементами якої є ненульові елементи  $n$  лівих факторних матриць  $L_1, L_2, \dots, L_n$  та  $(n-1)$ -ї правих факторних матриць  $R_1, R_2, \dots, R_{n-1}$ . З отриманої факторизованої матриці

виділяємо факторні матриці, множимо їх між собою, визначаємо обернену матрицю, і використовуючи відповідні формули, знаходимо значення напруги [10].

## 2.6 Формування розрахункової схеми.

Розрахункова схема електричної системи представляє собою графічне відображення з'єднань елементів системи з вказівкою розрахункових параметрів цих елементів. Електричні системи одного класу номінальної напруги, які розглядаються в контрольних роботах, включають активні елементи, такі як джерела та споживачі електроенергії, а також пасивні елементи, такі як лінії передачі, трансформатори, пристрої компенсації та регулювання, які створюють мережу для передачі та розподілу електроенергії [10].

### 2.6.1 Математична модель дво- і триобмоткового трансформатора

Трансформатори в розрахунках режимів електричних систем представляють однолінійними Г-подібними схемами. Вони зображені на рисунку 2.6.

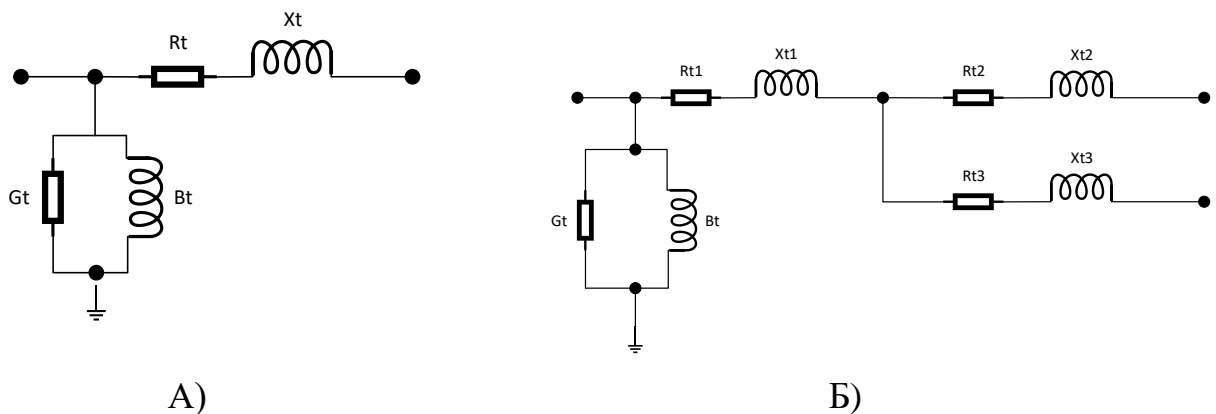


Рис 2.6. Заступні схеми двообмоткових (а) та триобмоткових (б) трансформаторів

Повздовжні елементи заступної схеми силового трансформатора включають активний та індуктивний опори обмоток, що характеризують втрати від протікання навантажувальних струмів через обмотки трансформатора (втрати в міді). Поперечні елементи заступної схеми

трансформатора включають активну та індуктивну провідності контуру намагнічення, які відповідають втратам в сталі силового трансформатора.

Активний опір обмоток трансформатора визначають за виразами:

- для двообмоткового трансформатора:

$$r_T = \frac{\Delta P_k U_n^2 * 10^{-3}}{S_n^2}$$

- для триобмоткового трансформатора:

$$r_{TB} = r_{TC} = r_{TH} = \frac{\Delta P_k U_n^2 * 10^{-3}}{2S_n^2}$$

де  $\Delta P_k$  - втрати активної потужності в досліді короткого замикання трансформатора [10];

$S_n$  - номінальна потужність трансформатора;  $U_n$  - номінальна напруга обмотки ВН трансформатора.

Індуктивний опір обмоток трансформатора обчислюють за виразами:

- для двообмоткового трансформатора:

$$X_T = \frac{U_k U_n^2}{100 * S_n}$$

- для триобмоткового трансформатора:

$$X_{Ti} = \frac{U_{ki} U_n^2}{100 * S_n}$$

$$U_{KB} = 0.5(U_{KBC} + U_{KBH} - U_{KCH})$$

$$U_{KC} = 0.5(U_{KBC} + U_{KCH} - U_{KBH})$$

$$U_{KH} = 0.5(U_{KBH} + U_{KCH} - U_{KBC})$$

де,  $U_k, U_{ki}$  - напруга в досліді короткого замикання обмоток трансформатора;  $i$  - індекс обмоток (ВН, СН, НН) [10].

Активну та індуктивну провідності дво- та триобмоткового трансформатора визначають за даними дослідів неробочого ходу.

$$g_T = \frac{\Delta P_0 * 10^{-3}}{U_n^2}$$

$$b_T = \frac{i_0 * S_n}{100 * U_n^2}$$

де,  $\Delta P_0$  - втрати в досліді неробочого ходу;  $i_0$  — струм неробочого ходу трансформатора.

### 2.6.2 Математична модель лінії електропередачі.

Зазвичай при розрахунках ustalених режимів електричної системи лінія електропередачі (ЛЕП) моделюється за допомогою П-подібної заступної схеми [11].

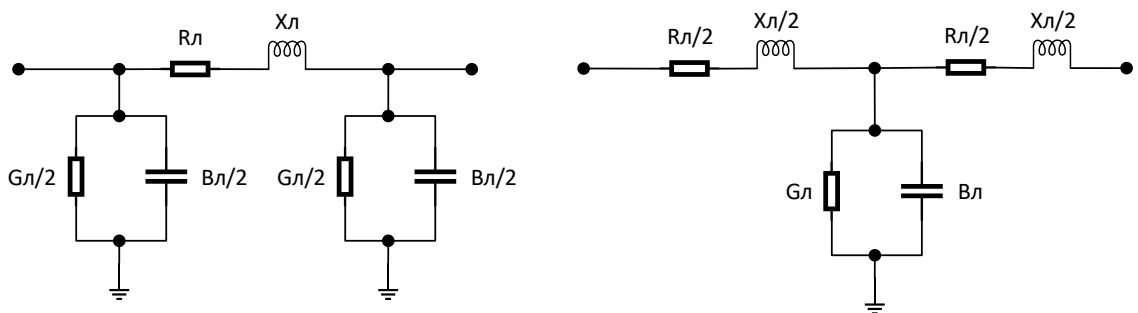


Рис 2.7 - Заступні схеми ліній електропередачі

Активний опір (резистанс) лінії електропередачі (ЛЕП) обумовлений джоулевими втратами електричної енергії, яка перетворюється на тепло при протіканні змінного струму через проводи лінії. У зв'язку із скін-ефектом, активний опір ЛЕП є трохи вищим, ніж електричний опір постійному струму. Проте для електричних систем із промисловою частотою 50 Гц це збільшення опору для сталевалюмінієвих проводів ліній становить не більше 1-2%. Також важливо враховувати, що електричний опір проводів ЛЕП залежить від температури навколишнього середовища. У більшості випадків практичних розрахунків режимів ЛЕП та електричних систем зазначеними обставинами зазвичай нехтують і приймають активний опір лінії таким, що

дорівнює електричному опору постійному струму за температури +20°C [11].

Погонний резистанс повітряної лінії можна обчислити за формулою:

$$r_0 = \frac{\rho}{F}$$

де,  $\rho$  – питомий опір,  $F$  - розрахунковий переріз проводу, мм<sup>2</sup> .

Індуктивний погонний опір (резистанс) однолінійної заступної схеми повітряної лінії, яка характеризується повним циклом транспозиції проводів, визначають за виразом:

$$x_0 = 0.144 * \lg \frac{D_g}{R_{eq}} + 0.0154 * \mu$$

де,  $R_{eq}$  - еквівалентний радіус пучка розщеплених проводів фази;  $D_g$  - середньгеометрична відстань між фазними проводами повітряної лінії;  $\mu$  - магнітна проникність матеріалу, з якого виготовлено провід (для проводів з кольорових металів  $\mu \approx 1$ ).

Погонна ємнісна провідність (сусцептанс) однолінійної заступної схеми лінії визначають за виразом:

$$b_0 = \frac{7.58 * 10^{-3}}{\lg \frac{D_g}{R_{eq}}}$$

Погонна активна провідність (кондуктанс) схеми однолінійної математичної моделі лінії обчислюють за виразом:

$$g_0 = \frac{\Delta P_c * 10^{-3}}{U_n^2}$$

де,  $\Delta P_c$  - питомі втрати активної потужності на корону;  $U_n$  - номінальна напруга електропередачі [11].

Для визначення значень параметрів заступної схеми ЛЕП необхідно отримані погонні параметри помножити на довжину лінії:

$$r_l = r_0 * l$$

$$x_l = x_0 * l$$

$$g_l = g_0 * l$$

$$b_l = b_0 * l$$

### 2.6.3 Математична модель навантаження

Математична модель вузла навантаження повинна враховувати дві основні аспекти: фізичну правильність та високу ефективність розрахунків при аналізі режимів. В розрахунках усталених режимів та перехідних процесів вузли навантаження представляються у формі ідеалізованих елементів, які забезпечують адекватну зміну вузлового струму, провідності або ЕРС як при повільних змінах режиму, так і при різких збуреннях. Залежно від конкретного завдання та необхідної точності можуть використовуватися різні варіанти ідеалізації навантажень, такі як еквівалентні асинхронні та синхронні двигуни (АД і СД), статичні характеристики навантаження (СХН) по напрузі і частоті, незмінна потужність навантаження або незмінна провідність навантаження.

Необхідність урахування перехідних процесів у вузлах навантажень при аналізі динамічної стійкості енергосистеми виникає, головним чином, стосовно тих вузлів, які сприймають різкі і глибокі зниження напруги. До складу узагальненої динамічної моделі навантаження крім еквівалентного АД при необхідності може бути введений СД, а також статичне навантаження у вигляді  $u_n = \text{const}$ . Модель АД може бути реалізована як з урахуванням електромагнітних перехідних процесів, так і без їх урахування [11].

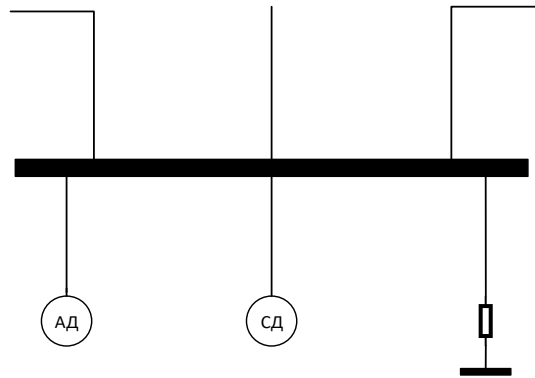


Рис. 2.8 – Динамічна модель навантаження

### 2.7 Моделювання в середовищі Power Factory

PowerFactory є провідним програмним забезпеченням для аналізу енергетичних систем, призначеним для вивчення генерації, передачі, розподілу та промислових систем. Воно охоплює повний спектр функціоналу від стандартних можливостей до високорозвинених додатків, включаючи вітрову енергетику, розподілене покоління, симуляцію в реальному часі та моніторинг продуктивності для тестування та контролю системи [12].

За допомогою єдиної бази даних, що містить всю необхідну інформацію про обладнання електричної системи (наприклад, параметри ЛЕП, генераторів, захисних пристроїв, коливачів, контролерів), PowerFactory легко виконає будь-яку або одночасно всі доступні функції в одному й тому ж програмному середовищі. Деякими з цих функцій є розрахунок усталеного режиму, розрахунок струмів короткого замикання, гармонічний аналіз, координація захисних пристроїв, розрахунок стійкості і модальний аналіз.

PowerFactory від початку призначалася для використання та роботи в графічному середовищі, а саме введення даних проводиться за допомогою зображення досліджуваної мережі, далі за допомогою редагування об'єктів на полотні їм присвоюються параметри.

Графічне середовище програми пропонує зручну систему з вибором потрібних елементів та подальшому розміщенні їх на робочій сітці. В цій системі представлені всі можливі елементи електричної схеми.



Рис. 2.9 – Меню вибору елементів в середовищі Power Factory

В програмному забезпеченні PowerFactory ЛЕП зображують наступним чином :

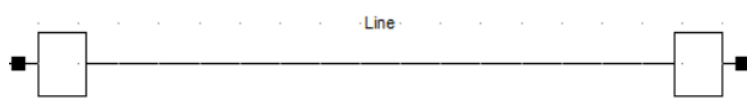


Рис 2.9 – Зображення лінії в середовищі Power Factory

Подвійний клік лівої кнопки миші відкриває меню параметрів:

The screenshot displays the parameter configuration window for a line in Power Factory. The interface is organized into several sections:

- Name:** A text input field containing "Line".
- Type:** A dropdown menu with a right-pointing arrow and an ellipsis.
- Terminal i:** A dropdown menu showing "Part 1\Single Busbar(3)\1\Cub\_1" with "BB" to its right.
- Terminal j:** A dropdown menu showing "Part 1\Single Busbar(4)\1\Cub\_1" with "BB" to its right.
- Zone:** A dropdown menu showing "Terminal i" with a right-pointing arrow and an ellipsis.
- Area:** A dropdown menu showing "Terminal i" with a right-pointing arrow and an ellipsis.
- Out of Service:** An unchecked checkbox.
- Number of parallel Lines:** A text input field containing "1".
- Parameters:** A section containing:
  - Thermal Rating:** A dropdown menu with a right-pointing arrow and an ellipsis.
  - Length of Line:** A text input field containing "1." followed by "km".
  - Derating Factor:** A text input field containing "1."
  - Laying:** A dropdown menu showing "Ground".
- Resulting Values:** A table listing calculated values:
 

Rated Current (act.)	0, kA
Pos. Seq. Impedance, Z1	0, Ohm
Pos. Seq. Impedance, Angle	0, deg
Pos. Seq. Resistance, R1	0, Ohm
Pos. Seq. Reactance, X1	0, Ohm
Zero Seq. Resistance, R0	0, Ohm
Zero Seq. Reactance, X0	0, Ohm
Earth-Fault Current, Ice	0, A
Earth Factor, Magnitude	
Earth Factor, Angle	

Рис 2.10 – Меню параметрів лінії

В цьому меню можна вибрати тип лінії, число паралельних ліній, довжину, тип ( повітряну чи підземну), а також побачити величину значень.

Трансформатори схематично мають наступний вигляд:

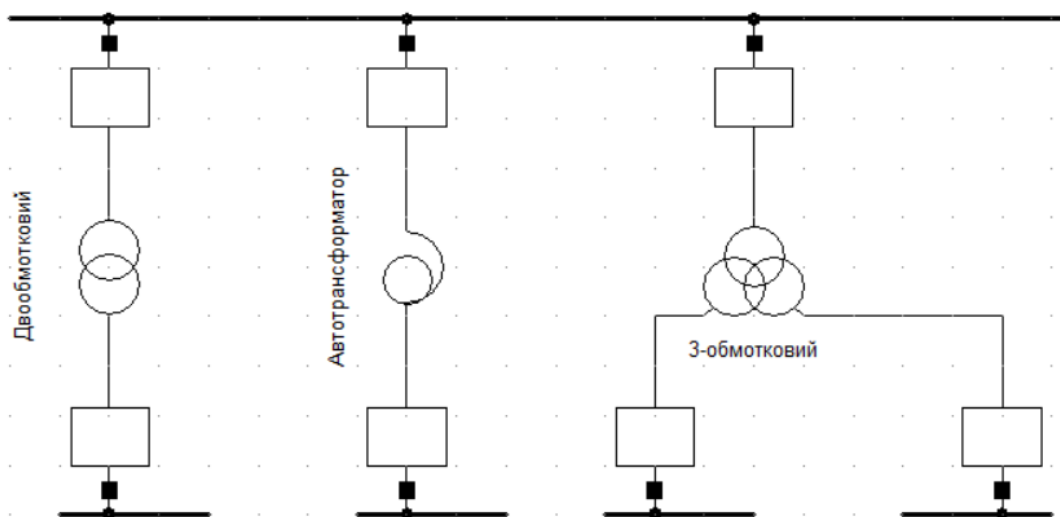


Рис 2.11 – Зображення трансформаторів в середовищі Power Factory

Трансформатори мають однакові меню параметрів, де, з важливого, можна вибрати тип з бази даних програми, або ж створити свій тип.

