

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ХАРЧОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ

Інститут (факультет) _____ ННІТІ ім. акад. І.С. Гулого _____

Кафедра _____ Електропостачання та енергоменеджменту _____

«До захисту в ЕК»
Директор інституту

_____ Сергій БЛАЖЕНКО
(підпис) (ім'я та прізвище)

« ____ » _____ грудня _____ 2024 р.

«До захисту допущено»
Завідувач кафедри

_____ Сергій БАЛЮТА
(підпис) (ім'я та прізвище)

« ____ » _____ грудня _____ 2024 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

НА ЗДОБУТТЯ ОСВІТНЬОГО СТУПЕНЯ МАГІСТРА

зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
(код та назва спеціальності)

освітньо-професійної програми «Електротехнічні системи електроспоживання»

на тему: «Дослідження режиму нейтралі в системі власних потреб теплоелектроцентралі»

Виконав: здобувач 2 курсу, групи ЕЛ-2-8М

_____ Хайтович Андрій Юрійович
(прізвище, ім'я, по батькові повністю)

_____ (підпис)

Керівник Юнєсва Наталія Тахірджанівна

(прізвище, ім'я та по батькові повністю)

_____ (підпис)

Рецензент Володимир БОЙКО

(ім'я та прізвище)

_____ (підпис)

Я як здобувач(ка) Національного університету харчових технологій розумію і підтримую політику університету з академічної доброчесності. Я не надавав(-ла) і не одержував(-ла) незарядженої допомоги під час підготовки цієї роботи. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

Здобувач _____
(підпис)

Київ – 2024 р.

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ХАРЧОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ

Інститут (факультет) Навчально - науковий інженерно - технічний інститут ім. акад. І. С. Гулого

Кафедра Електропостачання та енергоменеджменту

Освітній ступінь магістр

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
(код і назва)

Освітньо-професійна програма «Електротехнічні системи електроспоживання»
(назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач
кафедри ЕПЕМ
/Сергій БАЛЮТА/
“01” жовтня 2024 року

ЗАВДАННЯ

НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА

Хайтович Андрій Юрійович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Дослідження режиму нейтралі в системі власних потреб теплоелектроцентралі

керівник роботи Юнєєва Наталія Тахірджанівна, к.т.н., доц.,
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом закладу вищої освіти від “01” жовтня 2024 року № 859-кв

2. Строк подання здобувачем роботи 02 грудня 2024 року

4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) Вибір структурної схеми ТЕЦ; Визначення значень струмів короткого замикання та тестування комутаційного обладнання; Оптимізація режиму нейтралі в системі власних потреб; Інноваційний проєкт "NeutralControl": Розробка та аналіз; Охорона праці та безпека в екстрених ситуаціях при використанні системи власних потреб

5. Перелік графічного матеріалу

1. Схема електричних з'єднань ТЕЦ

2. Схема власних потреб 6 кВ блоку 100 МВт

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв

7. Дата видачі завдання 01 жовтня 2024 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

Пор №	Назва етапів виконання кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Отримання завдання на магістерську роботу	01.10.2024	Виконано
2	Вступ	02-04.10.2024	Виконано
3	Вибір структурної схеми ТЕЦ	05-12.10.2024	Виконано
4	Визначення значень струмів короткого замикання та тестування комутаційного обладнання	13-20.10.2024	Виконано
5	Оптимізація режиму нейтралі в системі власних потреб	21-25.10.2024	Виконано
6	Інноваційний проєкт "NeutralControl": Розробка та аналіз	26.10-03.11.2024	Виконано
7	Охорона праці та безпека в екстрених ситуаціях при використанні системи власних потреб	05-10.11.2024	Виконано
8	Висновки	11-14.11.2024	Виконано
9	Література	15.11.2024	Виконано
10	Оформлення пояснювальної записки	17-30.11.2024	Виконано
11	Подання готової роботи для перевірки на плагіат	02.12.2024	Виконано

Здобувач

_____ (підпис)

Хайтович А. Ю.
(прізвище та ініціали)

Керівник роботи

_____ (підпис)

Юнєва Н. Т.

(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Хайтович А. Ю. «Дослідження режиму нейтралі в системі власних потреб теплоелектроцентралі». Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», Національний Університет Харчових Технологій, Київ, 2024.

Робота складається з пояснювальної записки та графічної частини. Пояснювальна записка виконана на 102 сторінці формату А4, яка включає в себе рисунки, таблиці, джерела використаної літератури. Графічна частина містить 2 аркуші технічних креслень форматом А1.

У магістерській роботі досліджено особливості організації режиму нейтралі в системах власних потреб теплоелектроцентралей (ТЕЦ) та запропоновано оптимізаційні рішення для підвищення ефективності їх роботи. Проведено аналіз існуючих варіантів заземлення нейтралі, включаючи глухе, резисторне та індуктивне заземлення, з оцінкою їх переваг і недоліків. Теоретично обґрунтовано доцільність використання резисторного заземлення, що сприяє зниженню струмів короткого замикання та покращенню електробезпеки.

Крім того, у роботі розроблено інноваційний проєкт "NeutralControl", який базується на застосуванні сучасних алгоритмів моніторингу та автоматизації управління режимами нейтралі. Проєкт враховує техніко-економічні аспекти, забезпечуючи зниження експлуатаційних витрат і підвищення надійності системи.

Ключові слова: нейтраль, теплоелектроцентрально, резисторне заземлення, коротке замикання, енергетична ефективність, інноваційний проєкт NeutralControl.

ANNOTATION

Khaitovych A. Yu. "Research on the Neutral Mode in the Auxiliary Power System of a Combined Heat and Power Plant." Specialty 141 "Electrical Power Engineering, Electrical Engineering, and Electromechanics," National University of Food Technologies, Kyiv, 2024.

The work consists of an explanatory note and a graphical part. The explanatory note spans 102 A4 pages, including figures, tables, and references. The graphical part contains two A1 format technical drawings.

The master's thesis investigates the specific features of organizing the neutral mode in auxiliary power systems of combined heat and power plants (CHPPs) and proposes optimization solutions to improve their efficiency. An analysis of existing neutral grounding methods, including solid, resistive, and inductive grounding, is conducted with an evaluation of their advantages and disadvantages. The feasibility of resistive grounding is theoretically substantiated, demonstrating its ability to reduce short-circuit currents and enhance electrical safety.

Additionally, the thesis develops an innovative project, "NeutralControl," which is based on modern algorithms for monitoring and automating neutral mode management. The project considers technical and economic aspects, ensuring reduced operational costs and improved system reliability.

Keywords: neutral, combined heat and power plant, resistive grounding, short circuit, energy efficiency, innovative project NeutralControl.

ЗМІСТ

ВСТУП	7
1. ВИБІР СТРУКТУРНОЇ СХЕМИ ТЕЦ	9
1.1. Порівняння структурних схем ТЕЦ	9
1.2. Вибір основного електричного обладнання ТЕЦ	11
1.2.1. Підбір турбогенераторів	11
1.2.2. Підбір трансформаторів для забезпечення зв'язку	13
1.2.3. Підбір блочних трансформаторів	14
1.2.4. Підбір автотрансформаторів зв'язку	15
1.2.5. Вибір секційного реактору	18
1.3. Порівняння технічних та економічних варіантів	21
1.4. Підбір з'єднувальних електросхем для апаратів	25
1.4.1. Підбір схеми відкритих розподільчих пристроїв (ВРУ) – 110 кВ	25
1.4.2. Підбір схеми генераторного розподільчого пристрою (ГРП) – 10.5 кВ ...	27
1.4.3. Підбір трансформаторів та схем електропостачання власних потреб	28
Висновок до першого розділу	31
2. ВИЗНАЧЕННЯ ЗНАЧЕНЬ СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ ТА ТЕСТУВАННЯ КОМУТАЦІЙНОГО ОБЛАДНАННЯ	32
2.1. Визначення внутрішнього опору електричної системи через розрахунок характеристик заступної схеми	32
2.2. Визначення опору системи	35
2.2.1. Визначення замішеного опору станції відносно точки К2	35
2.2.2. Визначення опору системи	37
2.3. Визначення струмів к. з. методом розрахункових кривих	38
2.3.1. Визначення струмів к. з. на шинах генераторної напруги	38
2.3.2. Визначення струмів к. з. на шинах РУ 110 кВ	43
2.4. Підбір вимикачів та роз'єднувачів на основі типових кривих	45
2.5. Визначення струмів к. з. від системи	46

2.5.1. Визначення струмів к. з. від генератора	47
2.5.2. Вибір вимикача генератора	48
2.5.3. Підбір вимикача для високовольтного розподільного пристрою 220 кВ ...	50
2.5.4. Підбір вимикача за лінійним реактором	53
2.5.5. Підбір роз'єднувального пристрою для кола з місцевим навантаженням	55
Висновок до другого розділу	56
3. ОПТИМІЗАЦІЯ РЕЖИМУ НЕЙТРАЛІ В СИСТЕМІ ВЛАСНИХ ПОТРЕБ ...	57
3.1. Оцінка ситуації з організацією заземлення нейтралей в системі ВП електростанції	57
3.2. Порівняльний аналіз та оптимізація режимів заземлення нейтралі у системах ВП електростанцій	58
3.3. Резисторне заземлення нейтралі в системі ВП електростанції	69
Висновок до третього розділу	75
4. ПРОЄКТ "NEUTRALCONTROL": РОЗРОБКА ТА АНАЛІЗ	76
4.1. Ідея та концепція інноваційного проекту	76
4.2. Технологічна оцінка та функціональний аналіз	78
4.3. Оцінка ринку та економічна доцільність	79
4.4. Аналіз сильних і слабких сторін, можливостей і загроз	81
Висновок до четвертого розділу	83
5. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В ЕКСТРЕНИХ СИТУАЦІЯХ ПРИ ВИКОРИСТАННІ СИСТЕМИ ВЛАСНИХ ПОТРЕБ	84
5.1 Технічні характеристики устаткування	84
5.2 Перелік робіт	85
5.3 Визначення умов праці та шкідливих чинників на робочому місці	88
5.4 Вибір технічних засобів і заходів робіт в електроустановках	90
5.5 Підбір засобів індивідуального захисту та електрозахисних засобів	92
5.6 Визначення основних небезпек та запобіжних заходів	94
Висновок до п'ятого розділу	97
ВИСНОВКИ	98
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ	100

ВСТУП

В умовах сучасної енергетичної системи, при швидкому розвитку енергетичних технологій і постійних змінах у сфері енергопостачання, питання раціонального застосування та оптимізації енергоносіїв набувають все більшої важливості. Теплоелектроцентралі (ТЕЦ), будучи одним із ключових компонентів енергетичної інфраструктури, грають вирішальну роль у забезпеченні стабільного постачання електроенергії та тепла. Особливо актуальним є питання, з яким стикаються оператори та інженери ТЕЦ, оптимізації режиму нейтралі в системах власних потреб ТЕЦ, що дозволяє підвищити енергоефективність і надійність роботи всього комплексу. Здатність точно й ефективно керувати цим режимом є стратегічно важливою для надійного функціонування теплогенеруючих систем.

Актуальність теми магістерської роботи "Дослідження режиму нейтралі в системі власних потреб теплоелектроцентралі" полягає у дослідженні та розробці методів і рішень для вдосконалення режиму нейтралі, що сприятиме зменшенню енергетичних втрат, поліпшенню економічної ефективності та забезпеченню екологічної безпеки. Це дослідження зосереджене на вивченні поточного стану системи власних потреб ТЕЦ, виявлення можливих проблем та розробку рекомендацій щодо їх вирішення на основі сучасних технологій і методів.

Оптимізація режиму нейтралі в енергетичних системах є критичним фактором для їх стабільної та ефективної роботи. Нейтраль в електромережах – це зона з мінімальним струмом, і правильне управління нею може суттєво покращити роботу системи. Процес оптимізації режиму нейтралі включає вибір найбільш ефективних параметрів, таких як напруга і струм, з метою досягнення максимальної продуктивності системи. Це може включати застосування різноманітних алгоритмів управління, математичне моделювання та проведення експериментів. Правильна оптимізація режиму нейтралі дозволяє суттєво знизи-

ти енергоспоживання, мінімізувати втрати та покращити загальну надійність системи. Використання сучасних технологій та інтелектуальних систем управління може значно сприяти досягненню цих цілей і забезпечити стабільну та ефективну роботу енергетичних об'єктів.

Успішна реалізація запропонованих рішень сприятиме поліпшенню роботи ТЕЦ, підвищенню її конкурентоспроможності та забезпеченню стабільного енергопостачання споживачів.

Мета роботи: розробити проєкт теплоелектроцентралі з встановленою потужністю 320 МВт, дослідити і виконати оптимізацію режиму нейтралі в системах власних потреб.

1 ВИБІР СТРУКТУРНОЇ СХЕМИ ТЕЦ

1.1 Порівняння структурних схем ТЕЦ

Коли обираєш структурну схему електростанції важливо дотримуватись таких правил:

1. Економічно найбільш вигідним є блочний режим роботи електростанції.
2. Місцеві навантаження повинні забезпечуватися енергією, що генерується на збірних шинах.

Структурна схема електростанції має відповідати таким вимогам:

- відповідність умовам експлуатації в енергосистемі та технологічній схемі станції;
- простота монтажу з урахуванням поетапного підключення генераторів, трансформаторів, ліній;
- простота в експлуатації: схема повинна бути зрозумілою та мати мінімальну кількість перемикань для переходу між режимами; обладнання має залишатися доступним для ремонтування без зупинки робочого процесу станції;
- можливість автоматизації роботи станції в економічно обґрунтованому обсязі;
- надійність, що забезпечує економічну ефективність.

Схеми з двома системами шин і поділом робочих шин переважно використовуються на рівні напруги генератора в ТЕЦ. Власні потреби та обсяги живляться електроенергією від повітряних ліній за допомогою різних шляхів. Кожне з'єднання досягає основної лінії електропередач через два спеціальні вимикачі, що дозволяє нам підключатися лише до однієї лінії електропередач (один із вимикачів зазвичай вимкнений).

Переваги схеми, де дві системи збірних шин:

- Ремонт будь-якої системи шин без відключення споживачів та джерел.
- У разі короткого замикання однієї системи шин, споживачі залишаються без живлення на короткий час поки йде перемикання на резервну систему.

- Шиноз'єднувальні вимикачі дають змогу здійснювати всі потрібні перемикання з робочої системи на резервну, а також використовувати їх як заміну для вимикача будь-якого підключення.

Ця схема відрізняється гнучкістю, її переваги забезпечують достатню надійність енергопостачання.