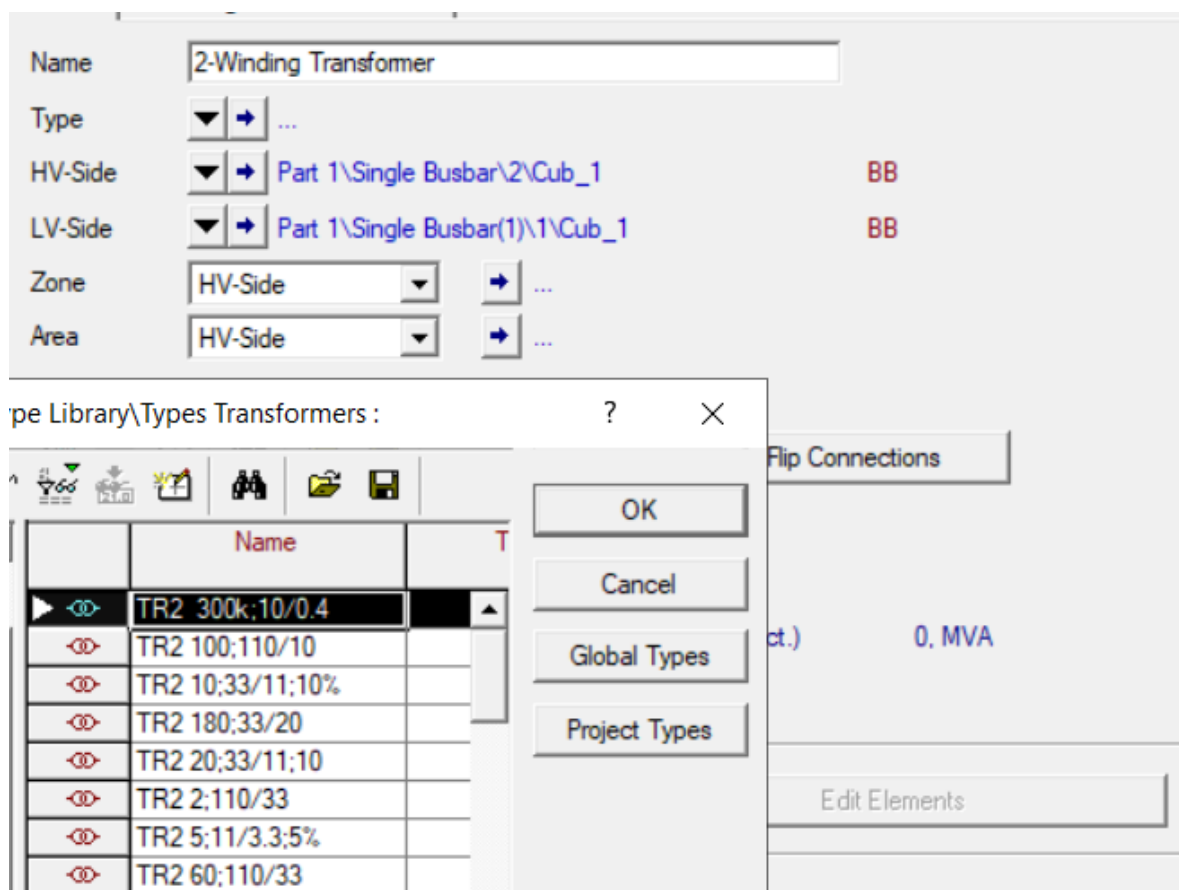


Рис 2.12 – Меню параметрів трансформаторів

В програмі генератори зображують наступним чином:

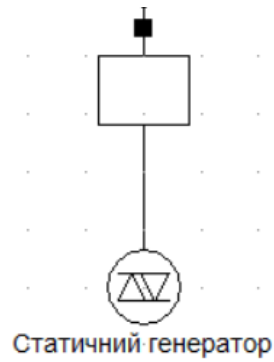


Рис 2.13. - Зображення статичного генератора в середовищі PowerFactory

Навантаження системи це потужності споживачів, що приєднанні до мережі або генеруючі потужності електростанцій. На схемах PowerFactory зображують наступним чином:

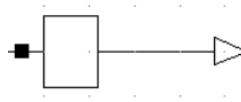


Рис 2.14. - Зображення навантаження в середовищі PowerFactory

Після моделювання програма дозволяє проводити різні розрахунки, наприклад розрахунок ustalеного режиму. Інформація про розрахунок, або помилки, показується у спеціальному вікні виводу.

Load Flow Calculation		Grid Summary	
AC Load Flow, balanced, positive sequence		Automatic Model Adaptation for Convergence	No
Automatic Tap Adjust of Transformers	No	Max. Acceptable Load Flow Error for	
Consider Reactive Power Limits	No	Nodes	1,00 kVA
		Model Equations	0,10 %
Grid: Grid	System Stage: Grid	Study Case: Study Case	Annex: / 1
Grid: Grid Summary			
No. of Substations	0	No. of Busbars	4
No. of 2-w Trfs.	2	No. of 3-w Trfs.	0
No. of Loads	1	No. of Shunts	0
No. of Terminals	0	No. of syn. Machines	1
No. of SVS	0	No. of asyn. Machines	0
Generation	= 214,78 MW	-1335,57 Mvar	1352,73 MVA
External Infeed	= 0,00 MW	0,00 Mvar	0,00 MVA
Inter Grid Flow	= 0,00 MW	0,00 Mvar	
Load P(U)	= 200,00 MW	123,95 Mvar	235,29 MVA
Load P(Un)	= 200,00 MW	123,95 Mvar	235,29 MVA
Load P(Un-U)	= 0,00 MW	0,00 Mvar	
Motor Load	= 0,00 MW	0,00 Mvar	0,00 MVA
Grid Losses	= 14,78 MW	-1459,52 Mvar	
Line Charging	=	-2647,08 Mvar	
Compensation ind.	=	0,00 Mvar	
Compensation cap.	=	0,00 Mvar	
Installed Capacity	= 204,00 MW		
Spinning Reserve	= -10,78 MW		
Total Power Factor:			
Generation	= 0,16 [-]		
Load/Motor	= 0,85 / 0,00 [-]		

Рис 2.15. – Приклад вікна виводу розрахованої інформації

Детальніший показ можливостей буде представлений на фрагменту простої енергосистеми. Вона буде містити генератор Г, підвищувальний Т1 та понижувальний Т2 трансформатори, лінію Л та навантаження Н.

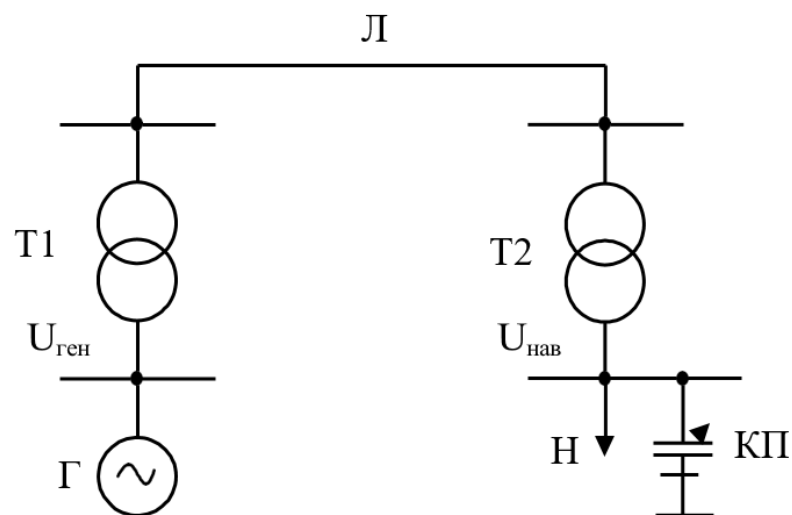


Рис. 2.16. Схема фрагменту простої енергосистеми.

У програмі необхідно спочатку виставити всі елементи у графічному редакторі, у PowerFactory ця схема буде мати наступний вигляд:

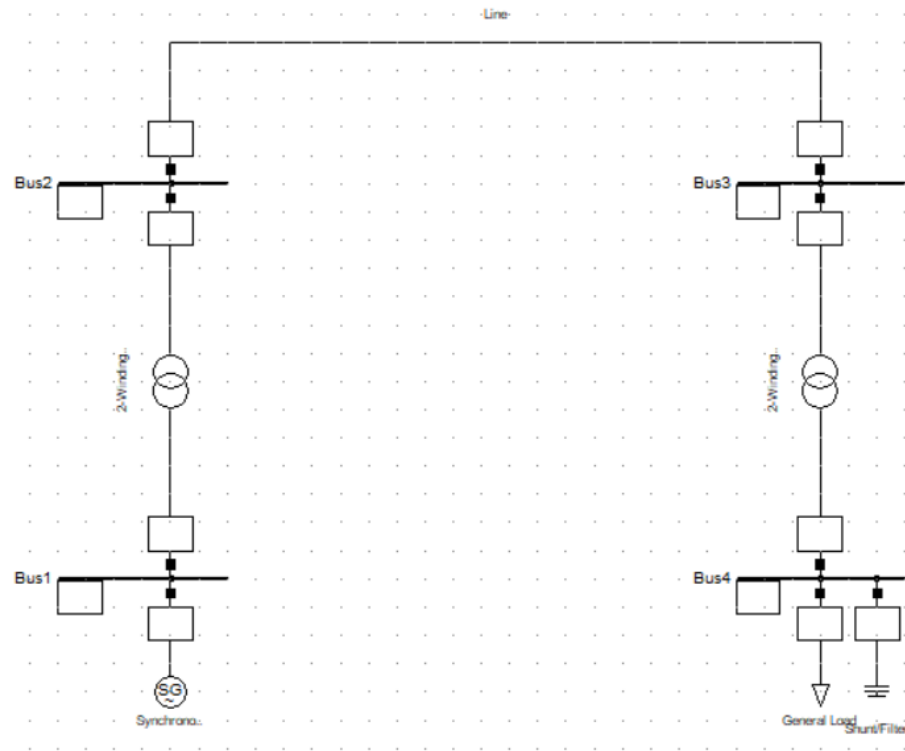


Рис 2.17. Схема фрагменту простої енергосистеми  
реалізована у Power Factory

Далі необхідно вибрати типи елементів з бази даних програми та проставити всі необхідні параметри.

2-Winding Transformer Type - \Library\Transformers\50Hz\Unit\255 MVA 380/19 kV.TypTr2

Basic Data	Name	255 MVA 380/19 kV	Read Only	
Load Flow	Technology	Three Phase Transformer	Cancel	
VDE/IEC Short-Circuit	Rated Power	255, MVA		
Complete Short-Circuit	Nominal Frequency	50, Hz		
ANSI Short-Circuit	Rated Voltage		Vector Group	
IEC 61363	HV-Side	380, kV	HV-Side	YN
DC Short-Circuit	LV-Side	19, kV	LV-Side	D
RMS-Simulation	Positive Sequence Impedance		Phase Shift	0, *30deg
EMT-Simulation	Short-Circuit Voltage uk	16, %	Name	YNd0
Hamonics/Power Quality	Copper Losses	310, kW		
Protection	Zero Sequence Impedance			
Optimal Power Flow	Short-Circuit Voltage uk0	13, %		
Reliability	SHC-Voltage (Re(uk0)) uk0r	0, %		
Generation Adequacy				
Description				

Рис. 2.18. Вибраний тип та параметри трансформатора

Synchronous Machine Type - \Library\Types\Synchronous Machines\255 MVA ST.TypeSym

Name: 255 MVA ST

Nominal Apparent Power: 255 MVA

Nominal Voltage: 19 kV

Power Factor: 0.8

Connection: YN

Read Only

Cancel

Basic Data

Load Flow

VDE/IEC Short-Circuit

Complete Short-Circuit

ANSI Short-Circuit

IEC 61363

DC Short-Circuit

RMS-Simulation

EMT-Simulation

Hamonics/Power Quality

Protection

Optimal Power Flow

Reliability

Generation Adequacy

Description

Рис. 2.19. Параметри генератора

Після моделювання системи та виставлення всіх параметрів можна починати обраховувати схему. При натисканні кнопки Розрахунок УР, якщо все вірно зроблене, то у блоках елементів з'являться розраховані параметри, або програма виведе помилки, якщо вони були допущені. Успішне виконання розрахунку схеми має наступний вигляд:

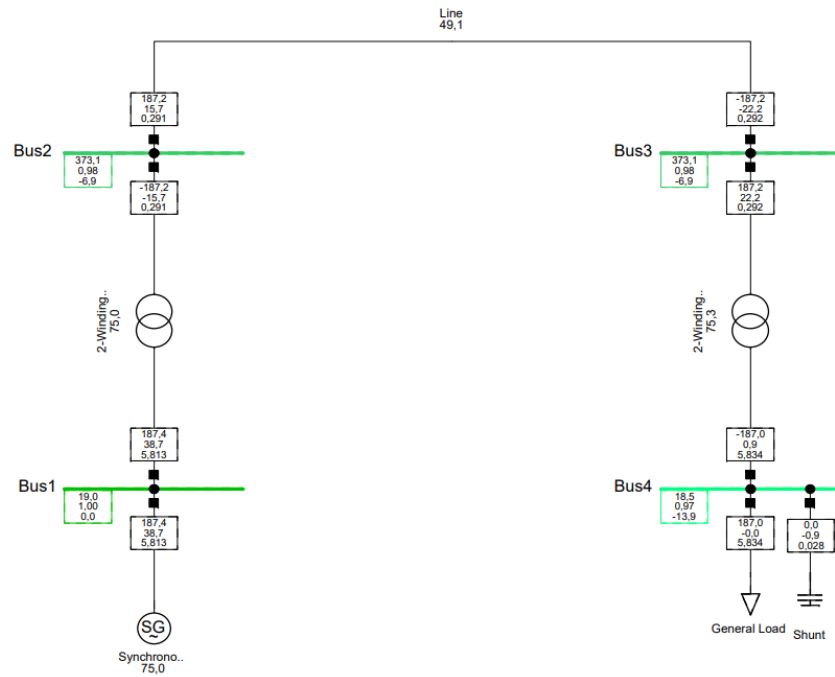


Рис. 2.20. Розрахунок режиму роботи простої енергосистеми

### Висновки:

Розглянуто оперативно-диспетчерське управління в галузі електроенергетики її мету та ієрархію. Представлено та описано Об'єднану енергетичну систему України.

Розглянуто математичні методи розрахунку усталеного режиму та на їх основі створено моделі окремих елементів мережі, а також сформований підхід для створення самої цілісної системи.

Створено модель фрагменту електричної мережі з використанням середовища Power Factory.

### **3. АНАЛІЗ РЕЖИМУ РОБОТИ ДОСЛІДЖУВАНИХ ФРАГМЕНТІВ ЕНЕРГОСИСТЕМИ З ВИКОРИСТАННЯМ ПРОМИСЛОВИХ ПРОГРАМНИХ ПРОДУКТІВ**

У цьому розділі буде розглянутий фрагмент підстанції 330 кВ «Магістральна» для аналізу різних режимів роботи системи. Враховуючи різноманітність генеруючого обладнання та розмір споживання, розрахунки будуть здійснюватися для режимів мінімального та максимального споживання у зимовий період.

У зимовий період відзначається збільшеним обсягом генеруючого обладнання та підвищеним споживанням, що зумовлено низькими температурами оточуючого повітря.

Зазначаючи, що в зимовий період ремонтні роботи відсутні через небезпеку аварійного режиму, будуть розглядатися лише одинарні відключення. Аналіз навантаження буде вестися враховуючи завантаження обмотки високої напруги автотрансформаторів, при цьому номінальний струм не буде залежати від температури навколишнього повітря та положення на автотрансформаторі [13].

### 3.1. Нормальний режим роботи фрагменту мережі підстанції 330 кВ «Магістральна» Міська ТЕЦ.

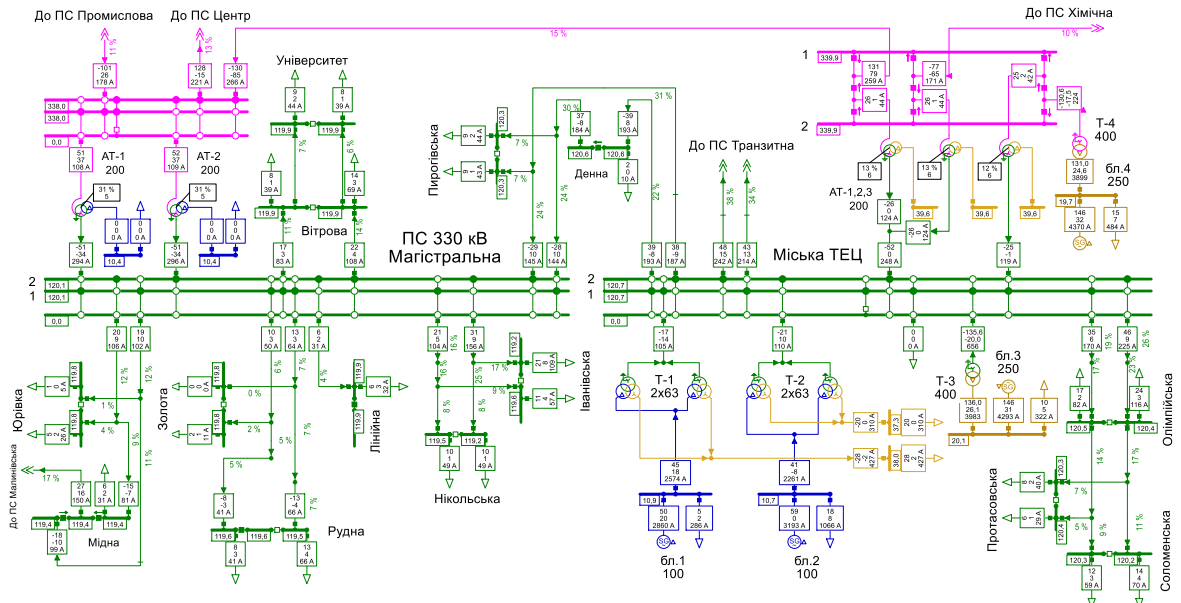


Рис. 3.1 Номінальний режим роботи.

Мінімум зимових навантажень (3-00)

На рисунку 3.1 зображено нормальний режим роботи. Автотрансформатори АТ-1 та АТ-2 завантажені на 31 відсоток. На Міській ТЕЦ АТ-1,2,3 завантажені на 13%. Напруга на шинах в межах норми.

### 3.2 Режим відключення в ремонт АТ-1 ПС «Магістральна».

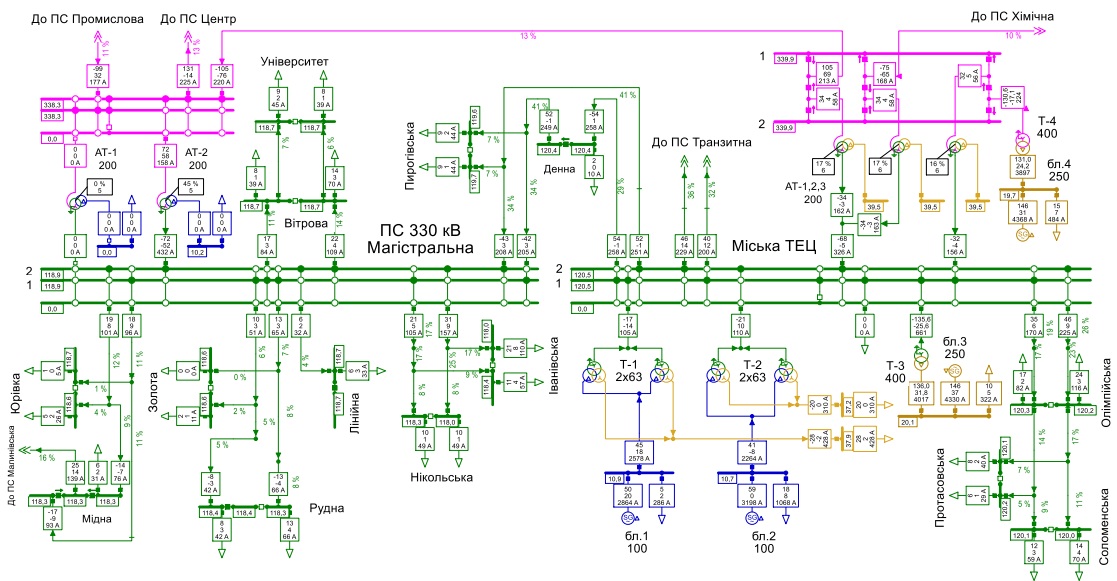


Рис. 3.2 Режим відключення в ремонт АТ-1 ПС «Магістральна».

Мінімум зимових навантажень. (3-00)

На рисунку 3.2 відбулось відключення в ремонт елемента АТ-1. Навантаження на автотрансформаторі АТ-2 збільшилось до 45%. Струм на шинах підключених до АТ-2 збільшилось з 109 А до 158 А на шині 330 кВ, та з 296 А до 432 А на шині 110 кВ.

### 3.3 Режим відключення в ремонт ПЛ-110 кВ Миська ТЕЦ – Денна

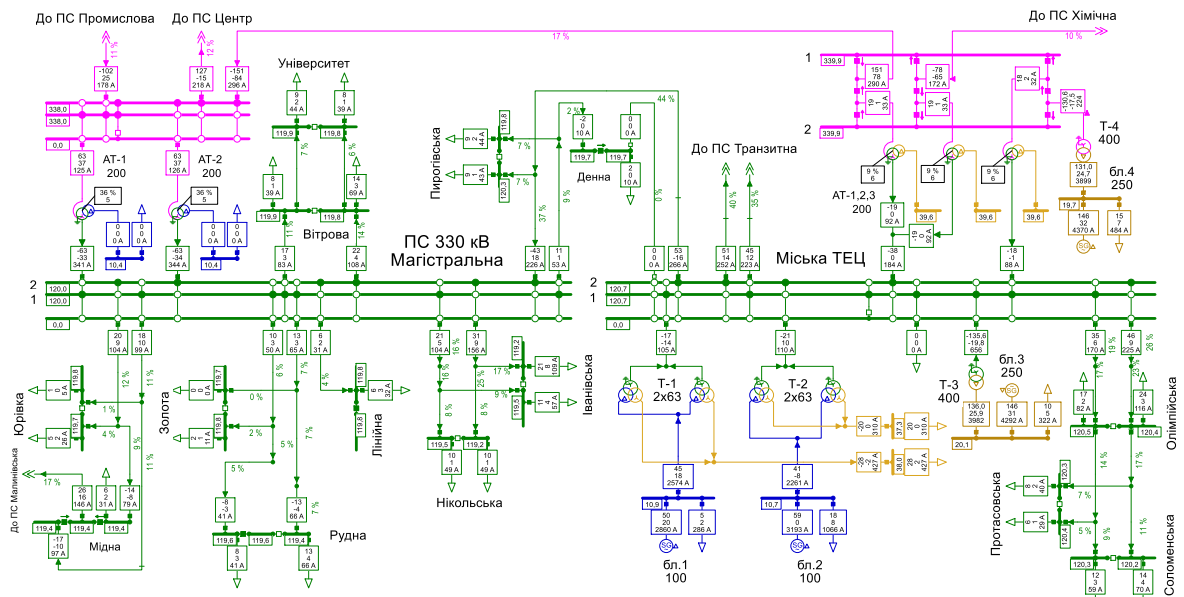


Рис. 3.3 Режим відключення в ремонт ПЛ-110 кВ Миська ТЕЦ - Денна.

Мінімум зимових навантажень. (3-00)

На рисунку 3.3 на ремонт відключили лінію Миська ТЕЦ – Денна, що розташована в центрі, видно що розраховані параметри на ній дорівнюють нулю. Також видно, що на ліній Миська ТЕЦ – ПС 330 кВ «Магістральна» процент навантаження збільшився до 44% та струм при шині 110 кВ зріс до 266 А. Автотрансформатори АТ-1,2,3 завантажені на 9%.

### 3.4 Режим аварійного відключення АТ-1 ПС «Магістральна» при відключенні в ремонт ПЛ-330 кВ Миська ТЕЦ - Магістральна.

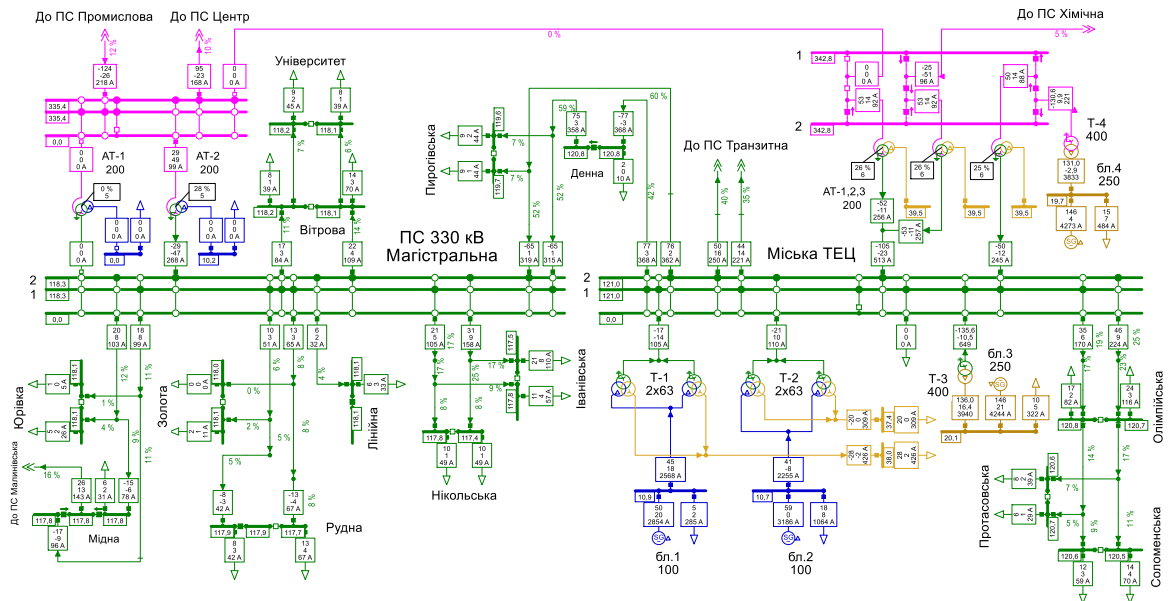


Рис. 3.4 Режим аварійного відключення АТ-1 ПС «Магістральна» при відключенні в ремонт ПЛ-330 кВ Миська ТЕЦ - Магістральна.

Мінімум зимових навантажень. (3-00)

На рисунку 3.4 видно, що при ремонті ПЛ-330 кВ автотрансформатор АТ-1 перейшов у режим аварійного відключення. При цьому навантаження на ПЛ-110 кВ Миська ТЕЦ – ПС 330 кВ «Магістральна» різко зросло до 60%. Також помічається різке збільшення струму при підключеннях на шини 110 кВ. Також зросло навантаження через ПЛ-110кВ Денна. Відповідно і спостерігається збільшення навантаження на автотрансформаторах як на ПС 330 кВ «Магістральна» та і на Миській ТЕЦ.

### 3.5. Режим аварійного відключення АТ-3 Миська ТЕЦ при відключенні в ремонт АТ-1 ПС Магістральна.

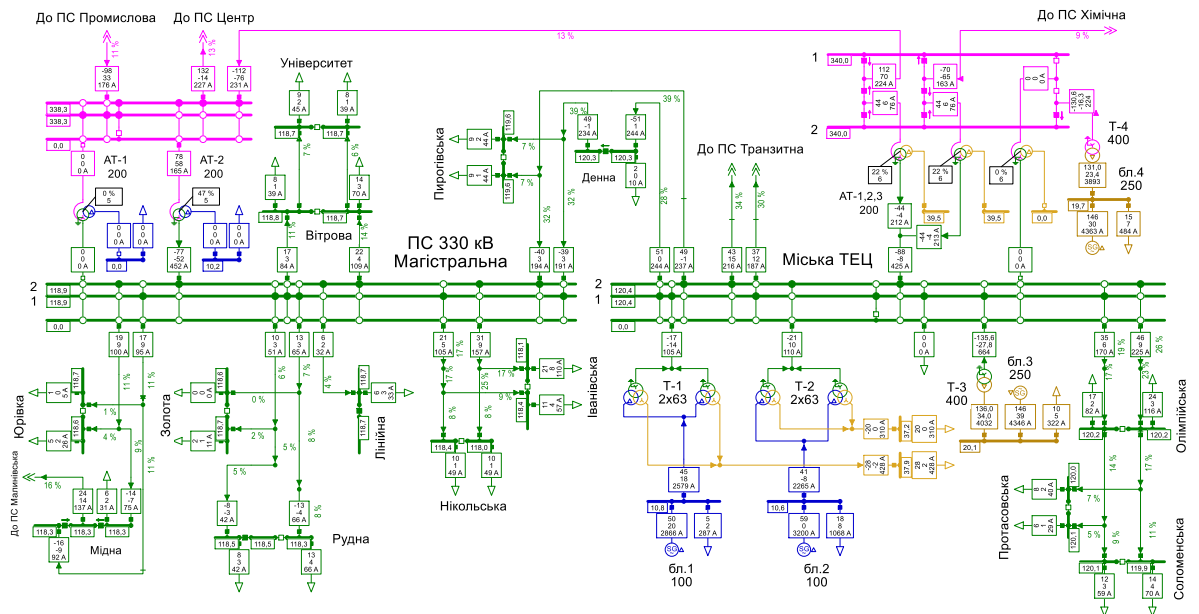


Рис. 3.5 Режим аварійного відключення АТ-3 Миська ТЕЦ при відключенні в ремонт АТ-1 ПС Магістральна.

Мінімум зимових навантажень. (3-00)

Рисунок 3.5 показує режим роботи при переході АТ-3 на Миська ТЕЦ в режим аварійного підключення при відключенні на ремонт АТ-1 ПС 330 кВ «Магістральна». Це призводить до збільшення навантаження на інші автотрансформатори, а саме до 47% на АТ-2 ПС «Магістральна» та до 22% на АТ-1,2. Відповідно, і струми при підключенні до шин різко зростають.

### 3.6 Нормальний режим роботи. Максимум зимових навантажень.

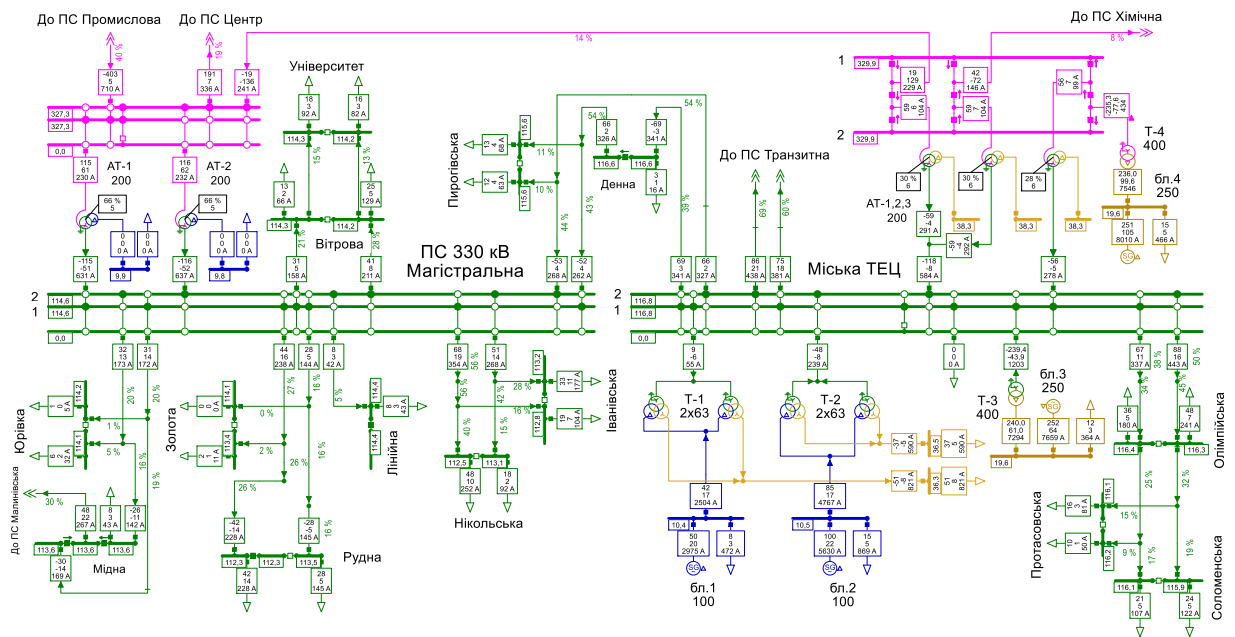


Рис.3.6. Нормальний режим роботи.

Максимум зимових навантажень.(17-00)

На рисунку 3.6 зображено нормальний режим роботи при максимумі зимових навантажень. Автотрансформатори АТ-1 та АТ-2 завантажені на 66 відсотків. На Міській ТЕЦ АТ-1,2,3 завантажені на 30%. Напруга на шинах в межах норми. Не дивно, що при пікових навантаженнях, зростає необхідність в більшій завантаженості на елементах підстанції, для стабільного забезпечення споживачів.

### 3.7 Режим відключення в ремонт АТ-1 ПС Магістральна на максимумі зимових навантажень.

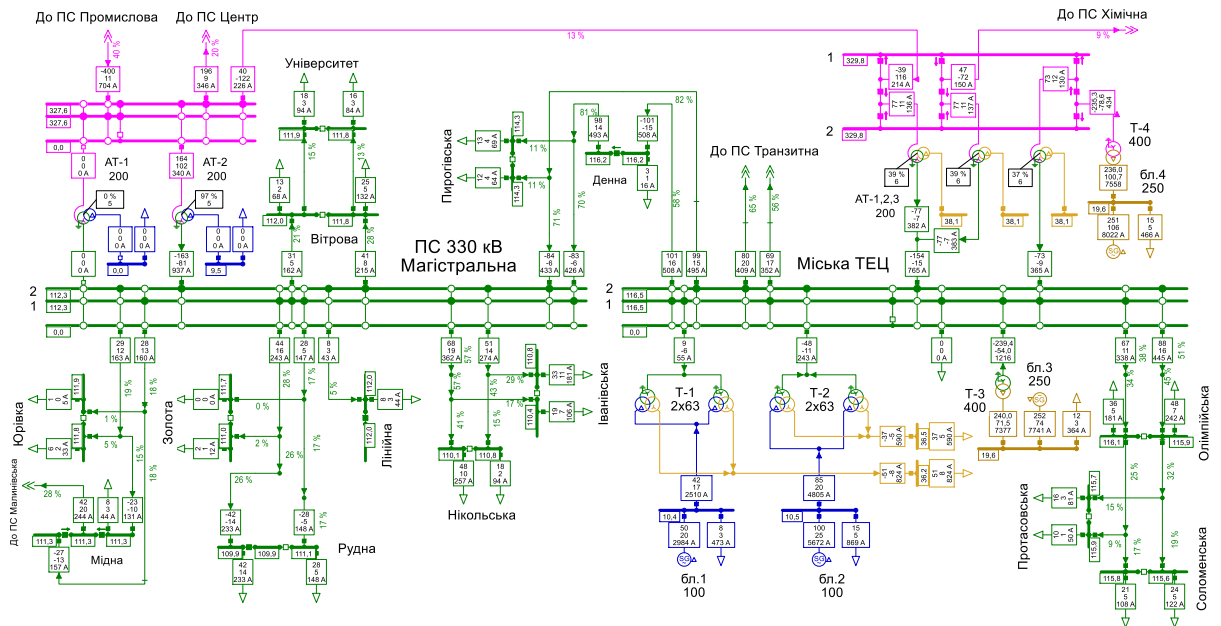


Рис. 3.7. Режим відключення в ремонт АТ-1 ПС Магістральна.