Нижче представлені структурні схеми, що включають генератори (Γ), розподільні пристрої високої (РУ) та низької напруги (ГРП), місцеве навантаження ($\text{P}_{\text{МН}}$), трансформатори зв'язку (T_1, T_2), блокові трансформатори (T_3, T_4) та автотрансформатор (АТ).

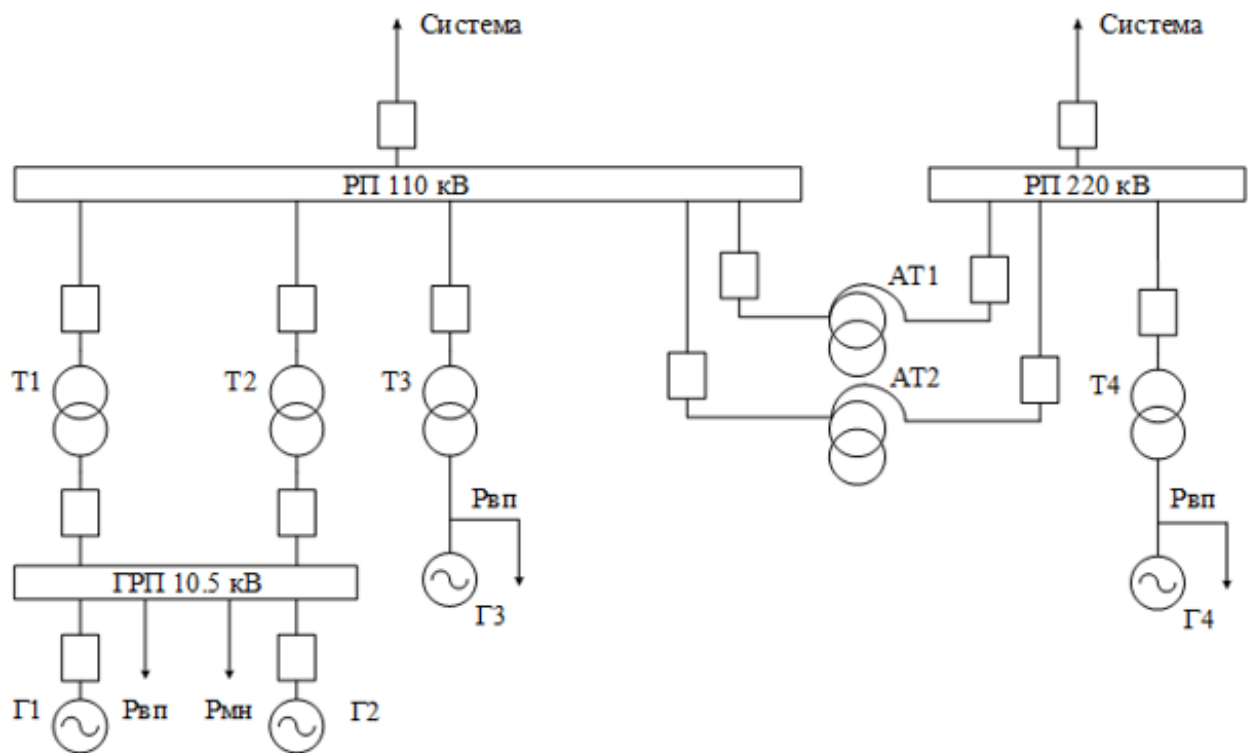


Рис.1.1. Структурна схема першого варіанту

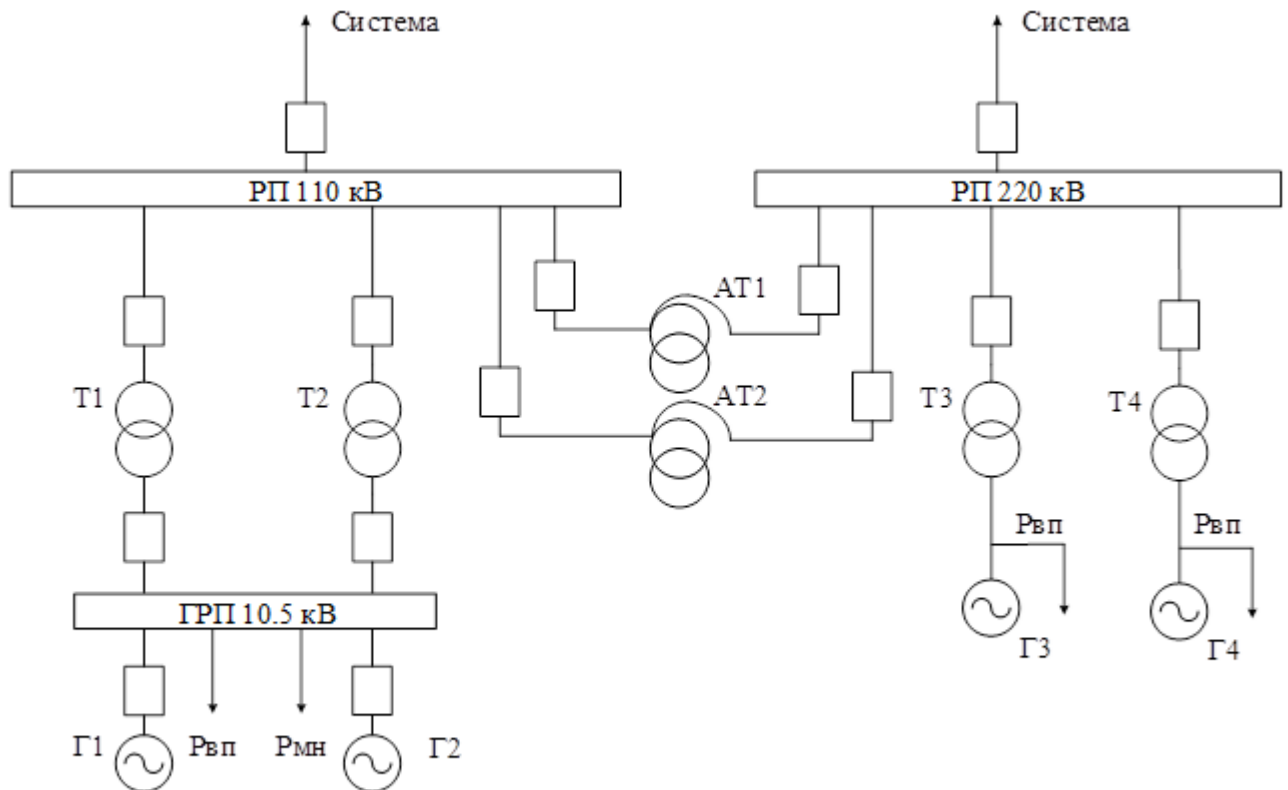


Рис. 1.2. Структурна схема другого варіанту

1.2 Вибір основного електричного обладнання ТЕЦ

1.2.1 Підбір турбогенераторів

На рисунках 1.1 і 1.2 зображені схеми першого і другого варіанту, що включають генератори Γ , розподільчі установки високої напруги РУ та генераторний розподільчий пристрій ГРП, місцеве навантаження $P_{\text{мн}}$, трансформатори зв'язку T_1 і T_2 , блокові трансформатори T_3, T_4 , й автотрансформатори AT_1 та AT_2 . У варіанті один - два генератори потужністю 60 МВт кожен підключені до своїх секцій ГРП, тоді як два генератори потужністю 100 МВт кожен підключені до розподільчих установок 110 кВ і 220 кВ за блоковим принципом. Другий варіант - обидва генератори по 60 МВт також приєднані кожен до своєї секції ГРП, а два генератори на 100 МВт підключені до розподільчої установки 220 кВ також за блоковим принципом.

Таким чином, обираємо два генератори типу ТВФ–63 – 2УЗ. Для роботи у блоці підібрано два генератори типу ТВФ – 120 – 2УЗ основні характеристики яких наведені у таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 Паспортні дані ТВФ–63 – 2УЗ і ТВФ – 120 – 2УЗ

Параметри	ТВФ–63 – 2УЗ	ТВФ – 120 – 2УЗ
$n_{\text{НОМ}}$	3000 об/хв	3000 об/хв
$S_{\text{НОМ}}$	78.75	125
$P_{\text{НОМ}}$	63 МВт	100 МВт
$U_{\text{НОМ}}$	10.5 кВ	10.5 кВ
$\cos \varphi_{\text{НОМ}}$	0.8	0.8
I	4.3 кА	6.8 кА
Схема обмоток статора	Y	YY
x_d''	0.15 во	0.19 во
Ватрість	3301.58 тис грн	4444.44 тис. грн

Кількість генераторів, що працюють на збірні шини, визначається потужністю місцевого навантаження та потребою в забезпеченні власних потреб. Вибір кількості генераторів здійснюється за умови:

$$P_{\text{МН}} \leq \left(\sum P_{\text{Н}} - P_{\text{ВП}} \right)$$

Забезпечення власних потреб визначається:

$$P_{\text{ВП}} = 10\% \times P_{\text{НГ}}$$

Отже, для покриття навантаження обираємо два генератора потужністю 63 МВт.

1.2.2 Підбір трансформаторів для забезпечення зв'язку

Обираючи трансформатори зв'язку, важливо переконатися, що вони мають достатню потужність, щоб впоратися з додатковою енергією від системи комбінованого тепла та електроенергії, навіть коли дуже жарко, тобто за умов максимального теплового навантаження та обов'язково мінімального електричного навантаження в районі. Також має бути враховано можливість жити район через механізм при піковому електричному навантаженні та найменших теплових витратах. Для цього режиму рекомендується врахувати вихід з ладу найпотужнішого генератора, пов'язаного з ГРУ. Перемикачі напруги під навантаженням обов'язкові для комунікаційних трансформаторів, щоб забезпечити стабільність напруги та відповідати різним вимогам до напруги в системі та генераторних шинах. Щоб гарантувати надійність розподілу електроенергії регіональним користувачам, два сигнальні трансформатори планується встановити на ТЕЦ.

Навантаження ВП (власних потреб) розраховуємо як 10% від загальної генерації. Передана через трансформатори потужність складає:

$$\Delta U = P_{\Gamma} - P_{\text{ВП}} - P_{\text{нав}}$$

Характеристики трансформатора зв'язку представлені в таблиці 1.2.

Таблиця 1.2. Перетоки потужності

№	Найменування величини	Одиниці вимірювань	Нормальний режим	Режим мінімального навантаження	Аварійний режим
1	Виробництво	МВт	120	120	60
2	Споживання на власні потреби	МВт	12	12	12
3	Місцеве навантаження	МВт	110	84	110
4	Перетік	МВт	-2	24	-62

Визначаємо потужність окремо обох трансформаторів, використовуючи найбільше навантаження, яке ми розраховали:

$$S_{\text{розрах}} = \frac{P_{\text{макс.перет.}}}{2 \cdot \cos(\varphi_{\text{ном}})} = \frac{62}{2 \cdot 0.85} = 36.471 \text{ МВА}$$

Обираємо два трансформатори зв'язку ТДЦ – 40000/110, параметри яких наведені в таблиці 1.3.

Таблиця 1.3 Характеристики ТДЦ-40000/110

№	Найменування величини	Одиниці вимірювань	Умовне позначення	Номінальне значення
1	Тип трансформатора	ТДЦ-40000/110		
2	Номінальна потужність	МВА	S _{ном}	40
3	Напруга короткого замикання трансформатора	%	U _к	10,5
4	Напруга обмотки ВН	кВ	U _{вн}	115
6	Напруга обмотки НН	кВ	U _{нн}	10,5
7	Втрати х.х	кВт	ΔP _{хх}	34
8	Втрати к.з	кВт	ΔP _{кз}	170
9	Струм х.х	%	I _{хх}	0,55
10	Ціна, тис.грн	1257,6		

В обох варіантах тип трансформаторів зв'язку той самий.

1.2.3 Підбір блочних трансформаторів

На об'єктах електроенергетики на шинах генераторної напруги передбачається встановлення трансформаторів для з'єднання цих шин із шинами високої напруги. Зв'язок з високою потужністю необхідний для постачання додаткової енергії до системи, коли всі машини працюють, і для збереження електроенергії для інших потреб, якщо одна машина зупиняється при плановому відключенні або аварії, коли напруга становить 10,5 кВ.

За блочною схемою, коли генератор підключений до трансформатора, трансформатор повинен подавати у високовольтну мережу енергію з виходу генера

тора за вирахуванням потужності навантажень, підключених до відгалуження [2, с. 40].

Для ген. 100 МВт:

На відгалуженні блоку підключено виключно навантаження для власних потреб:

$$S_{TP\text{розрах}} = \frac{P_{\text{номГ}} - P_{\text{ВП}}}{\cos\varphi_{\Gamma}} = \frac{100 - 10}{0,85} = 105.882 \text{ МВА}$$

Вибираємо найкращий трансформатор, який відповідає вимогам. Проаналізувавши графік навантажувальної здатності трансформатора [4, с. 55], ми прийняли рішення вибрати трансформатори ТДЦ – 125000/110 і ТДЦ – 125000/110. У таблиці 1.4 наведені основні характеристики обраних трансформаторів.

Таблиця 1.4. Номінальні параметри блочних трансформаторів

№	Умовне позначення	Тип трансформатора	
		ТДЦ-125000/110	ТДЦ-125000/220
1	Sn, МВА	125	125
2	Uк, %	10,5	11
3	ΔРХХ, кВт	85	90
4	ΔРКЗ, кВт	420	380
5	Ціна, тис. грн.	3668	4873

1.2.4 Підбір автотрансформаторів зв'язку

Потужність трансформаторів із самовідновленням, які підключаються між розподільними пристроями високої та середньої напруги (рис. 1.3, б), визначається шляхом перевірки потоку електроенергії між ними, коли все працює та коли є аварійна ситуація. У конкретних випадках вкрай важливо оцінити сценарій, коли один із компонентів, пов'язаних із розподільною панеллю проміжної напруги, виходить з ладу. Вибираючи потрібну кількість комунікаційних трансформаторів, ми думаємо про те, наскільки стабільним є

електропостачання для людей і чи може кожна частина працювати окремо на великому розподільному щиті.

Якщо втрата зв'язку між розподільними установками високої та середньої напруги може призвести до порушення електропостачання споживачів або якщо найменше навантаження мережі середньої напруги є меншим за технічний мінімум потужності відокремлених блоків, тоді доцільно передбачити два авотрансформатори зв'язку [2, с. 42].