Максимум зимових навантажень. (17-00)

На рисунку 3.7 зображено відключення АТ-1 на підстанції «Магістральна», від чого навантаження на АТ-2 зростає до 97%. І струм при шинах підключених до АТ-2 різко зростає.

### 3.8. Режим відключення в ремонт ПЛ-110 кВ Міська ТЕЦ – Денна на максимумі зимових навантажень.

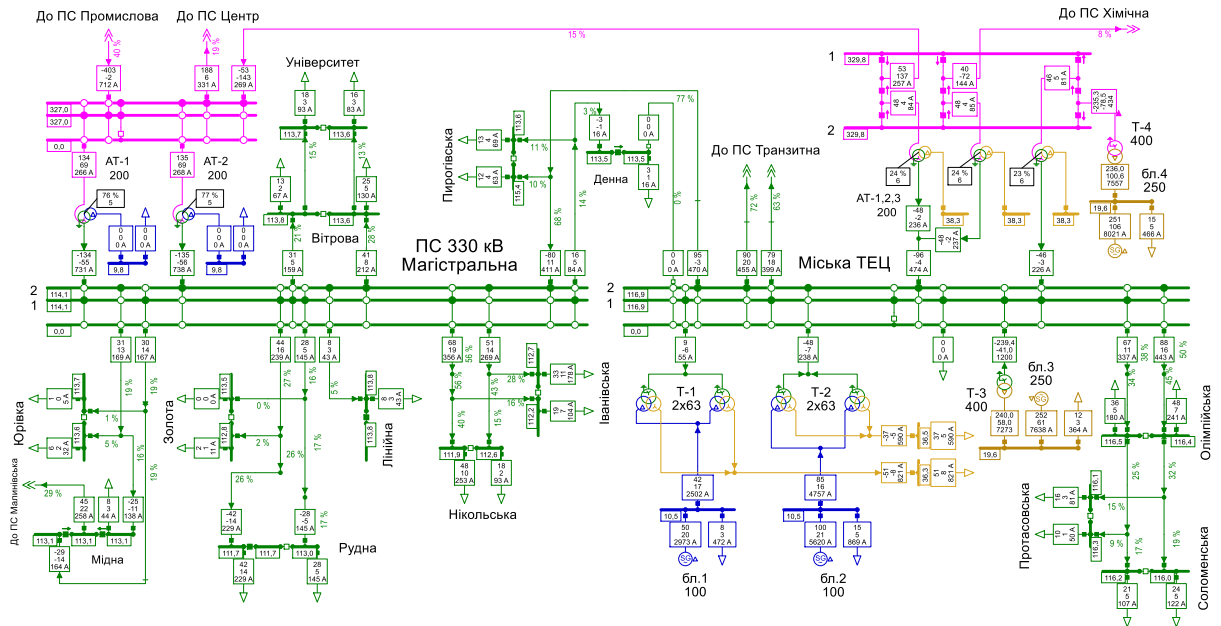


Рис. 3.8 Режим відключення в ремонт ПЛ-110 кВ Міська ТЕЦ - Денна.  
Максимум зимових навантажень. (17-00)

На рисунку 3.8 відключення лінії ПЛ-110 кВ Міська ТЕЦ – Денна призводить до збільшення навантаження на лінію ПЛ-110 кВ Міська ТЕЦ – PS 330 кВ «Магістральна» до 77%, а також збільшення навантаження на автотрансформатори АТ-1,2 на PS «Магістральна». У цьому випадку їх навантаження становить 77%.

### 3.9. Режим аварійного відключення АТ-1 ПС Магістральна при відключенні в ремонт ПЛ-330 кВ Миська ТЕЦ – Магістральна при максимумі зимових навантажень.

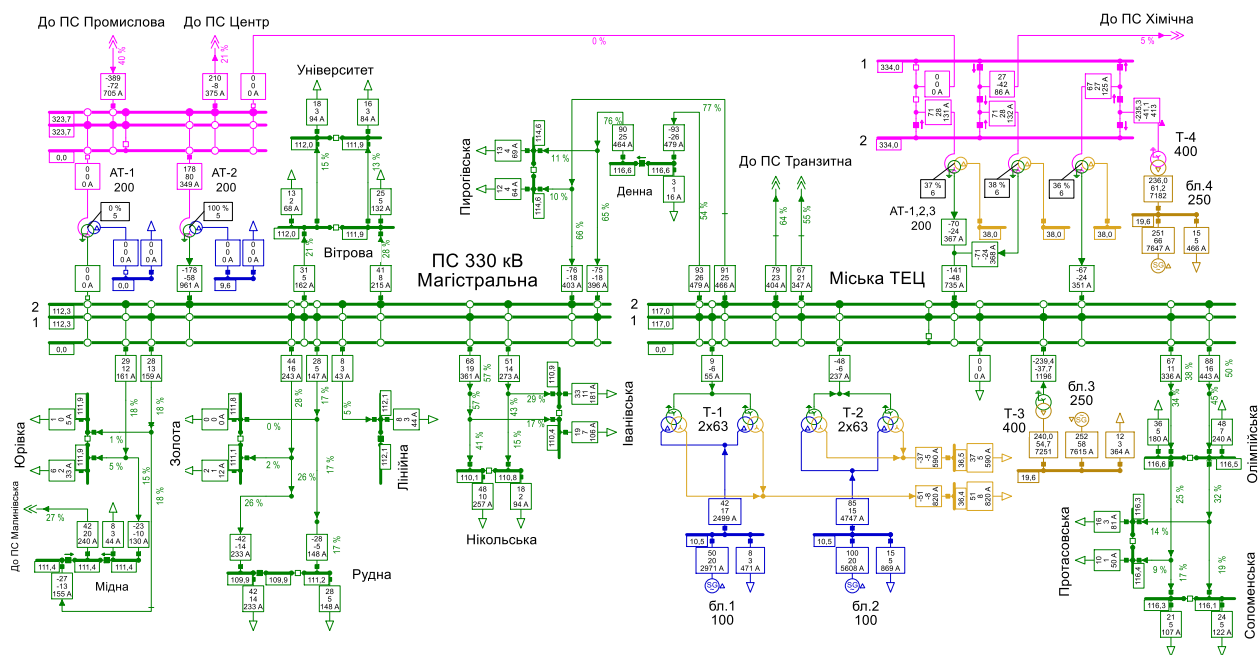


Рис. 3.9. Режим аварійного відключення АТ-1 ПС Магістральна при відключенні в ремонт ПЛ-330 кВ Миська ТЕЦ - Магістральна.

Максимум зимових навантажень. (17-00).

На рисунку 3.9 режим аварійного відключення АТ-1 на ПС «Магістральна» при відключенні на ремонт ПЛ-330 кВ Миська ТЕЦ – Магістральна призводить до завантаження АТ-2 ПС «Магістральна» на максимум. Збільшується навантаження на ПЛ-110 кВ Миська ТЕЦ – Магістральна, та Миська ТЕЦ – Денна.

### 3.10 Режим аварійного відключення АТ-3 Міська ТЕЦ при відключенні в ремонт АТ-1 ПС Магістральна.

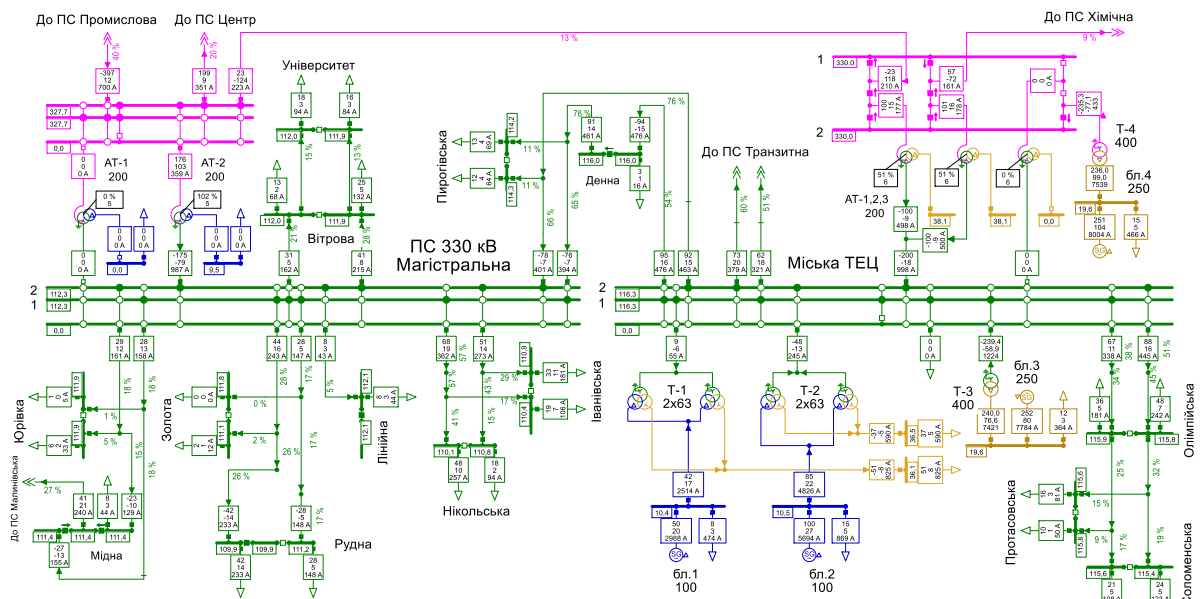


Рис. 3.10. Режим аварійного відключення АТ-3 Міська ТЕЦ при відключенні в ремонт АТ-1 ПС Магістральна.

Максимум зимових навантажень. (17-00)

Відключення відразу двох автотрансформаторів призводить до дуже кардинального збільшення навантаження на всю систему. АТ-2 на ПС 330 кВ «Магістральна» завантажений на 102%, а АТ-1,2 Міська ТЕЦ завантажились на 51%.

### 3.11. Режим аварійного відключення АТ-3 Міська ТЕЦ при відключенні в ремонт АТ-1 ПС Магістральна з завантаженням блока №1 Міська ТЕЦ до номіналу.

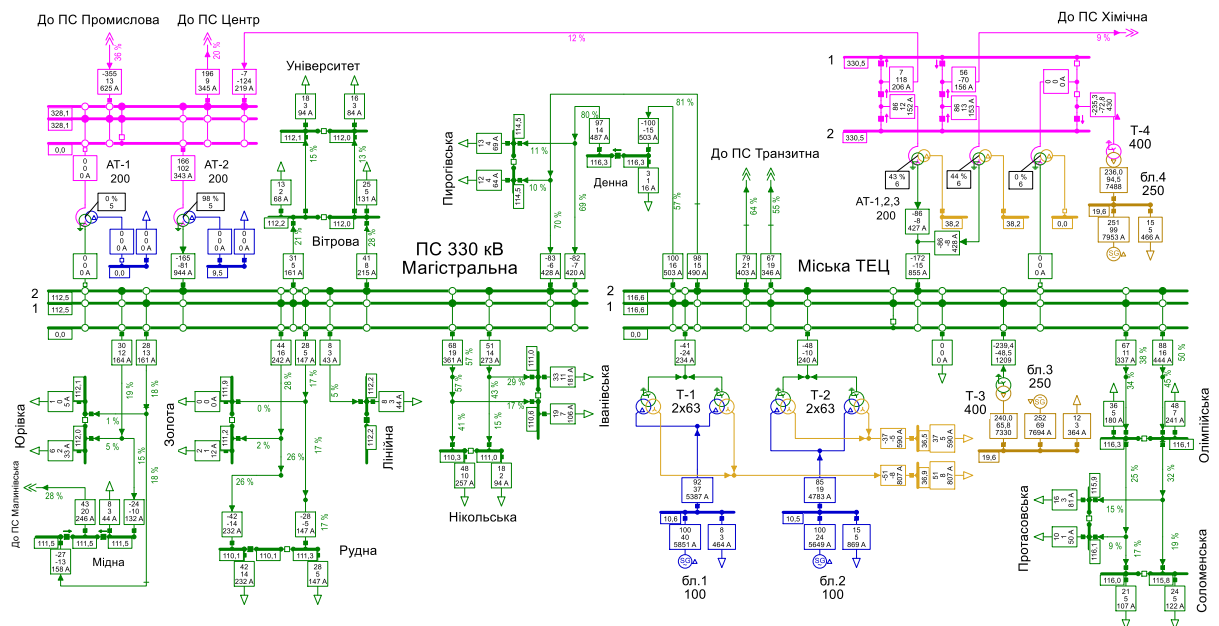


Рис. 3.11. Режим аварійного відключення АТ-3 Міська ТЕЦ при відключенні в ремонт АТ-1 ПС Магістральна з завантаженням блока №1 Міська ТЕЦ до номіналу.

Максимум зимових навантажень. (17-00)

У режимі роботи зображеному на рис 3.11, АТ-2 на ПС «Магістральна» завантажений на 98%. Основне навантаження приходить на ПЛ-110 кВ Міська ТЕЦ – ПС 330 кВ «Магістральна».

### 3.12 Фрагмент мережі ПС Південна ПС Західна

У цій частині буде розглянуто фрагмент мережі ПС Південна ПС Західна, реалізована у програмному середовищі Power Factory. Режими роботи будуть схожими до тих, що застосовувались до мережі ПС 330 кВ «Магістральна» - Міська ТЕЦ.

Номінальний режим роботи на мінімумі зимових навантажень зображено на рисунку 3.12.

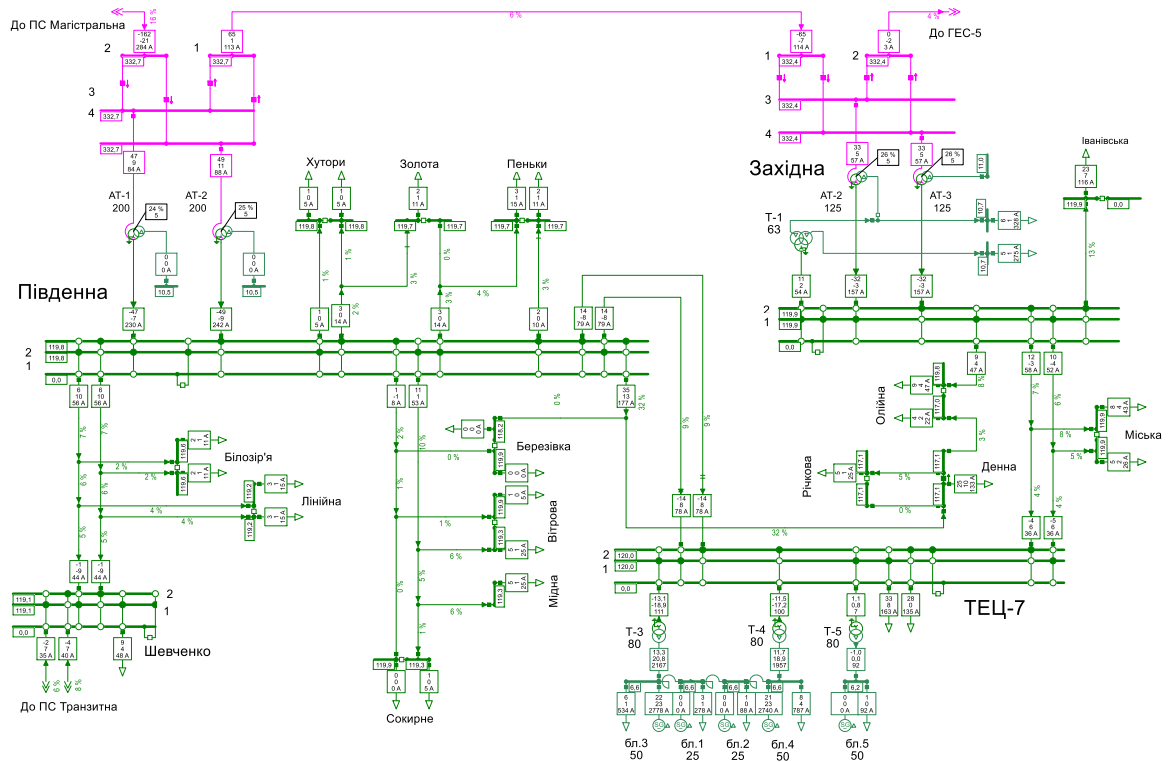


Рис.3.12. Нормальний режим роботи.