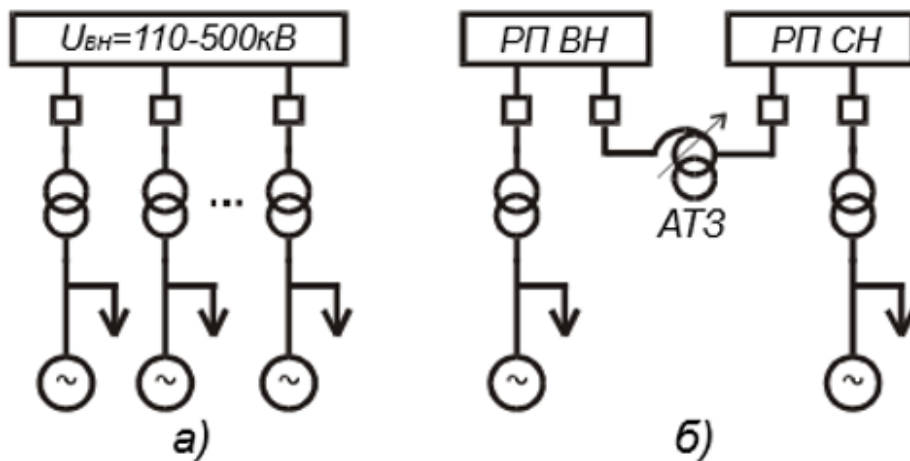


Рис 1.3. Структурні схеми електростанцій районного типу. а – з одною підвищеною напругою; б – з окремим автотрансформатором зв'язку АТЗ між РУ високої та середньої напруги

Саморегульований трансформатор вибрано для керування електричним струмом у кількох робочих налаштуваннях. У процесі підбору авттрансформатора зв'язку слід взяти до уваги наступні режими:

- максимальне навантаження шин при напрузі 220 та 110 кВ;
- мінімальне навантаження шин при напрузі 220 та 110 кВ;
- аварійний (відмова одного турбогенератора на генераторній напрузі).

Для варіанту схеми з однією підвищеною напругою

Нормальний режим:

$$S_{\text{норм}} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos\varphi_{\Gamma}} - \frac{P_{110} + P_{\text{МН}} + P_{\text{ВП}}}{\cos\varphi_{\text{Н}}} = \frac{220}{0,8} - \frac{115 + 110 + 22}{0,85} = -15,588 \text{ МВА}$$

Режим мінімальних навантажень:

$$S_{\text{мін}} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos\varphi_{\Gamma}} - \frac{P_{110} + P_{\text{МН}} + P_{\text{ВП}}}{\cos\varphi_{\text{Н}}} = \frac{220}{0,8} - \frac{115 + 84 + 22}{0,85} = 15 \text{ МВА}$$

Аварійний режим:

$$S_{\text{ав}} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos\varphi_{\Gamma}} - \frac{P_{110} + P_{\text{МН}} + P_{\text{ВП}}}{\cos\varphi_{\text{Н}}} = \frac{120}{0,8} - \frac{115 + 110 + 22}{0,85} = -140,588 \text{ МВА}$$

Пікове навантаження автотрансформатор зазнає в умовах аварійного навантаження:

$$S_{\text{розрахАТ}} = |S_{\text{ав}}| = 140,588 \text{ МВА}$$

У схемі з високою напругою обираємо автотрансформатор зв'язку АТДЦТН–200000/220/110, таблиця 1.5.

Таблиця 1.5. Автотрансформатор зв'язку АТДЦТН–200000/220/110

№	Параметр	Значення
1	SH, МВА	200
2	UBH, кВ	230
3	UCH, кВ	121
4	UHH, кВ	20
5	ΔРХХ, кВт	105
6	ΔРКЗ, кВт	430
7	ІХХ, %	0,45
8	Вартість, тис. грн.	7074

Для варіанту схеми з окремим автотрансформатором зв'язку

Нормальний режим:

$$S_{\text{норм}} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos\varphi_{\Gamma}} - \frac{P_{110} + P_{\text{МН}} + P_{\text{ВП}}}{\cos\varphi_{\text{наг}}} = \frac{120}{0,8} - \frac{115 + 110 + 12}{0,85} = -128,824 \text{ МВА}$$

Режим мінімальних навантажень:

$$S_{\text{мін}} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos\varphi_{\Gamma}} - \frac{P_{110} + P_{\text{МН}} + P_{\text{ВП}}}{\cos\varphi_{\text{наг}}} = \frac{120}{0,8} - \frac{115 + 84 + 12}{0,85} = -98,235 \text{ МВА}$$

Аварійний режим:

$$S_{ав} = \frac{P_{Г}}{\cos\varphi_{Г}} - \frac{P_{110} + P_{МН} + P_{ВП}}{\cos\varphi_{наг}} = \frac{60}{0,8} - \frac{115 + 110 + 12}{0,85} = -197,765 \text{ МВА}$$

Пікове навантаження зазнається в умовах аварійного навантаження:

$$S_{розрахАТ} = |S_{ав}| = 197,765 \text{ МВА}$$

Обираємо автотрансформатор зв'язку АТДЦТН– 200000/220/110, параметри якого в табл. 1.6.

Таблиця 1.6. Параметри автотрансформатора зв'язку АТДЦТН-200000/220/110

№	Параметр	Значення
1	SN, МВА	200
2	UBH, кВ	230
3	UCH, кВ	121
4	UHH, кВ	20
5	ΔРХХ, кВт	105
6	ΔРКЗ, кВт	430
7	ІХХ, %	0,45
8	Вартість, тис. грн.	7074

1.2.5 Вибір секційного реактору

На ТЕЦ із поперечними зв'язками генераторів вибір секційних реакторів має передувати вибору лінійних реакторів. Процес розрахунку виконується в такій послідовності:

1. Спершу визначають кількість секцій ГРП, зважаючи на вимоги надійності електропостачання місцевих споживачів і стабільної роботи станції відповідно до обраної конфігурації живильної мережі. Це означає, що у разі ремонту або виходу з ладу однієї з секцій ГРП втрата генерованої потужності не повинна перевищувати допустимий рівень для місцевого електричного та теплового навантаження. Зазвичай ці вимоги забезпечуються, коли кількість секцій відповідає кількості генераторів, підключених до ГРП.

2. Виходячи з вибраної кількості секцій ГРП, визначають схему підключення секційних реакторів: радіальну розімкнуту при двох-трьох секціях або кільцеву при трьох-чотирьох секціях.

3. На основі аналізу можливих перетоків між секціями в нормальному режимі та у випадку відключення генераторів, трансформаторів зв'язку, обирають номінальні струми секційних реакторів. Для цього визначають відповідні індуктивні опори, серед яких обирають максимальне значення.

4. Розраховують струми короткого замикання $I_{п, 0}$ на шинах ГРП із секційними реакторами та без них. Ці струми використовуються для вибору вимикачів у приєднаннях трансформаторів власних потреб, що вважаються найважчими, і приймають за контрольні.

5. Обґрунтовують потребу в обмеженні струму короткого замикання в ГРП ТЕЦ. Якщо струм $I_{п, 0}$ у контрольному приєднанні без секційних реакторів перевищує максимальний струм електродинамічної стійкості $I_{ед}$ для вимикачів відповідної напруги (6–10 кВ), встановлення секційних реакторів є технічно необхідним. Інакше потрібне економічне обґрунтування. Для цього порівнюють два варіанти ГРП: з секційними реакторами (крім лінійних) та без них, оцінюючи за основними показниками вартості. Якщо капітальні витрати на ГРП знижуються на 10% і більше, це може слугувати економічним обґрунтуванням доцільності використання секційних реакторів.

6. При обранні схеми із секційними реакторами, розраховують втрати напруги в них при максимальних перетоках потужності між секціями. Ці втрати не повинні перевищувати 5–6 % від номінальної напруги. Якщо щось піде не так і втрати занадто високі, ми повинні встановити спеціальні перемикачі або вимикачі для безпечного переміщення частин системи, коли відбувається надто великий потік. Необхідно перевірити затвор для обмеження струмів короткого замикання у випадку часткового відключення, коли частина джерел шунтується. Потоки короткого замикання в неповному колі не повинні перевищувати межі вибраних реле. [2, с. 52].

$$I_c = \frac{P_{\text{ген}}}{\cos\varphi \times \sqrt{3} \times U_{\text{HT}}} = \frac{63}{0,8 \times \sqrt{3} \times 10,5} = 4,33 \text{ кА}$$

$$I_{\text{розр}} = (0,6 \setminus 0,7) \times I_{\text{сек}} = 0,7 \times 4,33 = 3,031 \text{ кА}$$

Для генератора потужністю 100 МВт:

$$I_c = \frac{P_{\text{ген}}}{\cos\varphi \times \sqrt{3} \times U_{\text{HT}}} = \frac{100}{0,8 \times \sqrt{3} \times 10,5} = 6,87 \text{ кА}$$

$$I_{\text{розр}} = (0,6 \setminus 0,7) \times I_{\text{сек}} = 0,7 \times 6,87 = 4,811 \text{ кА}$$

Вибираємо реактор типу РБГ 10 – 2500 – 0.2У3 з параметрами, які приведені в таблиці 1.7.

Таблиця 1.7. Параметри РБГ 10 – 2500 – 0.2У3

U _{ВН} , кВ	Тривалий струм, А	X _{НОМ} , Ом	Номін.втрати на фазу, кВт	I _{ДИН} , кА	I _{ТЕРМ} , кА	t _{ТЕРМ} , С
10	2500	0,2	16,1	49	19,3	8

Для обох варіантів секційний реактор той самий.

1.3 Порівняння технічних та економічних варіантів

Проводимо техніко-економічне порівняння варіантів з урахуванням мінімальних повних приведених річних втрат. Аналізуємо дві схеми електричних з'єднань для станції потужністю 320 МВт, де будівництво займе один рік у кожному варіанті.

Для нашого випадку в якості цільової функції для однокритеріальної оптимізації можна застосувати приведені затрати З грн/рік, які включають три ключові показники об'єкта, що проектується: капіталовкладення К грн, річні витрати В грн/рік та математичне очікування збитків М(З) грн/рік [2, с. 21]. Ці показники відповідають умовам будівництва та введення в експлуатацію електростанції протягом одного року.

$$Z = E_n \times K + B + M(Z) \rightarrow \min$$

$$E_H = \frac{1}{T_0}$$

Річні витрати (річні експлуатаційні витрати) включають в себе три основні складові:

$$B = B_a + B_o + B_{\text{втр}}$$

$$B_a = a \times K$$

B_a – амортизаційні відрахування (реновація і капітальний ремонт, $a \approx 6,4\%$);

$$B_o = b \times K$$

B_o – витрати на підтримку електростанції (ремонтні роботи та заробітна плата працівників) $b = 3\%$ для $U_H \leq 150$ кВ і $b = 2\%$ для $U_H \geq 220$ кВ;

$$B_{\text{втр}} = \beta \cdot \Delta W_{\text{втр}}$$

$B_{\text{втр}}$ – витрати, спричинені енергетичними втратами цього варіанта (β – питомі витрати на компенсацію втрат – вартість 1 кВт/год втраченої енергії, $\Delta W_{\text{втр}}$ – річні втрати енергії).

$$\text{Працює: } t_p = 8760 \frac{\text{год}}{\text{рік}}. \text{ Час max витрат: } \tau = 3500 \frac{\text{год}}{\text{рік}}.$$

Енерговитрати в трансформаторах та автотрансформаторах:

Варіант 1:

Два трансформатори ТДЦ – 40000/110:

$$\begin{aligned} \Delta W_{\text{втрат}} &= n \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_p + n \cdot \Delta P_{\text{к.з.}} \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau = \\ &= 2 \cdot 34 \cdot 8760 + 2 \cdot 170 \cdot \left(\frac{36,471}{40} \right)^2 \cdot 3500 = 1,585 \text{ млн. кВт} \cdot \text{год} \end{aligned}$$

Трансформатор ТДЦ – 125000/110:

$$\begin{aligned} \Delta W_{\text{втрат}} &= n \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_p + n \cdot \Delta P_{\text{к.з.}} \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau = \\ &= 1 \cdot 85 \cdot 8760 + 1 \cdot 420 \cdot \left(\frac{107,5}{125} \right)^2 \cdot 3500 = 1,832 \text{ млн. кВт} \cdot \text{год} \end{aligned}$$

Трансформатор ТДЦ – 125000/220:

$$\begin{aligned}\Delta W_{\text{втрат}} &= n \cdot \Delta P_{\text{xx}} \cdot t_p + n \cdot \Delta P_{\text{к.з.}} \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}}\right)^2 \cdot \tau = \\ &= 1 \cdot 90 \cdot 8760 + 1 \cdot 380 \cdot \left(\frac{107,5}{125}\right)^2 \cdot 3500 = 1,772 \text{ млн. кВт} \cdot \text{год}\end{aligned}$$

2 автотрансформатори АТДЦТН – 2000000/220/110:

$$\begin{aligned}\Delta W_{\text{втрат}} &= \Delta P_{\text{xx}} \cdot t_p + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{к.з.}} \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}}\right)^2 \cdot \tau = \\ &= 2 \cdot 105 \cdot 8760 + 2 \cdot 430 \cdot \left(\frac{140,588}{200}\right)^2 \cdot 350 = 3,327 \text{ млн. кВт} \cdot \text{год}\end{aligned}$$

Варіант 2:

2 трансформатори ТДЦ – 40000/110:

$$\begin{aligned}\Delta W_{\text{втрат}} &= n \cdot \Delta P_{\text{xx}} \cdot t_p + n \cdot \Delta P_{\text{к.з.}} \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}}\right)^2 \cdot \tau = \\ &= 2 \cdot 34 \cdot 8760 + 2 \cdot 170 \cdot \left(\frac{36,471}{40}\right)^2 \cdot 3500 = 1,585 \text{ млн. кВт} \cdot \text{год}\end{aligned}$$

2 трансформатори ТДЦ – 125000/220:

$$\begin{aligned}\Delta W_{\text{втрат}} &= n \cdot \Delta P_{\text{xx}} \cdot t_p + n \cdot \Delta P_{\text{к.з.}} \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}}\right)^2 \cdot \tau = \\ &= 2 \cdot 90 \cdot 8760 + 2 \cdot 380 \cdot \left(\frac{107,5}{125}\right)^2 \cdot 3500 = 3,544 \text{ млн. кВт} \cdot \text{год}\end{aligned}$$

2 автотрансформатори АТДЦТН – 200000/220/110:

$$\begin{aligned}\Delta W_{\text{втрат}} &= n \cdot \Delta P_{\text{xx}} \cdot t_p + n \cdot \Delta P_{\text{к.з.}} \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}}\right)^2 \cdot \tau = \\ &= 2 \cdot 105 \cdot 8760 + 2 \cdot 430 \cdot \left(\frac{197,765}{200}\right)^2 \cdot 3500 = 4,783 \text{ млн. кВт} \cdot \text{год}\end{aligned}$$

Енергетичні втрати в трансформаторах та автотрансформаторах підсумовуємо для порівняння в таблиці 1.8.