Мінімум зимових навантажень. (3-00)

На ПС Південна автотрансформатори АТ-1,2 завантаженні на 25%, АТ-2,3 на ПС Західна 26%.

### 3.13. Режим відключення в ремонт АТ-2 ПС Західна.

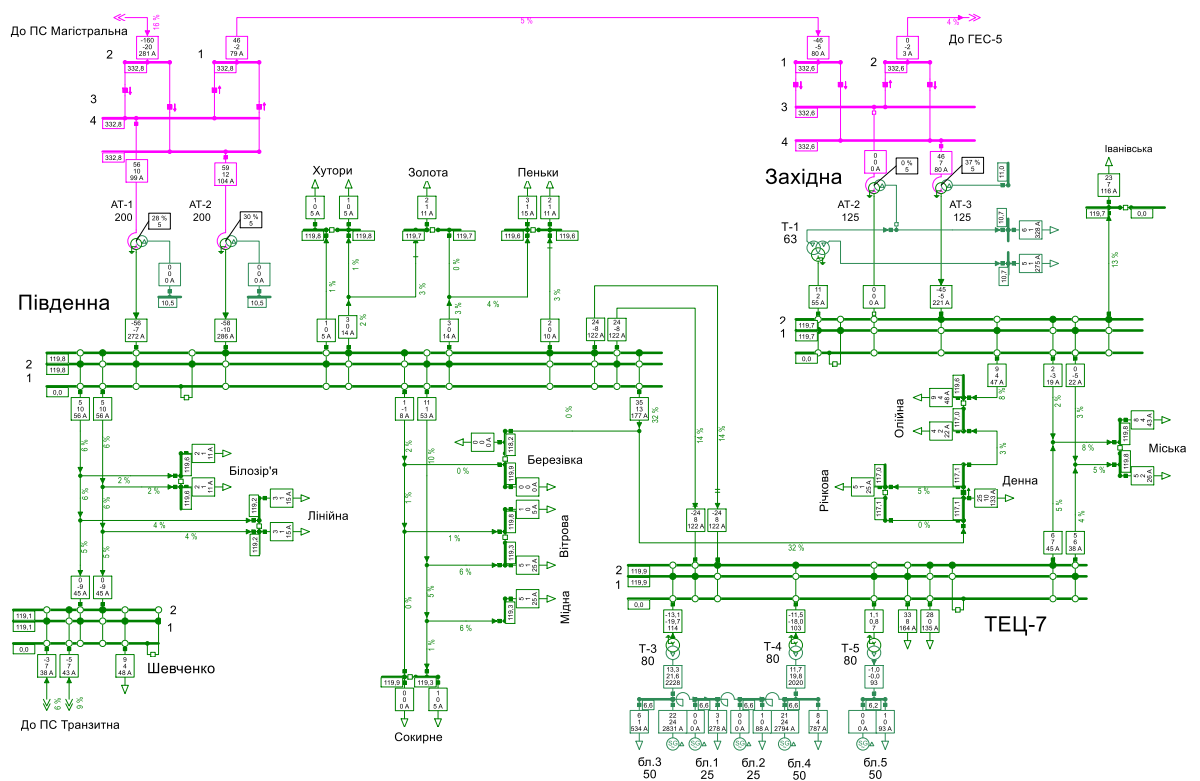


Рис.3.13. Режим відключення в ремонт АТ-2 ПС Західна.

Мінімум зимових навантажень. (3-00)

На рисунку 3.13 видно, що АТ-3 на ПС Західна стає більш навантаженим, а саме до 37%, а також помічається невелике збільшення навантаження на автотрансформатори на ПС Південна.

### 3.14. Режим відключення в ремонт ПЛ-110 кВ ТЕЦ-7 – Південна №1

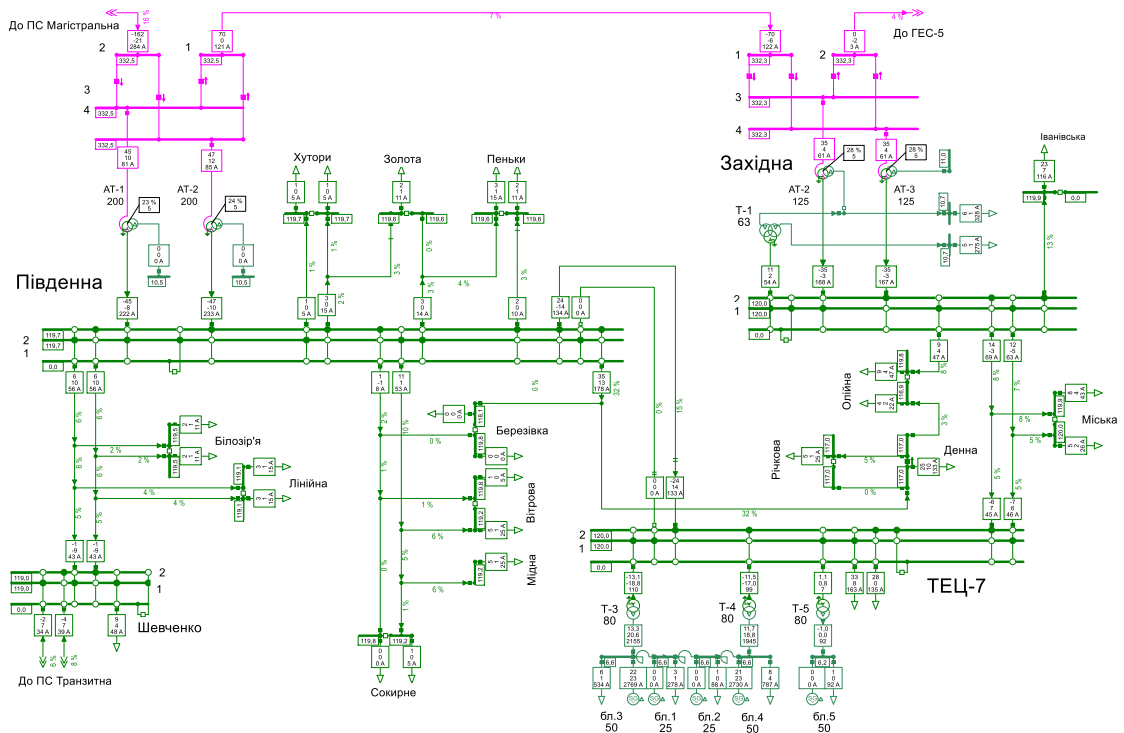


Рис. 3.14. Режим відключення в ремонт ПЛ-110 кВ ТЕЦ-7 – Південна №1.

Мінімум зимових навантажень. (3-00)

### 3.15. Режим аварійного відключення АТ-1 ПС Південна при відключенні в ремонт ПЛ-330 кВ Південна – Західна

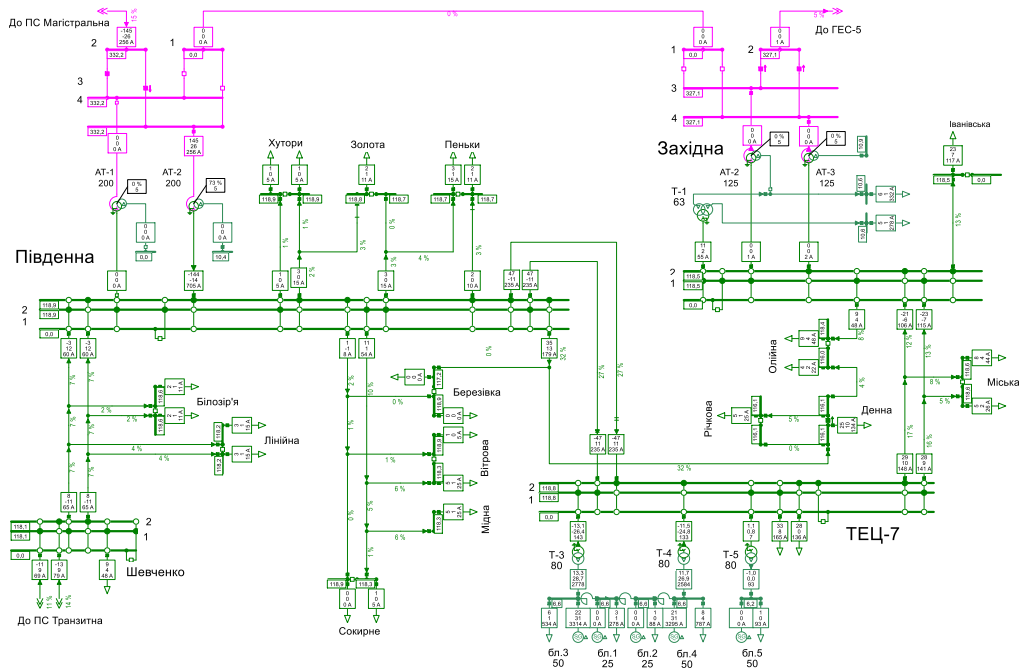


Рис. 3.15. Режим аварійного відключення АТ-1 ПС Південна при відключенні в ремонт ПЛ-330 кВ Південна - Західна.

Мінімум зимових навантажень. (3-00)

У цьому режимі роботи помітне відключення АТ-2,3 на ПС Західна, навантаження на них складає 0%, при цьому працює тільки один автотрансформатор на ПС Південна, АТ-2 завантажений на 73%. Також відключення ПЛ-330 кВ Південна – Західна призводить до збільшення навантаження на лінію на 110 кВ.

3.16. Режим аварійного відключення АТ-3 ПС Західна при відключенні в ремонт АТ-1 ПС Південна.

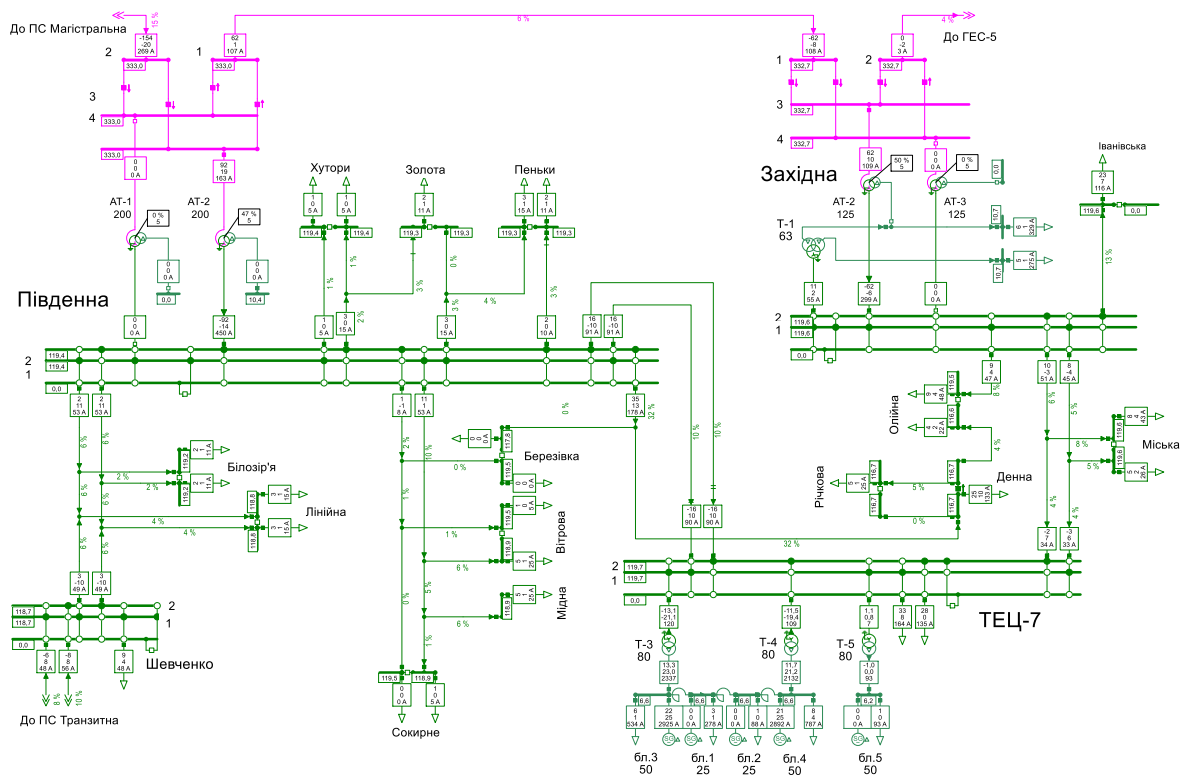


Рис. 3.16 Режим аварійного відключення АТ-3 ПС Західна при відключенні в ремонт АТ-1 ПС Південна.

Мінімум зимових навантажень. (3-00)

Режим роботи зображений на рис 3.16 призводить до збільшення навантаження до 50% на АТ-2 та АТ-3 на ПС Південній та Західній відповідно.

### 3.17. Нормальний режим роботи на максимумі зимових навантажень.

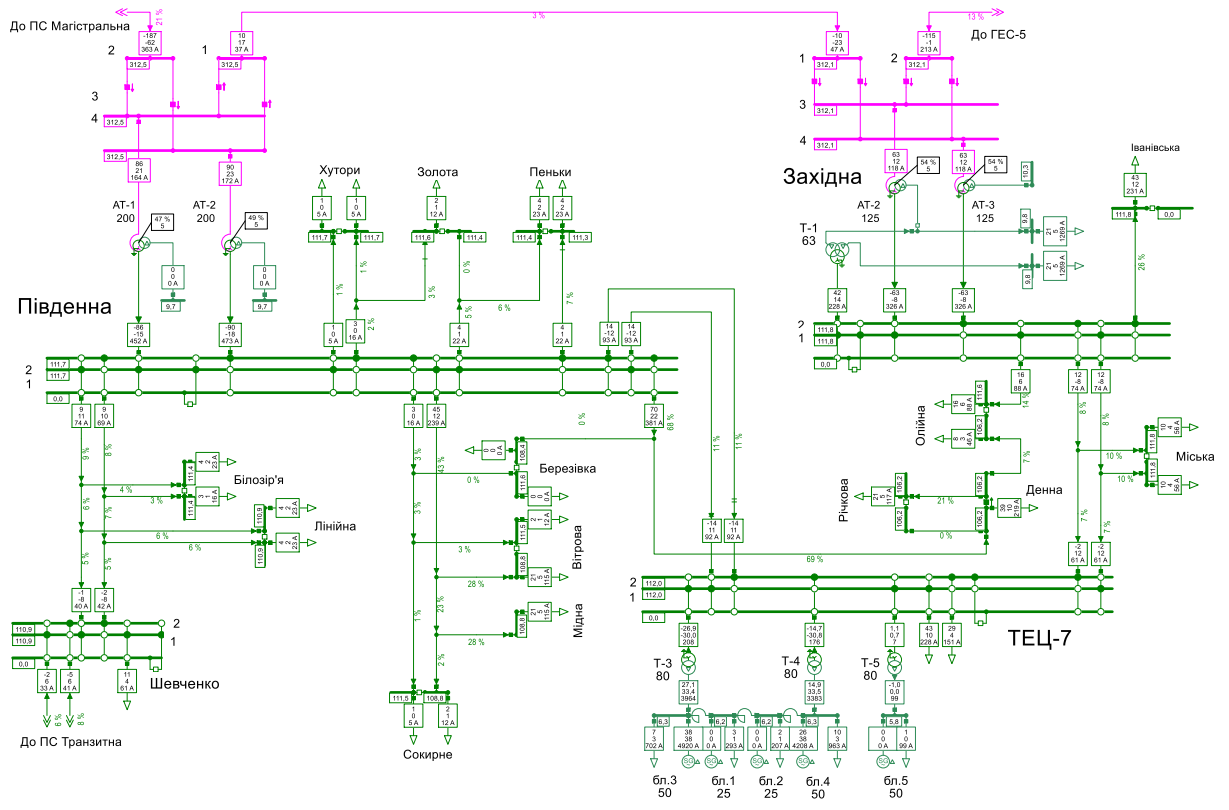


Рис. 3.17. Нормальний режим роботи.

Максимум зимових навантажень. (17-00)

Максимальне завантаження на максимумі зимових навантажень при номінальному режимі роботи призводить до завантаження до 48% всіх автотрансформаторів на ПС Південна, та 54% на АТ-2,3 на ПС Західна.