Таблиця 1.8. Втрати енергії

№	Назва і тип обладнання	I варіант млн. кВт · год	II варіант млн. кВт · год
1	ТДЦ-40000/110	1,585	1,585
2	ТДЦ-125000/110	1,832	-
3	ТДЦ-125000/220	1,772	3,544
4	АТДЦТН- 200000/220/100	3,327	4,783
5	Σ	8,516	9,912

Ціни на устаткування для обох варіантів зводимо для порівняння в таблиці 1.9.

Таблиця 1.9. Вартості устаткування

№	Назва і тип обладнання	Ціна, тис.грн.	I варіант		II варіант	
			Кількість	Сума	Кількість	Сума
1	ТДЦ-40000/110	1257,6	2	2515,2	2	2515,2
2	ТДЦ-125000/110	3668	1	3668	-	-
3	ТДЦ-125000/220	4873	1	4873	2	9746
4	АТДЦТН- 200000/220/100	7074	2	14148	2	14148
5	Комірка 220 кВ	2092	1	2092	1	2092
6	Комірка 110 кВ	1561	1	1561	1	1561
7	Σ		28857,2		30062,2	

Підрахунків показників ефективності двох варіантів:

Варіант 1:

Прибуток:

$$D_t = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot C_{\text{вих}} = 520000 \cdot 3500 \cdot 0,759 = 1,381 \text{ млн. грн}$$

Балансовий прибуток:

$$P_{\text{бт}} = D_t - V_{\text{ет}} - V_{\text{втрат}} - A_{\text{пт}} = 1381 - 4,6 - 6,68 - 1,12 = 1369 \text{ млн. грн}$$

Прибутковий податок:

$$H_{\text{нт}} = \rho \cdot P_{\text{бт}} = 0,21 \cdot 1369 = 287,5 \text{ млн. грн}$$

Чистий річний дохід:

$$P_{\text{пт}} = P_{\text{бт}} - H_{\text{нт}} = 1369 - 287,5 = 1081,8 \text{ млн. грн}$$

Інтегральний ефект:

$$P_{дс} = \frac{P_{pt} + A_{pt}}{E} - K = \frac{1081,8 + 1.12}{0,1} - 53,1 = 12013,63 \text{ млн. грн}$$

Доходність інвестицій:

$$R_t = \frac{P_{pt} + A_{pt}}{K} = \frac{1081,8 + 4,6}{53,1} = 20,38 \text{ млн. грн}$$

Період окупності:

$$T_{ок} = \frac{1}{R_t} = 0,049$$

Для варіанту 2 аналогічно.

Висновки щодо обчислення показників ефективності двох варіантів втрати потужності представлені у таблиці 1.10.

Таблиця 1.10. Результати розрахунку показників ефективності, тис. грн.

№	Показник, млн. грн	Варіанти	
		1	2
1	Дохід	1381	1381
2	Балансовий прибуток	1369	1368
3	Податок на прибуток	287,5	287,3
4	Поточний річний чистий прибуток	1081,83	1080,88
5	Інтегральний ефект	10818,31	10808,83
6	Рентабельність інвестицій	22,38	17,36
7	Строк окупності	0,049	0,057

Для обох варіантів інтегральний ефект майже ідентичний, капіталовкладення в 2-му варіанті більші, втрати в 2-му варіанті більші, рентабельність і терміни окупності більші в 1-му. Виходячи з наведеного вище, зупиняємося на першому варіанті для подальших обчислень.

1.4 Підбір з'єднувальних електросхем для апаратів

1.4.1 Підбір схеми відкритих розподільчих пристроїв (ВРУ) – 110 кВ

Підбір схеми розподільчої установки (РУ) на 110 кВ для ТЕЦ робиться з урахуванням техніко-економічного порівняння різних варіантів.

До таких РУ під'єднуються лінії для споживачів, системоутворюючої мережі та міжсистемних зв'язків, трансформатори генераторних блоків і резервні трансформатори власних потреб, тобто переважно високопотужні та важливі приєднання. Схема РУ багато в чому визначає як надійність передачі потужності станцією та перетоку енергії між різними частинами системи, так і стабільність електропостачання цілого району та окремих споживачів.

Схеми розподільчих пристроїв високої напруги повинні відповідати таким вимогам:

а) забезпечення можливості ремонту вимикачів на 110 кВ і вище без відключення приєднань;

б) відключення повітряної лінії від РУ не більше ніж двома вимикачами;

в) відключення трансформаторів блоків від РУ не більше ніж трьома вимикачами;

г) у випадку відмови вимикачів РУ у нормальному або ремонтному режимі не повинно відбуватися одночасного відключення двох транзитних ліній чи кількох ліній, якщо це порушує стійкість паралельної роботи енергосистеми;

д) при відмовах вимикачів у нормальному режимі відключається не більше одного блоку, а в ремонтному — не більше двох блоків, при цьому не допускається перевантаження ліній та порушення стійкості.

На РУ 110-220 кВ використовується аварійна шина з резервним перемикачем для проведення ремонтних робіт без зупинки. При приєднанні у кількості 12-16, секціонують одну з двох систем шин. Коли кількість приєднань перевищує 16 секціонують обидві системи шин.

Згідно з наведеними вимогами, для ЗРП-110 кВ обрана схема з подвійною системою збірних шин, що має обхідний вимикач (ОВ) та шиноз'єднувальний

вимикач (ШЗВ). До ВРП – 110 кВ підключаються трансформатори зв'язку (T_{3_1}, T_{3_2}), блоковий трансформатор (T_3) та дві лінії електропередачі. На рис. 1.4 – вибрана схема електричних з'єднань ВРУ-110 кВ.

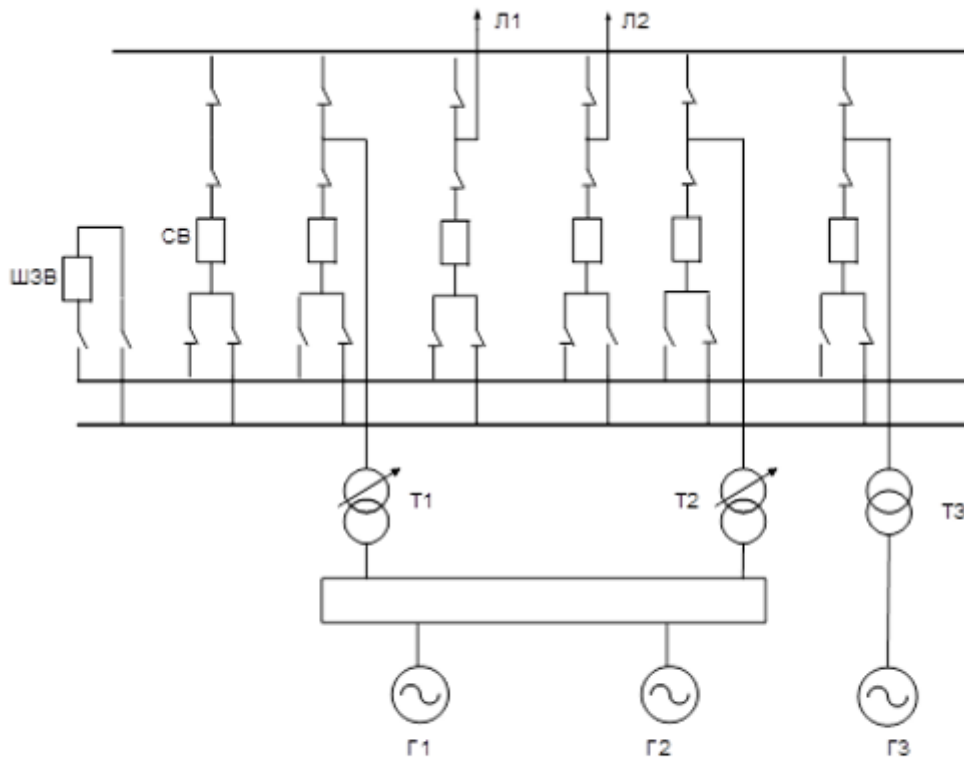


Рис. 1.4. Схема електричних з'єднань ВРУ-110 кВ

1.4.2 Підбір схеми генераторного розподільчого пристрою (ГРП) – 10,5 кВ

До ГРП 6-10,5 кВ приєднані обмежені джерела живлення (генератори, трансформатори зв'язку) та численні лінії, що обслуговують місцевих споживачів.

Схема ГРП 6-10,5 кВ повинна відповідати наступним вимогам:

- Від'єднання частин збірної шини або їх вимкнення не повинно призводити до відключення електроенергії основних споживачів (1-ї категорії).

- Розширення ГРП з ростом локальних навантажень не повинно потребувати зміни схеми або значного обсягу будівельно-монтажних робіт.

Для цих умов найбільш ідеальною є схема з подвійним секціонуванням збірних шин. У разі необхідності розширення, нові лінії приєднують до існуючих секцій або додають нові секції.

Переваги такої схеми:

1) Можливість обслуговування та ремонту будь-якої ділянки збірних шин без порушення електропостачання споживачів, а також можливість ремонту будь-якого шинного роз'єднувача з одночасним відключенням тільки одного приєднання.

2) Споживачі залишаються без електроенергії тільки на час переключення робочим персоналом відповідних приєднань на допоміжне джерело живлення.

3) Шиноз'єднувальні вимикачі (ШЗВ1 і ШЗВ2) забезпечують можливість переведення будь-якого приєднання з основної системи на резервну без припинення живлення споживачів.

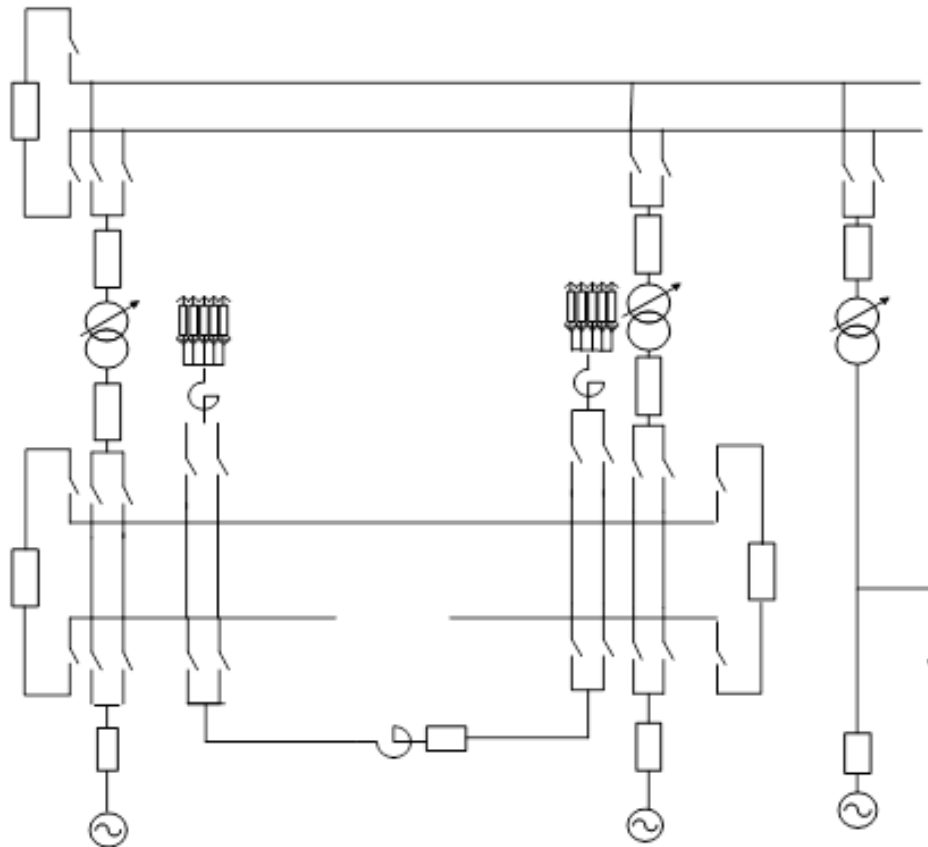


Рис. 1.5. Схема електричних з'єднань РУ-10,5 кВ

Недоліки цієї схеми включають в себе багато різних роз'єднувачів, ізоляторів, струмопровідних матеріалів та вимикачів, розгалужену конструкцію РУ, а також те, що роз'єднувачі використовуються як оперативні апарати.

Обираємо подвійну секційну систему шин з шиноз'єднувальними вимикачами (ШЗВ₁, ШЗВ₂) на напругу 10,5 кВ. Секції об'єднані секційними вимикачем та реактором між собою. На рисунку 1.5 представлено схему електричних з'єднань РУ – 10,5 кВ.

1.4.3 Підбір трансформаторів та схем електропостачання власних потреб

Основні компоненти електричних установок для власних потреб об'єкта включають секції машин, що охоплюють робочі машини або апарати (насоси, вентилятори, млини тощо) і двигуни. У більшості випадків трифазні двигуни змінного струму служать приводами, що становить приблизно 90% сукупної потреби в електроенергії. Іншими електричними приймачами для особистих потреб є освітлювальні прилади, теплові системи та різноманітна апаратура. Для живлення цих електричних приймачів потрібні джерела енергії, трансформатори (реактори), розподільчі пристрої та кабельні мережі, що загалом складають схему живлення електроустановок власних потреб.

Проектування схеми живлення власних потреб базується на таких загальних положеннях:

1) В живленні електричних приймачів власних потреб використовують два рівні напруги: 6-10 кВ (двигуни потужністю 200 кВт і вище) і 0.4-0.66 кВ (інші двигуни, освітлення тощо). При цьому використовується послідовна трансформація напруги.

2) Живлення всіх електроприймачів власних потреб забезпечується через трансформатори або реактори з головної електричної схеми генераторної напруги. Якщо доступна установка ГРП 6 – 10 кВ, розподільний пристрій власного споживання отримує живлення безпосередньо від ліній ГРП (для ГРП 6 кВ) або від трансформатора для нижчої напруги (для ГРП 10 кВ). При наявності блокових генераторів живлення здійснюється відгалуженням від блоку.

3) РУ власних потреб виконуються як одна секціонована система шин із одним вимикачем для кожної окремої ланки.

4) Аварійне живлення для відповідальних і менш критичних електроприймачів забезпечується потужністю від основної схеми, при умові, що точки підключення резервного живлення не залежать від точок підключення живлення.

5) Потужність трансформаторів особистих потреб (ТВП) вибирається з урахуванням кількості та потужності споживачів власних потреб.