### 3.18. Режим відключення в ремонт АТ-2 ПС Західна

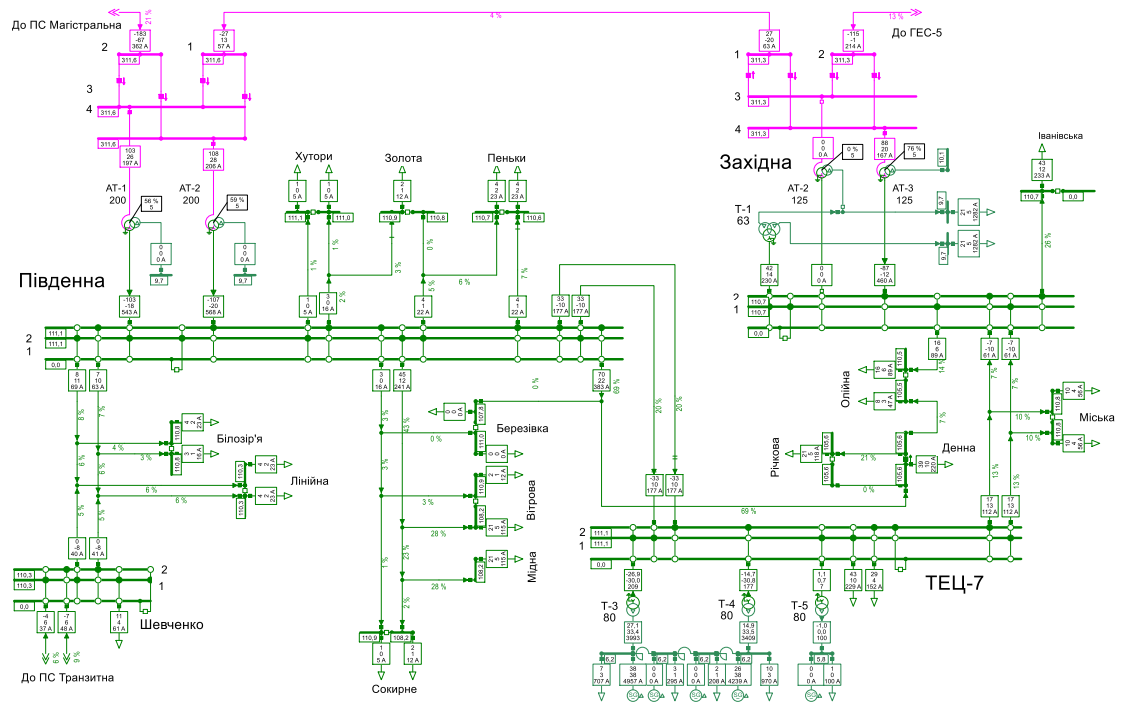


Рис. 3.18. Режим відключення в ремонт АТ-2 ПС Західна.

Максимум зимових навантажень. (17-00)

У цьому режимі роботи спостерігається збільшення навантаження на АТ-3 ПС Західна, та збільшення навантаження ПЛ-110 кВ ПС Південна та ПС Західна.

### 3.19. Режим відключення в ремонт ПЛ-110 кВ ТЕЦ-7 – Південна №1.

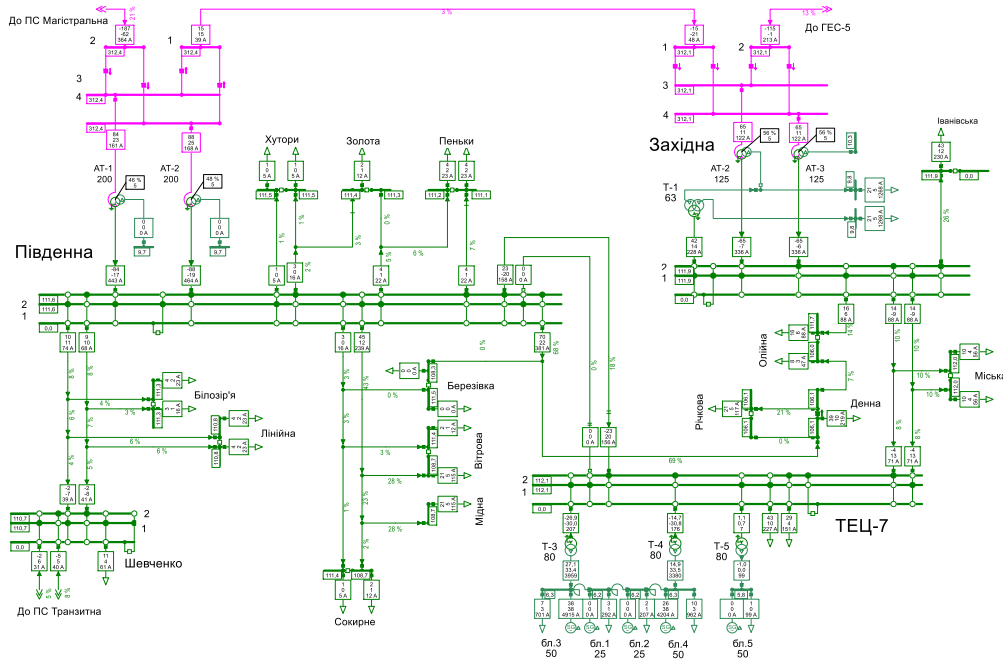


Рис. 3.19 Режим відключення в ремонт ПЛ-110 кВ ТЕЦ-7 – Південна №1.

Максимум зимових навантажень. (17-00)

### 3.20. Режим аварійного відключення АТ-1 ПС Південна при відключенні в ремонт ПЛ-330 кВ Південна - Західна.

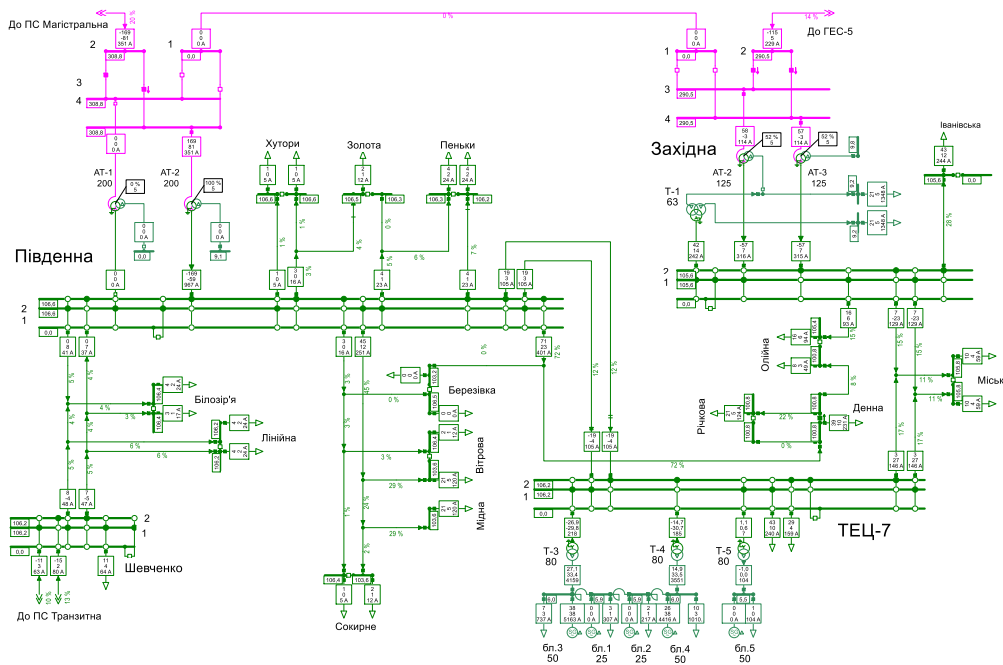


Рис. 3.20. Режим аварійного відключення АТ-1 ПС Південна при відключенні в ремонт ПЛ-330 кВ Південна - Західна.

Максимум зимових навантажень. (17-00)

У цьому режимі роботи АТ-2 ПС Південна завантажений на 100%.

### 3.21. Режим аварійного відключення АТ-3 ПС Західна при відключенні в ремонт АТ-1 ПС Південна

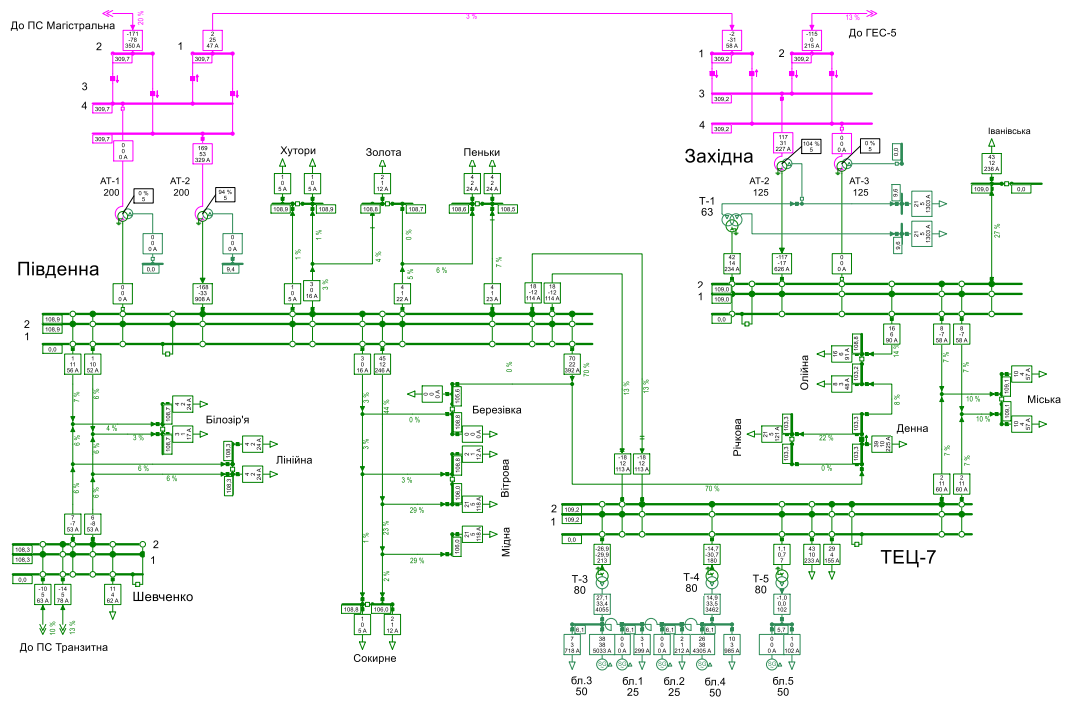


Рис. 3.21.Режим аварійного відключення АТ-3 ПС Західна при відключенні в ремонт АТ-1 ПС Південна.

Максимум зимових навантажень. (17-00)

Відключення АТ-3 ПС Західна при відключенні в ремонт АТ-1 ПС Південна призводить до завантаження АТ-2 на ПС Західна та Південна до 104% та 94% відповідно.

### 3.22. Режим аварійного відключення АТ-3 ПС Західна при відключенні в ремонт АТ-1 ПС Південна з завантаженням блока №4 ТЕЦ-7 до номіналу

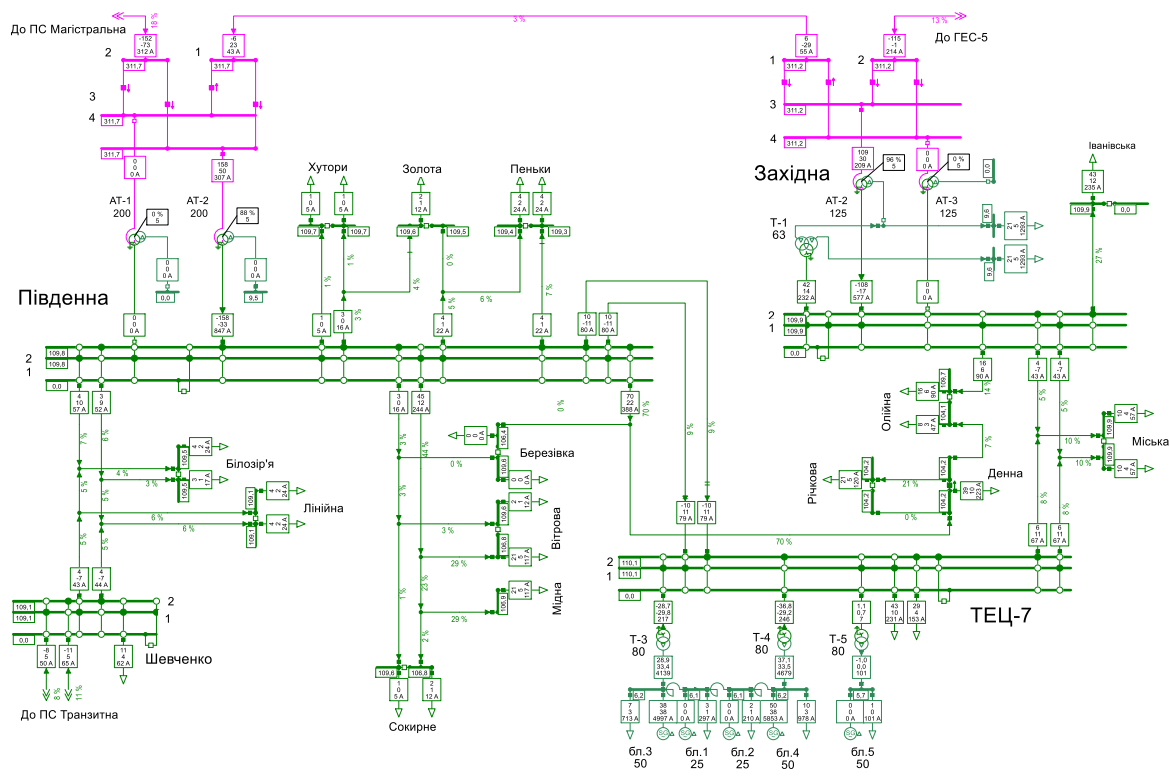


Рис.3.22. Режим аварійного відключення АТ-3 ПС Західна при відключенні в ремонт АТ-1 ПС Південна з завантаженням блока №4 ТЕЦ-7 до номіналу.

Максимум зимових навантажень. (17-00)

АТ-2 ПС Південна завантажений на 88%, АТ-2 на ПС Західна завантажений на 96%.

#### Висновки:

Розглянуто два фрагменти мережі (ПС «Магістральна» - Міська ТЕЦ) та (ПС «Південна» - ПС «Західна»).

Для аналізу режимів роботи вказаних фрагментів енергосистеми, використано розрахункові схеми отриманих на місці проходження практики.

Аналіз показав, що мережа працює при відключенні елементів та збільшенні навантаження.

## 4. Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях під час експлуатації релейного захисту мережі 110 кВ

### 4.1 Вступ

В сучасних умовах розвитку електроенергетичних систем, забезпечення безпеки праці та надзвичайна стійкість мереж є питанням вирішального значення. Одним із ключових елементів, визначаючих надійність та ефективність електропостачання, є релейний захист мережі. Забезпечення оптимального функціонування цього захисту та мінімізація ризиків для працівників у надзвичайних ситуаціях є актуальним завданням, що вимагає глибокого розгляду та вивчення.

Релейний захист (РЗ) в електроенергетичних системах відіграє важливу роль у забезпеченні безперебійної роботи електричного устаткування та у запобіганні або мінімізації пошкодження силового обладнання.

Надзвичайні ситуації, пов'язані з релейним захистом в електроенергетичних системах, можуть виникати з різних причин та мати різний характер. Типові сценарії надзвичайних ситуацій:

- **Несправність РЗ або його компонентів:** Відмова релейного захисту або його окремих компонентів може призвести до невчасного відключення електроустаткування під час аномалії. Це може породити небезпеку для самого устаткування, а також призвести до додаткових непередбачених аварій.
- **Неправильні налаштування РЗ:** Недостатньо чи неправильно налаштовані реле можуть не ефективно розпізнавати та вирішувати аномалії в мережі.
- **Вплив зовнішніх факторів:** Надзвичайні погодні умови, блискавка, електромагнітні перешкоди або інші зовнішні фактори можуть вплинути на роботу релейного захисту. Наприклад, блискавковий розряд може викликати ложні сигнали або пошкодити компоненти РЗ.

- **Вплив людського фактору:** Помилки в експлуатації, невірне обслуговування чи недостатні навички персоналу можуть спричинити неправильну роботу релейного захисту [19].

#### 4.2 Загальні характеристики причин порушення нормальних режимів роботи та спрацювання релейного захисту.

Основні елементи які потребують релейного захисту: трансформатори, шини, ЛЕП, двигуни та генератори. Основні причини порушення та захист, що використовується наведено в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1. Перелік причин порушення нормальних режимів роботи, та захист що використовується.

Елемент	Причини порушення нормальних режимів роботи	Захист, що використовується
Трансформатори	Короткі замикання між фазами, однієї або двох фаз на землю, Між витками однієї фази, Замикання між обмотками, Перенавантаження, Виділення з масла горючих газів, Зниження рівня масла, підвищення його температури.	Диференціальний захист, Струмова відсічка миттєвої дії, Газовий захист, Максимальний струмовий захист, Захист від перевантаження.
Шини	Перекриття ізоляторів шин та введів вимикачів, Пошкодження ТН, встановлених між шинами і вимикачами, Пошкодження ТС, Вихід із ладу ізоляторів-роз'єднувачів і повітряних вимикачів, Помилки обслуговуючого персоналу.	Захист від зовнішніх к.з, Максимальний струмовий захист, Диференційний захист шин, Спеціальний захист для миттєвого вимкнення міжфазного к.з на шинах.
Двигуни	Пошкодження міжфазного к.з в обмотках статора, Однофазні к.з на обмотках статора, Виткові замикання, Перевантаження по струму [19].	Диференційний струмовий захист Захист без витримки часу з використанням ТНП, ТЗЛ. Струмове реле, Теплове реле.