Вибираємо трансформатори в. п.:

$$S_{Т.ВП} \geq \frac{P}{\cos \varphi} \cdot 0,1 = \frac{60}{0,8} \cdot 0,1 = 7,5 \text{ МВА}$$

Зупиняємо свій вибір на трансформаторі з розщепленою обмоткою ТМН – 16000/10, технічні характеристики – таблиця 1.12.

Таблиця 1.12 технічні характеристики ТМН – 16000/10

№	Номінальні параметри	ТМН-16000/10
1	Номінальна напруга обмотки ВН ($U_{ВН}$), кВ	10,5
2	Номінальна напруга обмотки НН ($U_{НН}$), кВ	6,3
3	Втрати х.х (P_x), кВт	17
4	Втрати к.з ($P_{кз}$), кВт	85
5	Напруга к.з. (U_x), %	10
6	Струм х.х. (I_x), %	0,7

Запасний трансформатор ВП, що з'єднує шини ВП з шинами ВРП – 110 вибираємо ідентичний – ТМН – 16000.

Виберемо трансформатор ВП, що знаходиться за генератором потужністю 100 МВт на 10 кВ:

$$S_{Т.ВП} \geq \frac{P}{\cos \varphi} \cdot 0,1 = \frac{100}{0,8} \cdot 0,1 = 12,5 \text{ МВА}$$

Зупиняємо свій вибір на трансформаторі з розщепленою обмоткою ТМН – 16000/10, технічні характеристики – таблиця 1.13.

Таблиця 1.13. Паспортні дані трансформатора ТМН-16000/10

№	Номінальні параметри	ТМН-16000/10
1	Номінальна напруга обмотки ВН ($U_{ВН}$), кВ	10,5
2	Номінальна напруга обмотки НН ($U_{НН}$), кВ	6,3
3	Втрати х.х (P_x), кВт	17
4	Втрати к.з ($P_{кз}$), кВт	85
5	Напруга к.з. (U_k), %	10
6	Струм х.х (I_x), %	0,7

Виберемо трансформатор ВП, що знаходиться за генератором потужністю 300 МВт на 20кВ:

$$S_{Т.ВП} \geq \frac{P}{\cos \varphi} \cdot 0,1 = \frac{300}{0,8} \cdot 0,1 = 35,3 \text{ МВА}$$

Зупиняємо свій вибір на трансформаторі з розщепленою обмоткою ТРДНС – 40000/20, технічні характеристики – таблиця 1.14.

Таблиця 1.14. Паспортні дані трансформатора ТРДНС – 40000/20

№	Номінальні параметри	ТРДСН-40000/20
1	Номінальна напруга обмотки ВН ($U_{ВН}$), кВ	20
2	Номінальна напруга обмотки НН ($U_{НН}$), кВ	6,3
3	Втрати х.х (P_x), кВт	36
4	Втрати к.з ($P_{кз}$), кВт	170
5	Напруга к.з. (U_k), %	12,7
6	Струм х.х (I_x), %	0.6

Запасний трансформатор ВП, що з'єднає шини ВП з шинами ВРП – 220 вибираємо ідентичний – ТРДНС – 40000/20.

Висновок до першого розділу:

У першому розділі було проведено аналіз варіантів структурних схем теплоелектроцентралі (ТЕЦ). Вибрано технічно та економічно оптимальну схему електричних з'єднань, що забезпечує високу надійність і ефективність енергопостачання. Проведено підбір турбогенераторів, трансформаторів, автотрансформаторів, секційних і лінійних реакторів. Також виконано вибір схем розподільчих пристроїв ВРУ-110, ГРП-10.5, які забезпечують стабільність і ремонтпридатність енергетичної системи.

2 ВИЗНАЧЕННЯ ЗНАЧЕНЬ СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ ТА ТЕСТУВАННЯ КОМУТАЦІЙНОГО ОБЛАДНАННЯ

2.1 Визначення внутрішнього опору електричної системи через розрахунок характеристик заступної схеми

Для вибору електрообладнання та струмопровідних елементів на електростанції необхідно знати значення струмів КЗ.

Спершу слід правильно визначити розрахункові умови для КЗ:

- створити розрахункову схему, яка являє собою однолінійну електричну схему проектованої установки з урахуванням усіх джерел живлення та можливих зв'язків між ними. На розрахунковій схемі (рис. 2.1) у комутаційних вузлах на всіх рівнях напруги позначають точки КЗ, для яких потрібно розрахувати струми короткого замикання. Точки розрахункового КЗ вибираються для апаратів та провідників кожного виду приєднання. Їх розташування визначається таким чином, щоб струм КЗ, що проходить через перевірюване обладнання, був найбільшим можливим – цей струм і є розрахунковим.

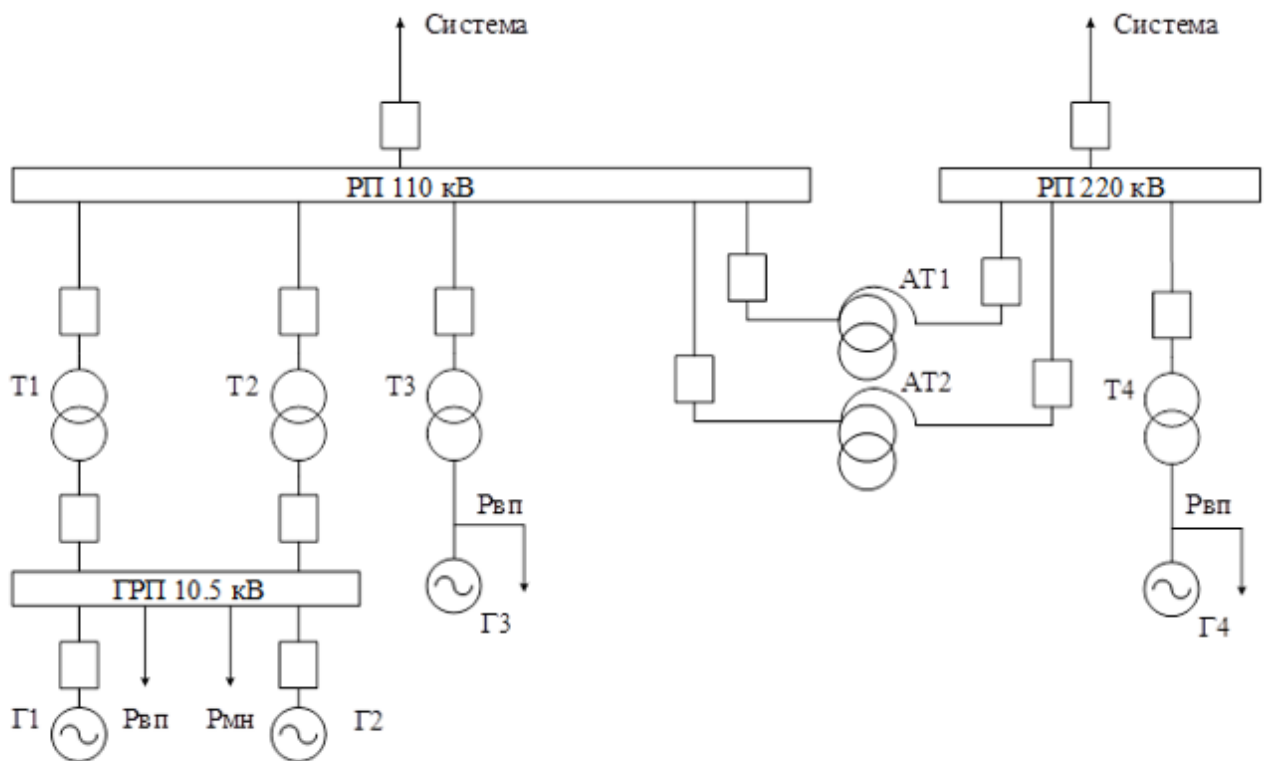


Рис. 2.1. Вибрана схема для розрахунку

- час КЗ $t_{роз}$ вибирається залежно від мети розрахунку: для перевірки обладнання на електродинамічну стійкість $t_{роз} = 0$ (для струму $I_{0,0}$) і $t_{роз} = 0,01$ с (для максимального ударного струму $i_{уд,мах}$); для перевірки вимикачів на вимикальну здатність $t_{роз}$ визначається як сума найменшого часу спрацювання захисту $0,01$ с і власного часу відключення вимикача; для перевірки термічної стійкості необхідно розрахувати квадрат струму короткого замикання на час вимкнення $t_{вим}$, який дорівнює сумі часу спрацювання основного захисту і повного часу вимкнення відповідного вимикача, включаючи час гасіння дуги на його контактах.

- вид КЗ також визначається залежно від мети розрахунку: перевірка на електродинамічну стійкість проводиться за трифазним КЗ; на термічну стійкість – за трифазним або двофазним КЗ; для вимикальної здатності вимикачів – за трифазним КЗ, а в мережах з напругою 110 кВ і вище також виконується перевірка однофазного КЗ.

Частіше за все розрахунковим видом є трифазне КЗ. Метод вибору розрахунку для трифазного КЗ залежить від типу розрахункової схеми та місця розташування точки КЗ. Усі варіанти розрахункових випадків зводяться до трьох основних типових схем заміщення: «система», «генератор - система» і «двигун - система». Усі опори в заступній схемі визначаються у в. о., приведених до базисних умов. Наявність одиниць поряд зі значенням вказує на те, що вони є відносними та приведені до базових умов.

Базовою величиною обираємо довільну повну потужність:

$$S_6 = 100 \text{ МВА}$$

Базова напруга зазвичай обирається виходячи з положення точки короткого замикання.

Для синхронного генератора:

$$X_G = X_d'' \frac{S_6}{S_n}$$

де: X_d'' - опір в надперехідному режимі синхронного генератора; S_n - номінальна потужність синхронного генератора.

В результаті:

$$X_{Г1} = X_{Г2} = 0.153 \cdot \frac{100}{78.75} = 0.194 \text{ в. о}$$

$$X_{Г3} = X_{Г4} = 0.192 \cdot \frac{100}{125} = 0.15 \text{ в. о}$$

Опори трансформаторів

$$X_{Тр} = \frac{U_k \%}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{HT}}$$

де $U_k \%$ - напруга к. з. трансформатора в відсотках; S_{HT} - номінальна потужність трансформатора.

В результаті:

$$X_{Тр1} = X_{Тр2} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{40} = 0.263 \text{ в. о}$$

$$X_{Тр3} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{125} = 0,084 \text{ в. о}$$

$$X_{Тр4} = \frac{11}{100} \cdot \frac{100}{125} = 0,088 \text{ в. о}$$

Опори автотрансформаторів:

$$X_{АТ1} = X_{АТ2} = \frac{U_{к(в-с)\%}}{100\%} \cdot \frac{S_б}{S_{НАТ}} = \frac{10,6}{100} \cdot \frac{100}{200} = 0,053 \text{ в. о}$$

Секційний реактор, номінальний опір якого задано в омах:

$$X_p = X_{рном} \cdot \frac{S_б}{U_{cp}^2} = 0.25 \cdot \frac{100}{10.5^2} = 0.226 \text{ в. о}$$

Для визначення струмів короткого замикання у вибраних точках в межах об'єкта електроенергії здійснюється розрахунок опору системи та ідентичних опорів стосовно точок короткого замикання. Відносно до розрахункової схеми (рис. 2.1) будуємо комплексну схему заміщення енергетичного об'єкта, обмінюючи магнітні зв'язки з їх електричними еквівалентами. Генератори і систему включаємо в схему у вигляді джерел ЕРС із відповідними опорами, а інші елементи – у вигляді опорів. Ця схема наведена на рисунку 2.2.

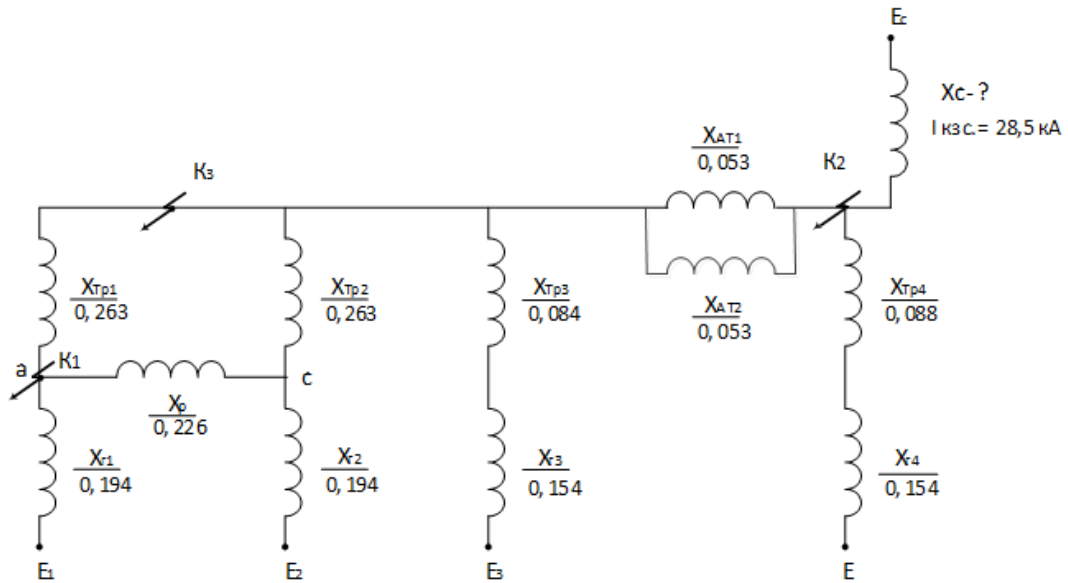


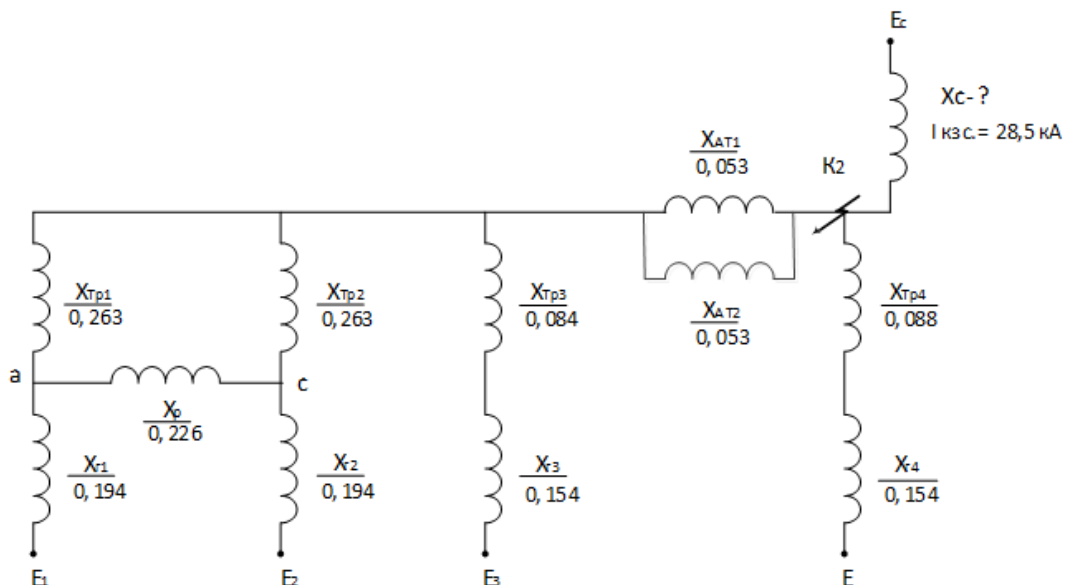
Рис. 2.2. Повна схема заміщення

2.2 Визначення опору системи

2.2.1 Визначення заміщеного опору станції у точці K2

Внутрішній заміщений опір ЕЕС, який виступає джерелом електрорушійної сили, обраховуються на проектних умовах, де струм к. з. – в точці підключення проекрованої електростанції.

Для схеми, показаної на рисунку 2.3, опори відомі, крім X_c . Переробимо цю схему у двопробеневу відносно розподільчої установки високої напруги 220 кВ (K_2).

Рис. 2.3. Схема заміщення відносно K_2

Оскільки за визначенням, точки a і c являються точками рівного потенціалу:

$$X_1 = X_{Tp1} + X_{r1} = 0,263 + 0,194 = 0,457 \text{ в. о}$$

$$X_2 = X_{Tp2} + X_{r2} = 0,263 + 0,194 = 0,457 \text{ в. о}$$

$$X_3 = X_{Tp3} + X_{r3} = 0,084 + 0,154 = 0,238 \text{ в. о}$$

$$X_6 = X_{Tp4} + X_{r4} = 0,088 + 0,154 = 0,242 \text{ в. о}$$

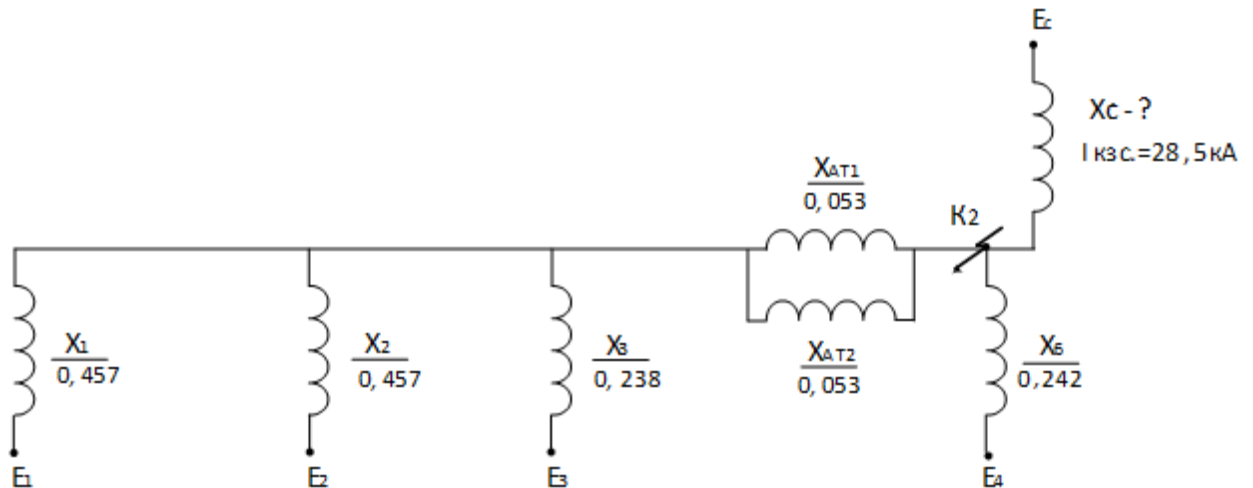


Рис. 2.4. Схема заміщення відносно K_2

$$X_4 = \frac{X_1 \cdot X_2}{X_1 + X_2} = \frac{0,457 \cdot 0,457}{0,457 + 0,457} = 0,228 \text{ в. о}$$

$$X_5 = \frac{X_4 \cdot X_3}{X_4 + X_3} = \frac{0,228 \cdot 0,238}{0,228 + 0,238} = 0,116 \text{ в. о}$$

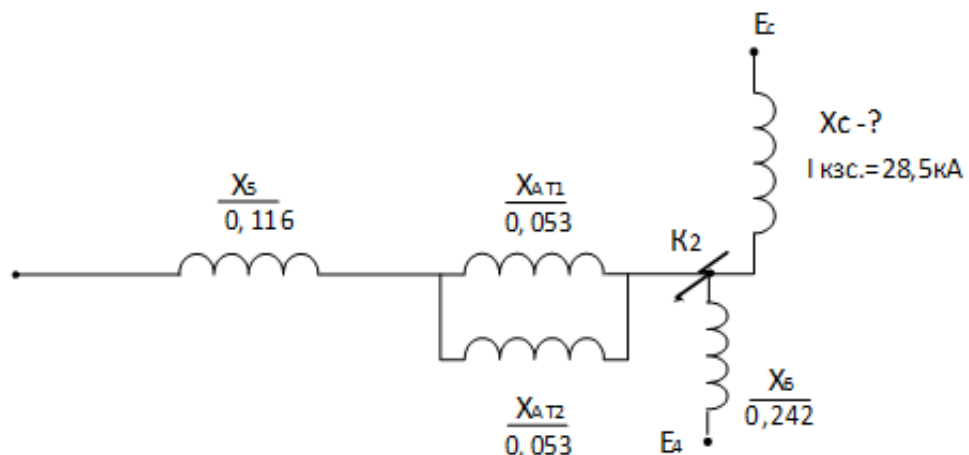


Рис. 2.5. Схема заміщення відносно K_2

$$X_7 = X_5 + \frac{X_{AT}}{2} = 0,116 + \frac{0,053}{2} = 0,143 \text{ в. о}$$

$$X_{cm} = \frac{X_6 \cdot X_7}{X_6 + X_7} = \frac{0,143 \cdot 0,242}{0,143 + 0,242} = 0,09 \text{ в. о}$$

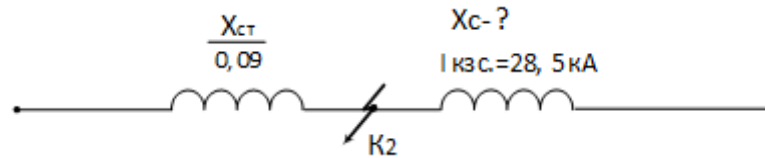


Рис. 2.6. Двопроменева заступна схема

2.2.2 Визначення опору системи

Використовуючи кінцеву двопроменеву заступну схему (рис. 2.6), обчислимо опір системи. Зважаючи на те, що опори були визначені для базової напруги $U_6 = 10,5$ кВ, перераховуємо струм короткого замикання системи до цього рівня напруги:

$$I_{кзс(10,5кВ)} = \frac{U_{220}}{U_{10,5}} \cdot I_{кзс} = \frac{220}{10,5} \cdot 28,5 = 597,143 \text{ кА}$$

Тоді:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,499 \text{ кА}$$

Еквівалентний опір електроенергетичної системи з приєднаною до неї проектованою електричною станцією:

$$X_e = \frac{I_6}{I_{кзс(10,5кВ)}} = \frac{5,499}{597,143} = 0,0092$$

Беручи до уваги рисунок 2.6, опір системи адаптований до напруги $U_6 = 10,5$ кВ

$$X_e = \frac{X_{ст} \cdot X_c}{X_{ст} + X_c}$$

$$X_c = \frac{X_{ст} \cdot X_e}{X_{ст} - X_e} = \frac{0,09 \cdot 0,0092}{0,09 - 0,0092} = 0,01$$

2.3 Визначення струмів к. з. методом розрахункових кривих

2.3.1 Визначення струмів к. з. на шинах генераторної напруги

Для обчислення струмів короткого замикання на збірних шинах генераторів застосуємо метод розрахункових кривих, який у цьому випадку відповідає алгоритму переходу до конфігурації «система-генератор». Зведемо схему відносно точки K_1 (рис. 2.7) до форми двопроменевої схеми.

$$X_1 = \frac{X_{Tp1} \cdot X_{Tp2}}{X_{Tp1} + X_{Tp2} + X_p} = \frac{0,263 \cdot 0,263}{0,262 + 0,262 + 0,226} = 0,092 \text{ в. о}$$

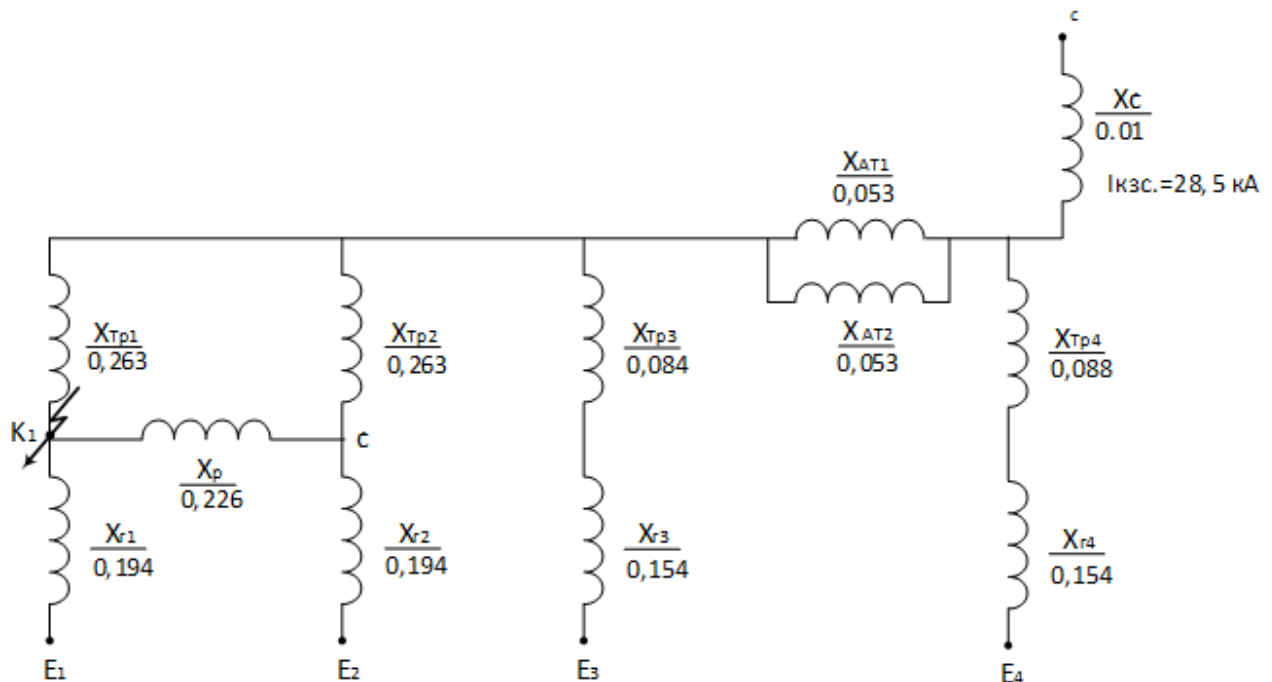


Рис. 2.7 Обчислення к. з. на шинах генераторної напруги

$$X_1 = \frac{X_{Tp1} \cdot X_{Tp2}}{X_{Tp1} + X_{Tp2} + X_p} = \frac{0,263 \cdot 0,263}{0,262 + 0,262 + 0,226} = 0,092 \text{ в. о}$$

$$X_2 = X_3 = \frac{X_{Tp1} \cdot X_p}{X_{Tp1} + X_{Tp2} + X_p} = \frac{0,262 \cdot 0,226}{0,263 + 0,263 + 0,226} = 0,079 \text{ в. о}$$

$$X_4 = X_{Tp3} + X_{Г3} = 0,084 + 0,154 = 0,238 \text{ в. о}$$

$$X_5 = \frac{X_{AT}}{2} + \frac{X_c \cdot (X_{Tp4} + X_{Г4})}{X_c + (X_{Tp4} + X_{Г4})} = \frac{0,053}{2} + \frac{0,01 \cdot (0,088 + 0,154)}{0,01 + (0,088 + 0,154)} = 0,036 \text{ в. о}$$

$$X_6 = \frac{X_4 \cdot X_5}{X_4 + X_5} = \frac{0,238 \cdot 0,036}{0,238 + 0,036} = 0,032 \text{ в. о}$$

$$X_7 = X_3 + X_{Г2} = 0,079 + 0,194 = 0,273 \text{ в. о}$$

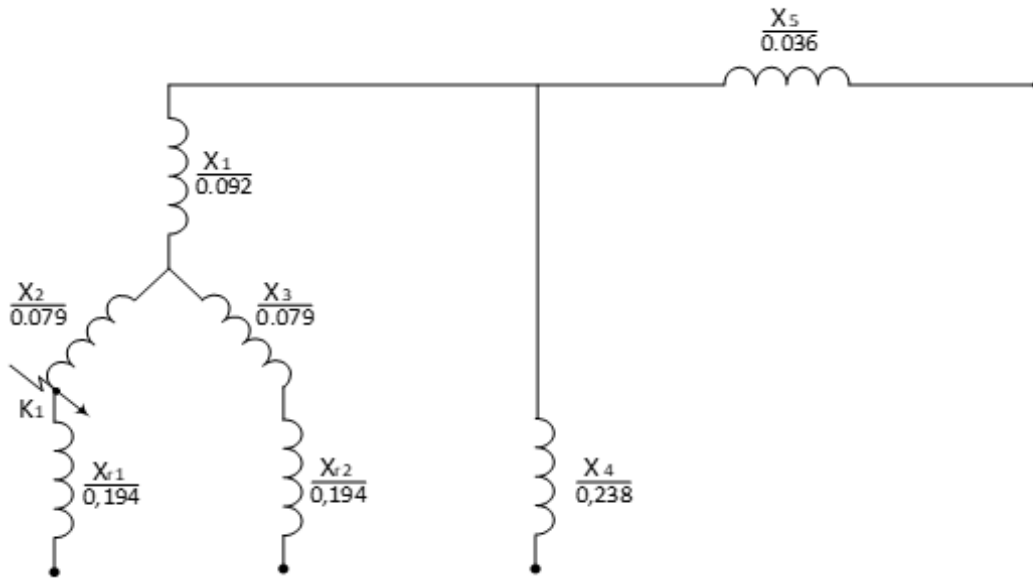


Рис. 2.8. Обчислення к. з. на шинах генераторної напруги

$$X_6 = \frac{X_4 \cdot X_5}{X_4 + X_5} = \frac{0,238 \cdot 0,036}{0,238 + 0,036} = 0,032 \text{ в. о}$$