Продовження таблиці 4.1.

Генератори	Однофазні та багатofазні замикання в обмотках статора, Замикання на землю, Дуга Перевантаження статора.	Повздовжній диференційний захист, Максимальний струмовий захист, Захист від замикань в одній точці ланцюга ротора, Струмовий захист від перевантаження, діючий на сигнал.
ЛЕП	Міжфазні короткі замикання, Однофазні короткі замикання на землю, Двофазні короткі замикання на землю,	Максимальний струмовий захист, Струмова відсічка, Струмова відсічка з витримкою часу, Диференційний струмовий захист

Релейний захист зазвичай розташовується в релейній залі підстанції. Експлуатація захисту відбувається з передньої панелі релейної шафи. Технічні характеристики релейного захисту наведено у таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 – Технічні характеристики релейного захисту

Найменування ЕУ	Розміщення	Робоче місце	Категорія електроприміщення	Категорія пожежної безпеки	Кількість склад бригади	Необхідна група з електробезпеки
Пристрій релейного захисту	Внутрішня ЕУ	Релейна шафа (приклад розміру 2000 x 800 x 600 мм )	Приміщення з підвищеною небезпекою	Категорія Д	2	Керівник – V група; Інші члени – III [15]

### 4.3. Оцінка показників умов праці на робочих місцях

В обов'язки бригади, що обслуговує релейний захист входять: пусконаладжувальні, монтажні, профілактичні, ремонтні роботи. Експлуатаційні роботи виконуються бригадою протягом всього року. Умови праці та їх характеристики представлені в таблиці 4.3.

Таблиця 4.3 Умови праці та їх характеристики.

Найменування	Основні характеристики	Числове значення
Загальні санітарні вимоги	Робоче місце організоване без зайвого сміття, з доброю вентиляцією та забезпечене необхідними інструментами та засобами [17]	Мікрокліматичні показники: Температура: +13...+18°C Вологість: до 75% Шум – до 80 дБа
Інтенсивність праці	Переміщення вантажів Робоче положення Категорія робіт	До 10 кг «сидячи», «стоячи», «зігнувшись» ІІб категорія [16]
Напруженість праці	Тривалість зосередженого спостереження Тривалість активних дій Змінність	30 % робочого часу 60 % робочого часу 1 зміна, 8 годин
Мікроклімат: температура повітря вологість повітря швидкість вітру	Показники температури, вологості та швидкості руху повітря не повинні виходити за межі нормованих величин для даної категорії робіт	-15...+30°C [16] 55 – 80 % [16] 0,3-11 м/с
Електромагнітне поле		до 5 кВ/м [20]
Електрична напруга	Напруга РЗ – 220 В	лінійна напруга 110 кВ, фазна напруга 63,5 кВ [17]
Категорія приміщення	Приміщення без підвищеної електробезпеки	

#### 4.4. Оцінка шкідливих та небезпечних чинників при роботі з релейними установками.

Основними потенційно небезпечними виробничими чинниками на підстанції 110 кВ є електричний струм, напруга прямого і непрямого дотику, напруга кроку, напруженість електричного поля та електромагнітне поле. Всі ці фактори можуть створювати небезпеку для персоналу. Детальні відомості про шкідливі та небезпечні чинники, що можуть виникнути під час експлуатації електрообладнання на підстанції, подано в таблиці 4.4.

Таблиця 4.4. Список потенційно небезпечних та шкідливих факторів.

Назва фактору	Фактичне значення	Допустиме значення
Напруга	110 кВ	6 кВ
Напруга прямого дотику	110 кВ	Безпечна відстань до струмовідних частин 1 м. 6 В змінного або 15 В постійного струму
Напруга непрямого дотику	10 кВ	50 В змінного або 120 В постійного струму
Напруга кроку	130 В за наявності захисного заземлення	напруга між двома точками на поверхні локальної землі, розташованими на відстані 1 м одна від одної, що відповідає довжині великого кроку людини. Безпечною відстанню ПУЕ встановлюють 8 м поза приміщеннями і 4 м в приміщенні без застосування засобів захисту [17]
Струм	200 А	0.6 мА
Напруженість електричного поля	до 5 кВ/м	5 кВ/м [21]
Робота на висоті	до 5 м	Від 1.3 м
Оцінка умови праці	Шкідливі II категорії	
Напруга РЗ	220 В	
Струм шафи	До 5 А	

#### 4.5 Технічні та організаційні заходи з безпеки праці.

Найважливіші технічні та організаційні заходи з безпеки праці подані у таблиці 4.5 Під час виконання робіт на обладнанні необхідно дотримуватися наступних вимог:

- Отримати дозвіл (наряд) на проведення робіт;
- Виконувати роботи у складі не менше, ніж двох осіб;
- Перед початком робіт провести технічні та організаційні заходи для забезпечення безпеки.

Таблиця 4.5. Технічні та організаційні заходи з безпеки праці.

Вид	Найменування	Характеристика
Блокувальні заходи	Пристрої, які запобігають ураженню людини електричним струмом у разі помилкових дій	<p>Робочими елементами блокування можуть бути механічні пристрої, заціпки, фігурні вирізи (механічне блокування), блок-контакти, що діють на розрив електричної ланки (електричне блокування), а також електромагнітне блокування. Електричне блокування дозволяє вимикати напругу при відкриванні дверей огорожень, дверей корпусів та кожухів або при знятті кришок. При електричному блокуванні блокувальні контакти, зблоковані з дверима або кришкою, при відкриванні дверей або знятті кришки розмикають ланку живлення котушки магнітного пускача.</p>
Огороджувальний засіб	Огорожа трансформатора	Сітчаста конструкція, висотою 2 м і розташована на відстані 2 м від трансформатора, повинна забезпечувати ступінь захисту IP2X. Це включає захист від проникнення пальців чи предметів довжиною більше 80 мм або твердих тіл розміром більше 12 мм, а також механічне блокування входу.
Захисне заземлення	Заземлюючий пристрій до 1 кВ із глухо заземленою нейтраллю	Заземлення точок установки для того, щоб забезпечити електробезпеку РЕ провід перерізом 30 мм <sup>2</sup> довжиною 5 м.
Маркування	Маркування частин електрообладнання	Маркування виконується за допомогою умовних позначень, таких як літеро-змістовні та цифрові (наприклад, вимикач позначається літерою "В" і номером). Ці позначення розміщуються на корпусах електроустаткування і повинні відповідати відповідним позначенням на схемах з'єднань. (РТ-40, РН-53/Н, РБМ-271, РБМ-277)

Продовження таблиці 4.5.

Розміщення знаку безпеки в електроустановках електростанцій та підстанцій	Плакат безпеки	"ЗАБОРОНЕНО ПІДКЛЮЧАТИ - ПРАЦЮЮТЬ ЛЮДИ" - для відмови від подачі напруги на робоче місце. "ОБЕРЕЖНО ЕЛЕКТРИЧНА НАПРУГА" та "СТІЙ, НАПРУГА!" - для попередження про небезпеку ураження електричним струмом. "ПРАЦЮВАТИ ТУТ" - для зазначення робочого місця. "ЗАЗЕМЛЕНО" - для позначення недопустимості подавання напруги на заземлені частини електроустановки.
---	----------------	---

Окрім технічних заходів, проводяться організаційні заходи для безпечної експлуатації:

1. Укладення та затвердження переліку робіт за нарядами та розпорядженнями.
2. Призначення відповідальних осіб за безпечне проведення робіт.
3. Оформлення робіт нарядами чи розпорядженнями, які чітко визначають місце роботи та склад ремонтної бригади.
4. Підготовка робочих місць.
5. Оформлення допуску до роботи, що передбачає перевірку технічних заходів та дозвіл від відповідальних осіб.
6. Нагляд за дотриманням правил техніки безпеки покладається на виконавця робіт або призначену особу.
7. Оформлення перерв в роботі.
8. Оформлення переходів на інше робоче місце.
9. Оформлення завершення робіт.

#### **4.6. Засоби індивідуального захисту для обмеження впливу небезпечних виробничих чинників**

Персонал, який обслуговує електроустановки, повинен бути забезпечений всіма необхідними засобами захисту, навчений правилам їх застосування і зобов'язаний користуватися ними для безпеки роботи. При роботі з електроустановками найчастішими причинами виникнення

небезпечних ситуацій стають ураження електричним струмом, та механічні пошкодження. Основні засоби для захисту роботи від небезпечних виробничих чинників:

- засоби захисту від ураження електричним струмом (електрозахисні засоби);
- засоби індивідуального захисту (ЗІЗ): голови (каска захисні); очей і обличчя (захисні окуляри і щитки); рук (рукавиці);
- від падіння з висоти (запобіжні пояси та страхувальні канати);
- спеціальний захисний одяг (комплекти для захисту від електричної дуги) [21]

Результати відбору засобів індивідуальних засобів наведено в таблиці 4.6.

Таблиця 4.6 Засоби індивідуального захисту.

ЗІЗ	Призначення	Маркування, модель, матеріал.	Гарантія	Технічні характеристики
Захисний одяг	Захист від виробничих забруднень, механічних ушкоджень, в холодну пору року від знижених температур, Спеціалізований одяг для захисту від дуги.	Костюм робочий тк. Грета. Куртка робоча утеплена Експерт темно-синя Штани робочі утеплені 2 в 1 CREMORNE	2 роки	За температури повітря від +5°C до + 35°C За температури повітря до -20°C За температури повітря до -20°C
Захисне взуття	Захист від механічних пошкоджень	Черевики робочі утеплені ArtMaster	6 місяців	Температурний режим використання -5 °C + 110 °C
Захист рук	Захист від механічних ушкоджень. Захист від електричної напруги	Рукавиці захисні бавовна Profitech.	5 змін	Ремонтні роботи
Захист голови	Захист від механічних ушкоджень. Захист від електричної напруги	Каска захисна промислова електроізоляційна «Inap-Master Electrician», поліетилен високої щільності (HDPE)	5 років	Ремонтні роботи

Продовження таблиці 4.6

Захист очей	Захист від електричної дуги, захист від ударів механічних частинок, крапель і бризок рідин, газів, парів, димів.	Закриті захисні окуляри Univet S.r.l., Італія. Полікарбонат прозорий	2 роки	Робота на електричних установках
Робота на висоті	Захист від падіння з висоти	Запобіжний пояс 2ПЛ-К, страхувальний канат	До зносу	Робота на висоті

Для захисту під час робіт під напругою, або експлуатацію релейних заходів, необхідно забезпечити електрозахисні засоби. Результати відбору засобів індивідуальних засобів наведено в таблиці 4.7.

Таблиця 4.7 Засоби електрозахисних засобів

ЕЕЗ	Найменування	Технічні характеристики	Призначення
Контрольно-сигнальні прилади	Ізолювальні штанги ШО-110	Виконання оперативних вмикачів (вимикачів), роз'єднувачів, відокремлювачів, вимикачів та установка деталей розрядників.	Для встановлення заземлення на напругі 110 кВ і вище застосовується випробувальна напруга, яка є 3-кратною фазною протягом 300 секунд. Виконується раз на 24 місяці [22].
	Показчики напруги УВН-35-110		Для визначення наявності напруги в електроустановці напругою 110 кВ і вище [22].
Електрозахисний засіб індивідуального захисту	Діелектричні рукавички GLE 36211	Температурний режим використання: від -40°C до +55°C	Підключення ЕУ після ремонту та періодичні випробування в спеціалізованій лабораторії проводяться 1 раз на 6 місяців. Випробування протягом 60 секунд під підвищеною напругою 6 кВ.
	Діелектричні калоші з маркуванням Ев		Протягом 60 с напругою 15 кВ

Захисні застосування	Захисне переносне заземлення ЗПП 110	Виконання робіт	1-110 кВ Раз у 24 місяці
	Плакати безпеки виготовляються відповідно до Держстандарту і не вимагають маркування, нумерації або позначення іншим способом.		Для попередження про наявність потенційного ризику ураження електрострумом та заборони контакту з комутаторами, слід визначити місце проведення ремонтних і інших робіт.
	Захисні щити не підлягають маркуванню.		Тимчасове обгородження струмовідних частин. Випробування не проводяться.

#### 4.7. Вибір заходів із запобігання та ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій

Пожежний захист релейного обладнання на підстанціях 110 кВ включає в себе комплекс заходів та систем, спрямованих на попередження та управління можливими пожежами. Деякі ключові аспекти пожежного захисту релейного захисту включають:

- Розташування обладнання: Ефективне розташування релейного обладнання з урахуванням пожежонебезпеки та легкості доступу для пожежних бригад.
- Відокремлення зон: Розділення електричних систем на зони для обмеження поширення пожежі.
- Системи виявлення пожежі: Використання детекторів диму, тепла та інших сучасних систем виявлення пожежі для раннього спостереження та сигналізації.
- Автоматичні системи гасіння: Використання систем автоматичного гасіння, таких як системи спринклерів або газового гасіння, для швидкого та ефективного управління пожежею.

- Доступ для пожежних бригад: Забезпечення ефективного доступу для пожежних бригад для швидкого реагування та виконання дій з гасіння пожежі.
- Пожежні дрільинги: Проведення регулярних тренувань та дрільингів для персоналу щодо виявлення та ефективного ліквідації пожежі.
- Використання вогнезахисних матеріалів: Застосування матеріалів, які мають вогнезахисні властивості для зменшення ризику пожежі.
- Системи моніторингу: Використання систем віддаленого моніторингу для постійного контролю за станом обладнання та виявлення можливих проблем.

Ці заходи сприяють забезпеченню безпеки та надійності релейного захисту під час можливих пожежних ситуацій на підстанціях 110 кВ.

#### **4.8 Розрахунок захисного заземлення пристрою релейного захисту автотрансформатора.**

Заземлення релейної шафки є ключовим елементом для забезпечення безпеки та ефективної роботи автоматичного трансформаторного захисту. Враховуючи можливість наявності напруги в інших ділянках системи, належне розрахування та виконання заземлення стає вельми важливим завданням. Це допомагає уникнути небезпечних ситуацій та забезпечує надійний захист.

**Розрахунок на вимикаючу здатність.** У розрахунках заземлення, ключовим параметром є струм короткого замикання, який визначається за допомогою відповідної формули. Формула для розрахунку струму короткого замикання та фазної напруги може бути виражена наступним чином:

$$I_{КЗ} = \frac{U_{\Phi}}{r_{\Phi} + r_{PE} + \left(\frac{r_{TP}}{3}\right)}$$

$$U_{\Phi} = \frac{U_{Л}}{\sqrt{3}} = \frac{380}{\sqrt{3}} = 220 \text{ В}$$

Формула для визначення активного опору фазного і захисного провідників виражається наступним чином:

$$r = \sum_{i=1}^n \frac{(\rho_i * l_i)}{S_i}$$

де,  $\rho_i$  – питомий опір проводу ( сталь – 0.1 (Ом\*мм<sup>2</sup>)/м);  $l_i$  – довжина ділянки проводу;  $S_i$  – площа поперечного перерізу проводу

Активний опір для трансформатору власних потреб, щоб забезпечити ефективну та безпечну роботу електроустанови ТМ-400/10  $r_{TP}$ :

$$r_{TP} = \frac{P_{K3} * U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2} = \frac{(5.4 * 380^2)}{400^2} = 4.8735 \text{ Ом}$$

Переріз фазного провідника, який живить електроустановку від сторони НН трансформатору ТМ-400/10, складає 60 мм<sup>2</sup>. З цього випливає, що опір фазного провідника:

$$r_{\Phi} = \frac{(\rho * l)}{S} = \frac{0.1 * 60}{60} = 0.1 \text{ Ом}$$

Активний опір заземлюючого провідника із перерізом 30 мм<sup>2</sup> розраховується відповідно до формули:

$$r_{PE} = \frac{(\rho * l)}{S} = \frac{0.1 * 20}{30} = 0,067 \text{ Ом}$$

Струм короткого замикання:

$$I_{K3} = \frac{U_{\Phi}}{r_{\Phi} + r_{PE} + \left(\frac{r_{TP}}{3}\right)} = \frac{220}{0.1 + 0.067 + \left(\frac{4.874}{3}\right)} = 122.768 \text{ А}$$

**Розрахунок напруги на корпусі ЕУ.** Напруга на корпусі розраховується наступним чином

$$U_K = I_{K3} * Z_3 \leq U_D(t_C)$$

де,  $Z_3$  – повний опір заземлювача, для КЛ  $Z_3 = r_3 = r_{PE}$ ;  $U_d(t_C)$  – допустима напруга дотику. При підстановці значень:

$$U_K = I_{K3} * Z_3 = 122.768 * 0.067 = 8,225 \text{ В} \leq 36 \text{ В.}$$

Значення задовольняє поставленні вимоги.

### **Висновки:**

У розділі, присвяченому охороні праці та безпеці у надзвичайних ситуаціях під час експлуатації релейного захисту мережі 110 кВ, було ретельно проаналізовано умови праці на робочих місцях, зокрема розташування робочого місця, параметри мікроклімату та напруженість роботи. Визначені показники та параметри створили основу для подальших розрахунків та розробки ефективних заходів безпеки.