$$X_7 = X_3 + X_{r2} = 0,079 + 0,194 = 0,273 \text{ в. о}$$

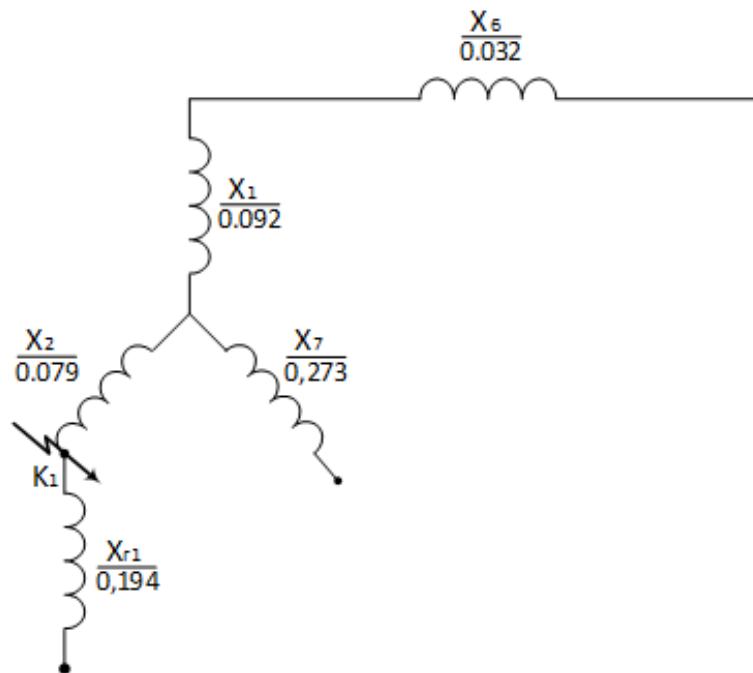


Рис. 2.9. Обчислення к. з. на шинах генераторної напруги

$$X_8 = X_6 + X_1 = 0,032 + 0,092 = 0,123 \text{ в. о}$$

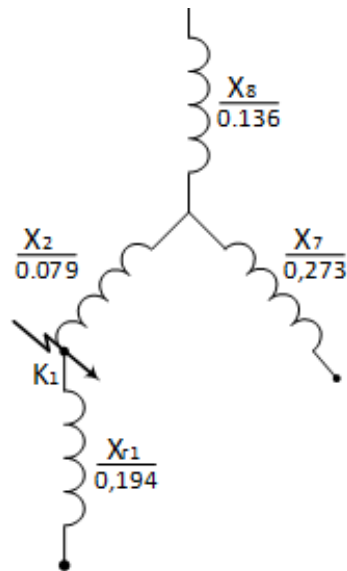


Рис. 2.10. Обчислення к. з. на шинах генераторної напруги

$$X_9 = \frac{X_8 \cdot X_7}{X_8 + X_7} = \frac{0,123 \cdot 0,273}{0,123 + 0,273} = 0,085 \text{ в. о}$$

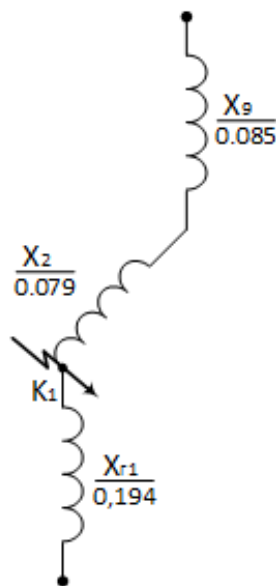


Рис. 2.11. Обчислення к. з. на шинах генераторної напруги

$$X_{\Sigma C} = X_9 + X_2 = 0,085 + 0,079 = 0,164 \text{ в. о}$$

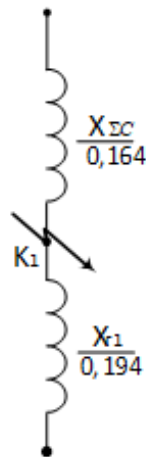


Рис. 2.12. Двопроменева заступна схеми виду «система-генератор»

$$X_e = \frac{X_{Г1} \cdot X_{ΣC}}{X_{Г1} + X_{ΣC}} = \frac{0,194 \cdot 0,164}{0,194 + 0,164} = 0,089 \text{ в. о}$$

Знайдемо коефіцієнти розподілу струму у всіх гілках схеми: $C = 1$

$$C_1 = C \cdot \frac{X_{ΣC}}{X_{Г1} + X_{ΣC}} = 1 \cdot \frac{0,164}{0,194 + 0,164} = 0,458$$

$$C_2 = C \cdot \frac{X_{Г1}}{X_{Г1} + X_{ΣC}} = 1 \cdot \frac{0,194}{0,194 + 0,164} = 0,542$$

$$C_3 = C_2 \cdot \frac{X_8}{X_7 + X_8} = 0,542 \cdot \frac{0,123}{0,273 + 0,123} = 0,169$$

$$C_4 = C_2 \cdot \frac{X_7}{X_7 + X_8} = 0,542 \cdot \frac{0,273}{0,273 + 0,123} = 0,374$$

$$C_5 = C_4 \cdot \frac{X_5}{X_4 + X_5} = 0,374 \cdot \frac{0,036}{0,238 + 0,036} = 0,05$$

$$C_6 = C_4 \cdot \frac{X_4}{X_4 + X_5} = 0,374 \cdot \frac{0,238}{0,238 + 0,036} = 0,324$$

Відповідно до другого закону Кірхгофа знайдемо значення коефіцієнтів для першого контуру. Вихідну систему заміняємо еквівалентною із трьома променями, у першому – генератор Γ_1 , у другому – система, у третьому – генератори Γ_2, Γ_3 і Γ_4 . Дані пишемо в таблицю 2.1.

Таблиця 2.1. Значення коефіцієнтів для першого контуру

Промінь	Потужність, МВА	C
Γ_1	78,75	$C_1=0,458$
Система	100	$C_6=0,324$
$\Gamma_2+\Gamma_3+\Gamma_4$	328,75	$C_3+C_5=0,218$
		1

Номинальний струм проміння:

$$I_{НЛ} = \frac{S_{л}}{\sqrt{3} \cdot U_{б}}$$

де: $S_{л}$ – потужність проміння, МВА; $U_{б} = 10,5$ кВ – базисна напруга.

Розрахунковий опір проміння:

$$X_{расч_{л}} = \frac{X_{эКВ} \cdot S_{л}}{C_{л} \cdot S_{б}}$$

де $X_{эКВ}$ – еквівалентний опір для трифазного і двофазного к. з. відповідно; $C_{л}$ – розподіл струму проміння.

По розрахунковим кривим для моментів часу $t = 0; t = 0.1$ і $t = \infty$ знаходимо відносне значення періодичної складової струму к. з. кожного з променів схеми. При $X_{расч} > 3: I_{0,0*} = I_{0,1*} = I_{\infty*} = 1/X_{расч}$

Діючі струми:

$$I_{0,0} = I_{0,0*} \cdot t \cdot I_{НЛ}$$

$$I_{0,1} = I_{0,1*} \cdot t \cdot I_{НЛ}$$

$$I_{\infty} = I_{\infty*} \cdot t \cdot I_{НЛ}$$

де t – коефіцієнт вказує на вид короткого замикання.

Ударний струм в місці к. з:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_{у} \cdot I_{0,0\sigma}$$

Обчислення заносимо в таблицю 2.2 і 2.3.

2.3.2 Визначення струмів к. з. на шинах РУ 110 кВ

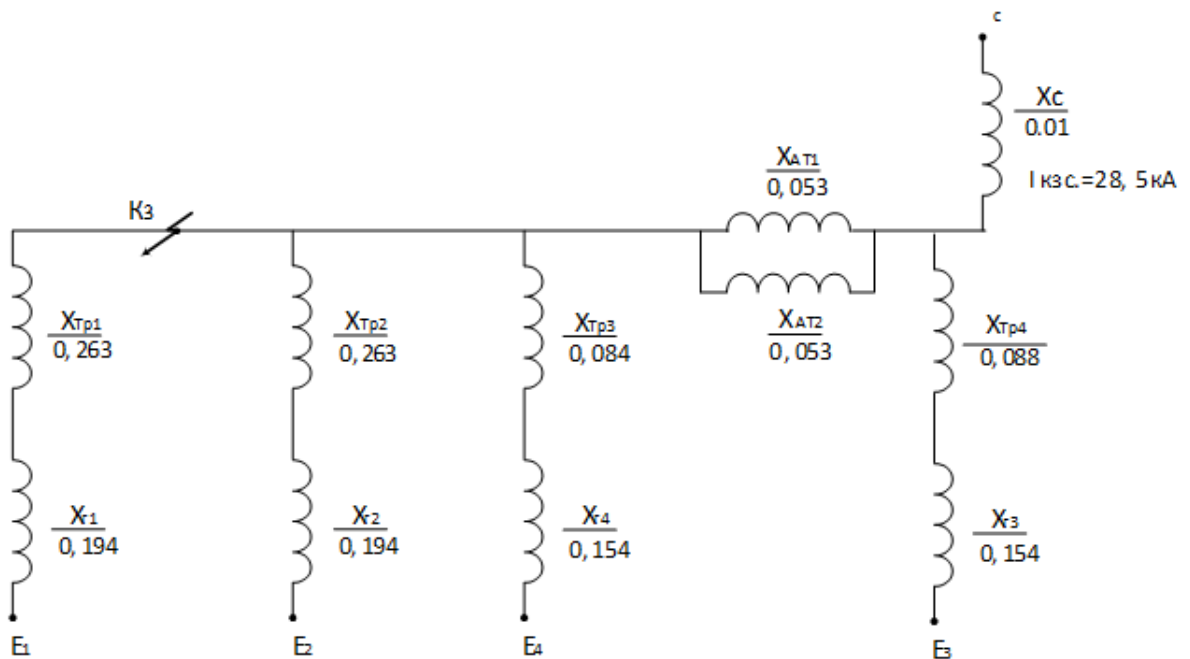


Рис. 2.13. Схема заміщення

Визначаємо еквівалентний опір відносно точки к. з.:

$$X_1 = X_2 = X_{Tp1} + X_{Г1} = 0,263 + 0,194 = 0,457 \text{ в. о}$$

$$X_3 = X_{Tp3} + X_{Г3} = 0,084 + 0,154 = 0,238 \text{ в. о}$$

$$X_4 = \frac{X_{AT}}{2} + \frac{X_c \cdot (X_{Tp4} + X_{Г4})}{X_c + (X_{Tp4} + X_{Г4})} = \frac{0,053}{2} + \frac{0,01 \cdot (0,088 + 0,154)}{0,01 + (0,088 + 0,154)} = 0,036 \text{ в. о}$$

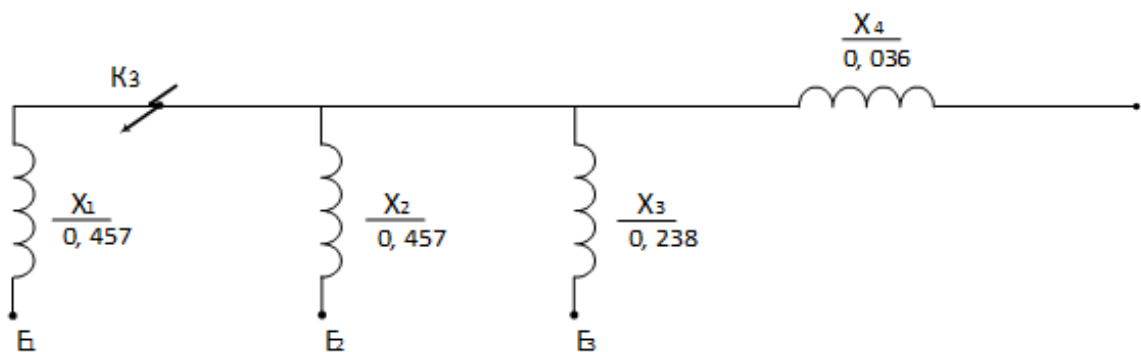


Рис. 2.14. Схема заміщення

$$X_5 = \frac{X_2 \cdot X_3}{X_2 + X_3} = \frac{0,457 \cdot 0,238}{0,457 + 0,238} = 0,156 \text{ в. о}$$

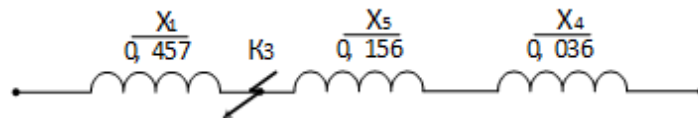


Рис. 2.15. Схема заміщення

$$X_6 = X_5 + X_4 = 0.156 + 0.036 = 0.193 \text{ в. о}$$

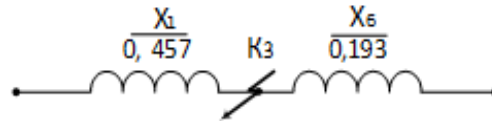


Рис. 2.16. Схема заміщення

$$X_{\text{екв}} = \frac{X_1 \cdot X_6}{X_1 + X_6} = \frac{0.457 \cdot 0.193}{0.457 + 0.193} = 0.135$$

Потужність проміння:

$$S_{\text{бл}_{110}} = 2 \cdot S_{\Gamma} + S_{\text{бл}_{\Gamma}} + S_{\text{б}} = 2 \cdot 78.75 + 125 + 125 + 100 = 507.5 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Номінальний струм проміння:

$$I_{\text{бл}_{110}} = \frac{S_{\text{бл}_{110}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{бл}_{110}}} = \frac{507.5}{\sqrt{3} \cdot 110} = 2.664 \text{ кА}$$

Розрахунковий опір проміння при трифазному КЗ:

$$X_{\text{роз}_{110}} = X_{\text{екв}} \cdot \frac{S_{\text{бл}_{110}}}{S_{\text{б}}} = 0.135 \cdot \frac{507.5}{100} = 0.552$$

Обчислення заносимо в таблицю 2.2 і 2.3.