Шляхом аналізу були ідентифіковані шкідливі та небезпечні виробничі чинники, зокрема напруга та струм, які визначають ризики та можливі небезпеки для персоналу. На основі цього було визначено необхідні технічні та організаційні заходи безпеки, такі як ізоляція, захисне заземлення, використання знаків безпеки, газовий захист та категорії робіт з метою максимального забезпечення безпеки працівників.

Додатково, були розглянуті та вибрані засоби індивідуального захисту, спрямовані на обмеження впливу небезпечних і шкідливих виробничих чинників на працівників. Це включає в себе захисні засоби, які ефективно запобігають негативним наслідкам дії струму та напруги.

В цілому, отримані результати та визначені заходи безпеки визначають комплексний підхід до забезпечення безпеки праці при експлуатації релейного захисту на підстанції 110 кВ, забезпечуючи надійність та безпеку персоналу.

## 5. СТАРТАП ПРОЄКТ

Впровадження релейного захисту для автотрансформатора на підстанції 330 кВ є важливим етапом в забезпеченні безпеки та ефективності енергетичної системи. Автотрансформатори відіграють ключову роль у передачі та розподілі електроенергії, і їх правильне функціонування є критичним для стабільності енергетичної інфраструктури. Дослідження будуть проводитись для пристрою виробника Siemens SIPROTEC 7UT87.

Розділ буде мати наступні складові:

1. Ідея проєкту
2. Визначення техніко-економічних характеристик ідеї та порівняння з системами, реалізованими на пристроях релейного захисту від інших виробників.
3. Технологічний аудит проєкту
4. Аналіз ринкових можливостей
5. SWOT-аналіз

### 5.1 Ідея проєкту

Використання релейного захисту дозволяє ефективно виявляти та реагувати на відхилення у роботі автотрансформатора, такі як короткі замикання чи перевищення струму. Це сприяє оперативному відключенню автотрансформатора в разі аварійної ситуації, мінімізуючи можливі пошкодження обладнання та забезпечуючи надійний захист електричної мережі.

Окрім захисту від аварій, релейний захист дозволяє вдосконалити взаємодію системи в умовах нормальної експлуатації. Застосування сучасних релейних пристроїв дозволяє збільшити ефективність, автоматизувати процеси контролю та розподілу навантаження, а також вдосконалити систему діагностики та моніторингу стану обладнання.

Впровадження релейного захисту автотрансформаторів є кроком у напрямку підвищення надійності та безпеки електроенергетичної системи, що важливо для забезпечення стійкої та ефективної роботи електроенергетичної інфраструктури. Опис ідеї проєкту наведено у таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 – Ідея стартапу

Зміст	Застосування	Вигода
Впровадження пристрою релейного захисту автотрансформатору	Підстанці 330 кВ оператора системи передачі, РУ схем видачі потужності електростанцій Автотрансформатори : релейний захист	Збільшення надійності системи Захист дороговартісного обладнання Модернізація обладнання до відповідності сучасним умовам

**5.2 Визначення техніко-економічних характеристик ідеї та порівняння з системами, реалізованими на пристроях релейного захисту від інших виробників.**

Для порівняння параметрів та цін будуть порівнюватися обрані пристрій виробника Siemens SIPROTEC 7UT87, конкурент пристрій ABB RET670, та пристрій компанії General Electric MIKOM P645. Для наочності пристрої мають наступні зовнішні вигляди:



1.

- Siemens SIPROTEC 7UT87;



2. - ABB RET670;



3. - МІКОМ Р645

Порівняльний аналіз наведено у таблиці 5.2.

Таблиця 5.2 – Порівняльний аналіз пристроїв релейного захисту.

Техніко-економічна характеристика	Siemens SIPROTEC 7UT87	ABB RET670	МІКОМ Р645	Гірші значення	Середнє значення	Краще значення
Кількість функцій	30	54	20	Р645	7UT87	RET670
Комфорт для користувача	Графічний інтерфейс	Графічний інтерфейс	LCD дисплей	Р645	RET670/7UT87	RET670/7UT87
Дискретні виходи	15	16	10	Р645	7UT87	RET670
Ціна, \$	1,939.03	3,394.99	\$899.00	RET670	7UT87	Р645

З таблиці 5.2 видно, що пристрій від Siemens має найоптимальніші параметри в порівнянні з ціною, пристрій ABB RET670 має значно більше функцій, на один дискретний вихід більше, та той самий графічний інтерфейс, але при цьому ціна становить на 1,455.95 доларів більше. А відносно мала ціна MIKOM P645 через його значно гірші характеристики.

### 5.3 Технологічний аудит проєкту

Для впровадження концепції реалізації захисту автотрансформатора за допомогою пристрою SIPROTEC 7UT87 необхідно обладнати приміщення спеціальною шафою для релейного захисту та провести необхідні пуско-налагоджувальні роботи. Це включає підключення пристрою до вимірювальних трансформаторів струму та напруги. Аналіз реалізації даної ідеї зображено у таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – Аналіз реалізації ідеї проєкту

Ідея проєкту	Технологія реалізації	Наявність технології	Доступність технології
Впровадження релейного захисту автотрансформатора за допомогою пристрою SIPROTEC 7UT87	Закупівля обладнання, налаштування та запуск	Наявна	Середня доступність за умови замовлення з-за кордону
Вибрана технологія для реалізації ідеї проєкту передбачає три основні етапи: закупівля обладнання, налаштування та запуск системи.			

На першому етапі, щоб забезпечити вдалу реалізацію, необхідно провести закупівлю необхідного обладнання. Це включає в себе пристрій SIPROTEC 7UT87 та всі додаткові компоненти, які можуть бути потрібні для ефективного функціонування системи.

Другий етап включає в себе налаштування обладнання, зокрема підключення до вимірювальних трансформаторів струму та напруги. Додатково, проводяться конфігураційні роботи для відповідності системи конкретним вимогам та умовам експлуатації.

На третьому етапі, після успішного налаштування, система готова до запуску. Виконуються пуско-налагоджувальні роботи для перевірки правильності встановлення та коректної роботи всіх компонентів.

#### 5.4 Аналіз ринкових можливостей

Для аналізу можливостей ринку та розробки плану розвитку стартап-проєкту, необхідно провести детальне дослідження та визначити потреби потенційних споживачів. Характеристики потенційного ринку наведено у таблиці 5.4.

Таблиця 5.4 Характеристика ринку стартап проєкту [31]

Показник ринку	Характеристика
Кількість основних гравців, од	3
Обсяг продажів, шт/ум.од	2
Динаміка ринку	Зростає
Обмеження входу	Мінімальний рівень первинних інвестицій
Вимоги до сертифікації	Сертифіковано
Умова рентабельності у сфері, %	15

Внутрішні норми прибутку:

$$R_i = \frac{P_p}{K}$$

де,  $P_p$  – прибуток за певний період,  $R_i$  – норма прибутку,  $K$  – величина початкових інвестицій.

Інвестором даного проєкту є електрична підстанція з автотрансформатором, для якого передбачено впровадження захисної системи. Складові інвестиції наступні:

- 1,939.03 доларів, або 73933,29 гривень, за курсом 1 долар = 38.13 грн – пристрій SIPROTEC 7UT87,
- 5 тис. грн – вартість релейної шафи,
- 30 тис. грн – вартість монтажу обладнання,
- 30 тис. грн – вартість пуско-наладки обладнання.

Інвестиції складають 138 933,29 гривень.

Автотрансформатор АТДЦТН-200000/330, для якого необхідний захист, коштує 3 млн. грн. Статистично відомо, що приблизно 20 коротких замикань та аномальних режимів в роботі трансформатора. відбувається за рік. Не критичний ремонт буде обходитись близько 10% від вартості, а саме 0.3 млн. грн. Якщо ж використовувати пристрій релейного захисту, можливо зекономити до 0.9 млн.грн в рік.

Експлуатаційні витрати, відповідно до статистичних даних, становлять приблизно 1% від вартості автотрансформатору. Це включає в себе різноманітні витрати на утримання та підтримання оптимальної ефективності пристрою.

$$B_e = 0.01 * 3 = 0.03 \text{ млн грн/рік}$$

Розрахунок рентабельності інвестицій здійснюється за формулою:

$$R_i = \frac{(0.9 - 0.03)}{0.138} = 1.36 \left( \frac{1}{\text{рік}} \right)$$

Тобто рентабельність, у відсотках, буде рівною 136%.

Період окупності інвестицій:

$$T_{\text{ок}} = 1/R_i = K/\Pi_p = \frac{0.138}{1.36} = 0.101 \text{ років}$$

### 5.5 SWOT – аналіз проєкту

SWOT-аналіз – це стратегічний інструмент для аналізу внутрішніх і зовнішніх факторів, які можуть впливати на організацію, проєкт.

Абревіатура "SWOT" визначає чотири основні категорії факторів: Strengths (Сильні сторони), Weaknesses (Слабкі сторони), Opportunities (Можливості) і Threats (Загрози).

SWOT-аналіз допомагає розуміти внутрішні та зовнішні фактори, їх взаємозв'язок і вплив на стратегічне планування. Організації можуть використовувати цей інструмент для визначення свого положення на ринку і розробки стратегій для використання можливостей та мінімізації загроз, а

також для максимізації своїх сильних сторін та мінімізації слабких. SWOT-аналіз проєкту наведено у табл. 5.5.

Таблиця 5.5 – SWOT – аналіз проєкту

Сильні сторони	Окупність Захист дороговартісного обладнання від коротких замикань та аномальних режимів
Слабкі сторони	Зупинка роботи електроенергетичного об'єкту під час впровадження
Можливості	Створення робочих місць для кваліфікованих спеціалістів
Загрози	Державне регулювання інвестиційних проєктів / тарифів

### **Висновки:**

У результаті аналізу стартап-проєкту щодо впровадження терміналу релейного захисту автотрансформатору на базі мікропроцесорного пристрою SIEMENS SIPROTEC 7UT87, ми прийшли до кількох важливих висновків. Порівняльний аналіз з іншими пристроями релейного захисту, такими як ABB RET670 та General Electric MIKOM P645, виявив, що обраний пристрій виявляється перевагами в співвідношенні параметрів до ціни. Його висока ефективність та передові технології роблять його конкурентоспроможним на ринку.

Розрахунки рентабельності та періоду окупності проєкту свідчать про його фінансову вигідність. Рентабельність складає 137% на рік, що свідчить про високий потенціал для генерації прибутку. Термін окупності, який складає всього 0.101 років, вказує на швидку повернення інвестицій та ефективність проєкту.

SWOT-аналіз додатково підтверджує успішні перспективи стартап-проєкту, вказуючи на попит на його ідею на ринку. Запланована інноваційна система релейного захисту відповідає вимогам та потребам електроенергетичного сектору, забезпечуючи конкурентні переваги та стійке позиціонування на ринку.

## ВИСНОВКИ

Розглянуто «Акац 330/110/10 кВ», виконано аналіз обладнання, його характеристики та створено схему заміщення для розрахунку струмів короткого замикання. Це дозволяє визначити відповідність вибраного обладнання вимогам безпеки та ефективності.

Оперативно-диспетчерське управління розглянуто в контексті його мети, ієрархії та опису об'єднаної енергетичної системи України. Також визначено математичні методи для розрахунку ustalених режимів та створено окремі моделі елементів мережі з використанням програмного середовища Power Factory.

Для фрагментів мережі (ПС «Магістральна» - Міська ТЕЦ) та (ПС «Південна» - ПС «Західна»), проведено аналіз зміни завантаженості в нормальному режимі та при наявності збурення. Аналіз режимів роботи дозволив визначити, що система забезпечує нормальну роботу та витримує зміни у її структурі та обтяженні. Важливим аспектом є здатність мережі продовжувати функціонувати при відключенні окремих елементів

У розділі, присвяченому охороні праці під час експлуатації релейного захисту мережі напругою 110 кВ, були докладно розглянуті умови праці працівників у надзвичайних ситуаціях. Застосовано аналіз нормативних документів для визначення причин порушень нормальних режимів роботи та розроблено заходи з електробезпеки. Розраховано захисне заземлення пристрою релейного захисту автотрансформатора, що є важливим аспектом для забезпечення електробезпеки та ефективної роботи системи .

Розглянуто стартап-проект з впровадження релейного захисту для автотрансформатора на підстанції 330 кВ. Описано план вибору пристрою релейного захисту, проведено порівняльний аналіз з конкурентами та оцінено реалізацію проекту. Розрахунки рентабельності та періоду окупності проекту свідчать про його фінансову вигідність.

## СПИСОК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. Типові рішення при проектуванні електричних мереж напругою 110–330 кВ : навчальний посібник / В. В. Кулик, В. В. Тептя, О. Б. Бурикін, О. В. Сікорська. – Вінниця : ВНТУ, 2018. – 110 с.
2. «Електричні системи та мережі» для студентів напряму підготовки 6.050701 «Електротехніка та електротехнології» / Давиденко В.А. – Рівне: НУВГП, 2016. – 40 с. Режим доступу: <https://ep3.nuwm.edu.ua/4292/1/04-03-125.pdf> (дата звернення 18.12.2023)
3. Гаряжа В. М. Конспект лекцій з курсу «Електрична частина станцій та підстанцій» (частина 1) (для студентів денної та заочної форм навчання спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка) / В. М. Гаряжа, А. О. Карюк; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018. – 149 с.
4. С. В. Панченко, В. С. Блиндюк, В. М. Баженов, М. М. Одегов, Ю. О. Семененко « Релейний захист і автоматика» : Навч. посібни. – Харків: УкрДУЗТ, 2020. – Ч. 1. – 250 с.
5. С. В. Панченко, В. С. Блиндюк, В. М. Баженов, М. М. Одегов, Ю. О. Семененко Р., « Релейний захист і автоматика: Навч. посібник.» – Харків:, 2020. – Ч. 1. – 250 с.,
6. Д.П. Козярьський, Е.В. Майструк, І.П. Козярьський ., «Основи релейного захисту та автоматизації енергосистем: навчальний посібник. Ч. 2» / Чернівці: Чернівецький нац. ун., 2019. 133 с.
7. СОУ НЕК 20.261:2021 Стандарт підприємства. Технічна політика НЕК Укренерго у сфері розвитку та експлуатації магістральних та міждержавних електричних мереж. Електронний ресурс : [СОУ НЕК 20.261:2021 Стандарт підприємства. Технічна політика НЕК Укренерго у сфері розвитку та експлуатації магістральних та міждержавних електричних мереж \(budstandart.com\)](https://budstandart.com) (дата звернення 24.12.2023)

8. О.В. Хоменко ., Конспект лекцій з дисципліни «Математичні задачі енергетики. Частина 3» / К.: НТУУ «КПІ», 2021
9. О.В. Хоменко ., Конспект лекцій з дисципліни «Математичні задачі енергетики. Частина 1» / К.: НТУУ «КПІ», 2017
10. Математичні моделі електричних систем : Лабораторний практикум [Електронний ресурс] : навч. посіб. для здобувачів ступеня бакалавра за освітньою програмою «Електричні системи і мережі» спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / КПІ ім. Ігоря Сікорського ; уклад.: Т. Л. Кацадзе, О. М. Паненко. — Електронні текстові дані (1 файл: 951 кБ). — Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. — 63 с.
11. DIgSILENT PowerFactory for Wind Power Applications [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://www.digsilent.de/en/powerfactory.html> (дата звернення 26.12.2023)
12. А.О.Омельчук., «Електрична частина станцій і підстанцій»: Навч. посібник / - К.: ЦП «КОМПРИНТ», 2017. - 479 с. 89
13. Методичні рекомендації до виконання розділу «Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях» для підготовки студентів КПІ ім. І. Сікорського за освітньо-кваліфікаційним рівнем “магістр” спеціальностей 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», / Укл.: Л. Третьякова, Л. Мітюк. Київ: НТУУ «КПІ ім. І. Сікорського», ІЕЕ, 2021. 58 с
14. Правила улаштування електроустановок : 2017. – Офіц. вид. – Київ.:Форт : Мінпаливенерго України. 2017
15. ДСН 3.3.6.042-99. Державні санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. Вид. офіц. Київ: Держстандарт України, 1999. 56 с.
16. Правила улаштування електроустановок. Вид. офіц. Харків: Форт, 2018. 458 с.
17. ДСНП «Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та

напруженості трудового процесу» - затверджено Наказом Міністерства охорони здоров'я України 08.04.2014 № 248.

18. ДСН 3.3.6.037-99. Державні санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку. Вид. офіц. Київ: Держнагляд охорони праці, 1996. 15 с
19. НПА ОП 40.1-1.01-97 (ДНА ОП 1.1.10-1.01-97). Правила безпечної експлуатації електроустановок.
20. ДСТУ ISO 13688:2001. Одяг захисний. Загальні вимоги. Вид. офіц. Київ: Держстандарт України, 2002. 6 с.
21. ДНА ОП 1.1.10-1.07-01. Правила експлуатації електрозахисних засобів.
22. Розроблення стартап-проекту [Електронний ресурс]: Методичні рекомендації до виконання розділу магістерських дисертацій для студентів інженерних спеціальностей / За заг. ред. О.А. Гавриша. – Київ: НТУУ «КПІ», 2016. –28 с..