Таблиця 2.2. Результати обчислень

Місц е к.з.	Вид к.з.	U _б	X _{з1}	X _{з2}	X _{з0}	X _з ⁽¹⁾	Параметри променів			
							S _л	C _л	I _{н.л}	X _{расч.л}
К ₁	(3)	10,5	0,089	-	-	0,089	78,75	0,464	4,842	0,142
							100	0,289	6,341	0,282
							<u>203,75</u>	<u>0,243</u>	11,836	0,805
							507,5	1		
К ₁	(2)	10,5	0,089	-	-	0,164	78,75	0,464	4,842	0,344
							100	0,289	6,341	0,648
							<u>203,75</u>	<u>0,243</u>	11,836	1,592
							507,5	1		
К ₃	(3)	110	0.135	-	-	0,135	507,5	1	2.664	0.601
К ₃	(2)	110	0.135	0.135	-	0.279	507,5	1	2.664	1.156
К ₃	(1)	110	0.135	0.135	0.023	0.302	507,5	1	2.664	1.242

Таблиця 2.3. Результати обчислень

Місце к.з.	$m^{()}$	$I_{0.0}^*$	$I_{0.1}^*$	I_{∞}^*	$I_{0.0}$	$I_{0.1}$	I_{∞}	іуд
К ₁ (10.5 кВ)	1	7,1	5,19	2,92	28,864	21,864	11,733	174,643
		3,49	3,49	3,49	17,092	17,111	18,002	
		1,41	1,3	1,47	<u>15,275</u>	<u>13,324</u>	<u>15,632</u>	
					61,674	52,543	44,753	
К ₁ (10.5 кВ)	$\sqrt{3}$	3,37	2,73	2,28	25,432	19,874	17,999	
		1,78	1,63	1,63	16,113	15,836	15,893	
		0,69	0,7	0,75	<u>12,865</u>	<u>11,887</u>	<u>13,892</u>	
					53,495	49,311	47,467	
К ₃ (110 кВ)	1	1,8	1,6	1,75	3,532	3,096	3,353	9,95
К ₃ (110 кВ)	$\sqrt{3}$	1	0,87	1,13	3,124	3,02	3,842	
К ₃ (110 кВ)	3	0,924	0,802	1,031	5,353	4,762	5,883	

2.4 Підбір вимикачів та роз'єднувачів на основі типових кривих

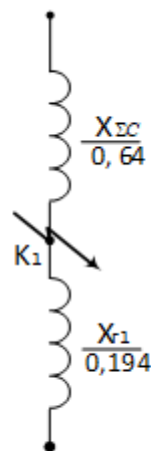


Рис. 2.18. Двопроменева заступна схема виду «система-генератор»

Для цієї ситуації слід провести розрахунки чотирьох стумів КЗ:

- два по системі: періодичний $I_{n,C}$ і аперіодичний $I_{a,C}$;
- два по генератору: періодичний $I_{n,\Gamma}$ і аперіодичний $I_{a,\Gamma}$.

2.5 Визначення струмів короткого замикання по системі

Періодична складова струму к. з. по системі

$$I_{n,0,C} = I_{n,C} = \frac{I_6}{X_{\Sigma C}} = \frac{5.499}{0,64} = 33.539 \text{ кА}$$

Базисний струм по відношенню до напруги місця к. з:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 5.499 \text{ кА}$$

Періодична складова струму к. з. по системі та об'єднаних з нею генераторів Γ_2 та Γ_3 йде від шин незмінної напруги і тому вважається незмінною в часі і дорівнює

$$I_{n,0,C} = I_{n,C} = 33.539 \text{ кА}$$

Спочатку вибираємо тип вимикача, який відповідає експлуатаційним умовам, зокрема це номінальний струм і напруга. У цьому випадку підходять вимикачі серії МГГ – 10, які мають час відключення $\Delta t_{\text{відкл}} = 0.12 \text{ с}$.

Тоді, з урахуванням таблиці 1.1, звідки $\Delta t_{\text{рз}} = 0,05$, час протікання аперіодичної складової струму короткого замикання:

$$\tau = \Delta t_{\text{відкл}} + \Delta t_{\text{рз}} = 0,12 + 0,05 = 0,17 \text{ с}$$

Враховуючи $T_{a,C} = 0,06 \text{ с}$, аперіодична складова струму к. з. від системи:

$$i_{a,t,C} = \sqrt{2} \cdot I_{n,C} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{a,C}}} = \sqrt{2} \cdot 33.539 \cdot e^{-\frac{0,17}{0,06}} = 2,79 \text{ кА}$$

Повний струм з боку системи для часу τ :

$$i_{\Sigma,C} = i_{a,t,C} + \sqrt{2} \cdot I_{n,C} = 2,79 + \sqrt{2} \cdot 33.539 = 50.221 \text{ кА}$$

Ударний струм від системи з урахуванням того, що для даної точки короткого замикання, $k_{y,c} = 1,85$:

$$i_{уд}^{макс} = k_{y,c} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n,c} = 1.85 \cdot \sqrt{2} \cdot 33.539 = 87.747 \text{ кА}$$

2.5.1 Визначення струмів к. з. від генератора

Використавши уточнений вираз для над перехідної ЕРС:

$$\begin{aligned} E''_{\Gamma} &= \sqrt{(I_{n,\Gamma} X''_d \cos \varphi_{n,\Gamma})^2 + (U_{n,\Gamma} + I_{n,\Gamma} X''_d \sin \varphi_{n,\Gamma})^2} = \\ &= \sqrt{(1 \cdot 0,153 \cdot 0,8)^2 + (1 + 1 \cdot 0,153 \cdot 0,6)^2} = 1,098, \end{aligned}$$

де

$$I_{n,\Gamma} = 1; U_{n,\Gamma} = 1; \cos \varphi_{n,\Gamma} = 0,8; \sin \varphi_{n,\Gamma} = \sqrt{(1 - (\cos \varphi_{n,\Gamma}))^2} = 0,6$$

Періодична складова струму к. з. від генератора для початкового моменту часу

$$I_{n,0,\Gamma} = \left(\frac{E''_{\Gamma}}{X''_d} \right) \cdot I_{\sigma} = \left(\frac{1,098}{0,194} \right) \cdot 5,499 = 31,11 \text{ кА}$$

Ном. струм генератора з таблиці 4.1

$$I_{n,\Gamma} = \frac{S_{n,\Gamma}}{\sqrt{3} \cdot U_{n,\Gamma} \cdot \cos \varphi_{n,\Gamma}} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,8} = 4,33 \text{ кА}$$

Відношення періодичної складової струму к. з. від генератора для початкового моменту часу відносно номінального струму:

$$\frac{I_{n,0,\Gamma}}{I_{n,\Gamma}} = \frac{31,11}{4,33} = 7,18$$

По розрахунковим кривим для визначеного часу

$$t = \tau = \Delta t_{відкл} + \Delta t_{рз} = 0,17$$

Знайдемо γ :

$$\gamma = \frac{I_{n,t,\Gamma}}{I_{n,0,\Gamma}} = 0,65$$

Періодична складова струму генератора на момент $t = \tau = 0,17$ с:

$$I_{n,t,\Gamma} = I_{n,0,\Gamma} \cdot \gamma = 31,11 \cdot 0,65 = 20,22 \text{ кА}$$

Враховуючи, що в відповідності до табл. 2.3, $T_{a,\Gamma} = 0.222$ с аперіодичний струм к. з. від генератора:

$$i_{a,t,\Gamma} = \sqrt{2} \cdot I_{n,t,\Gamma} \cdot e^{\frac{\tau}{T_{a,\Gamma}}} = \sqrt{2} \cdot 20.22 \cdot e^{\frac{0.17}{0.222}} = 13.29 \text{ кА}$$

Повний струм короткого замикання від генератора:

$$i_{\Sigma,\Gamma} = i_{a,t,\Gamma} + \sqrt{2} \cdot I_{n,t,\Gamma} = 13.29 + \sqrt{2} \cdot 20.22 = 41.88 \text{ кА}$$

Ударний струм короткого замикання від генератора:

$$i_{уд}^{\text{макс}} = k_{y,\Gamma} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n,0,\Gamma} = 1.973 \cdot \sqrt{2} \cdot 31.11 = 86.80 \text{ кА}$$

$$k_{y,\Gamma} = 1.973$$

2.5.2 Вибір вимикача генератора

При виборі вимикачів звертаємо увагу на такі умови:

- $U_{уст}$: номінальна напруга електричної установки не повинна перевищувати або дорівнювати номінальній напрузі вимикача $U_{ном}$;
- $I_{обт}$: струм при навантаженому режимі через вимикач має бути нижчим або рівним номінальному струму вимикача $I_{ном}$;
- $I_{п,0}$: початкове значення періодичної складової струму к. з. має бути менше або дорівнювати поточному значенню струму електродинамічній стійкості $i_{ед}$;
- $i_{уд,мах}$: ударний струм к. з. не повинен перевищувати або дорівнювати амплітуді струму електричної стійкості $i_{ед,мах}$;
- V : імпульс струму в квадраті к. з. має бути нижчим або дорівнювати нормальному імпульсу квадратичного струму, визначеному квадратом струму термічної стійкості $I_{тер}$ та інтервалом його протікання $t_{тер}$;
- $I_{п,\tau}$: фактичне значення періодичної складової струму к. з. у момент τ розриву контактів не повинно перевищувати визначену точку вимикання $I_{вим}$ вимикача;
- $\sqrt{2}I_{п,\tau} + i_{a,\tau}$: струм короткого замикання в будь-який момент часу не повинен перевищувати номінальний асиметричний струм відключення, який

базується на його відносному значенні аперіодичної складової $\sqrt{2}I_{\text{від}}(1 + \beta_{\text{ном}})$, де $\beta_{\text{ном}}$ – номінальне відносне значення аперіодичної складової.

Порівняємо сумарні струми короткого замикання (періодичну та аперіодичну складові) від системи та генератора:

$$(i_{\Sigma, C} = 49,29 \text{ кА}) \geq (i_{\Sigma, \Gamma} = 41,88 \text{ кА})$$

Вибір генераторного вимикача проведемо у вигляді таблиці за струмами к. з. від системи (оскільки струми к. з. від генератора менші від системних).

Умови протікання струмів к. з. визначатимуться характеристиками гілки, де встановлено вимикач. У цьому випадку гілка є еквівалентним опором, що з'єднує всі джерела енергосистеми (окрім генератора Г) з місцем к. з.

Визначаємо значення для вибору та перевірки вимикача, щоб надалі порівняти їх із номінальними значеннями:

Вміст аперіодичної складової в струмі к. з.:

$$\beta = \frac{i_{a,t,C}}{I_{\Sigma,C}} \cdot 100\% = \frac{2,79}{47,82} \cdot 100\% = 5,83 \%$$

Номінальний струм гілки, де буде встановлено вимикач, відповідає номінальним параметрам генератора:

$$I_{\text{н,Г}} = \frac{S_{\text{н,Г}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н,Г}}} = \frac{78,75}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 4,33 \text{ кА}$$

Розрахунковий імпульс квадратичного струму:

$$B_{\text{к}}^{\text{розр}} = I_{\text{н,С}}^2 \cdot (t_{\text{вим}} + T_a) = 33,539^2 \cdot (5,12 + 0,1) = 5871,688 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$t_{\text{вим}} = t_{\text{в}} + t_{\text{рз}} = 0,12 + 5 = 5,12 \text{ с}$$

Допустимий імпульс квадратичного струму:

$$B_{\text{к}}^{\text{доп}} = I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} = 63^2 \cdot 3 = 11907 \text{ кА} \cdot \text{с}$$

Умова для вимикача на термічну стійкість дотримана:

$$B_{\text{к}}^{\text{доп}} > B_{\text{к}}^{\text{розр}}$$

$$11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 5871,688 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Умова для динамічної стійкості дотримана:

$$i_{\text{уд}}^{\text{макс}} \leq i_{\text{дин}}$$

$$87.747 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 170 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Умова для вимикача на вимикаючу здатність дотримана:

$$I_{\Sigma, C} \leq I_{\text{відкл}}$$

$$50.22 \text{ кА} \leq 58 \text{ кА}$$

Усі розрахункові результати для порівняння з паспортними даними зведені в таблицю 2.4. Отже, вимикач відповідає критеріям оцінки.

Обираємо вимикач МГГ – 10 – 5000 – 63

Таблиця 2.4 Порівняння з паспортними даними МГГ – 10 – 5000 – 63

№ п/п	Величини	Параметри	
		паспортні	розраховані
1	Тип	МГГ – 10 – 5000 – 63	
2	Номінальна напруга, кВ	10	10
3	Номінальний струм, А	5000	4330
4	Струм відключення, кА	58	50,22
6	Струм електродинамічної стійкості, кА	170	87,747
7	Термічна стійкість, кА ² с	11907	5871,688
8	Час відключення, с	0,12	-

2.5.3 Підбір вимикача для високовольтного розподільного пристрою 220 кВ

Для вибору вимикача на стороні РУ ВН використаємо алгоритм розрахунку для схеми виду «система»

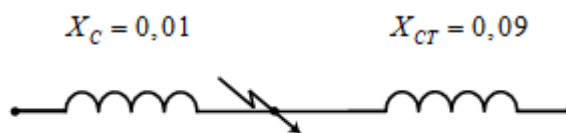


Рис. 2.17

$$X_{\Sigma, C(10.5)} = \frac{X_C \cdot X_{CT}}{X_C + X_{CT}} = \frac{0.01 \cdot 0.09}{0.01 + 0.09} = 0.0092 \text{ в. о}$$

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0.262 \text{ кА}$$

$I_{\text{ПО}} = I_{\text{ПС}}$, бо періодична складова від системи не затухає з часом

$$I_{\text{ПО}} = I_{\text{ПС}} = \frac{I_6}{X_{\Sigma C}} = \frac{0.262}{0.01} = 25.58 \text{ кА}$$

$$\tau = t_{\text{відкл}} + t_{\text{рз}} = 0.055 + 0.013 = 0.068 \text{ с}$$

$$T_{a,C} = 0.06 \text{ с}$$

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПС}} + e^{\frac{-\tau}{T_{a,C}}} = \sqrt{2} \cdot 25.58 + e^{\frac{-0.068}{0.06}} = 11.65 \text{ кА}$$

Повний струм:

$$i_{\Sigma,t} = i_{a\tau} + \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПС}} = 11.65 + \sqrt{2} \cdot 25.58 = 47.82 \text{ кА}$$

Ударний струм:

$$i_{\text{уд}}^{\text{макс}} = k_{\text{yc}} + \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПС}} = 1.92 \cdot \sqrt{2} \cdot 25.58 = 69.45 \text{ кА}$$

$$k_{\text{yc}} = 1.92$$

Вміст аперіодичної складової в струмі короткого замикання:

$$\beta = \frac{i_{a\tau}}{i_{\Sigma,t}} \cdot 100 = \frac{11.65}{47.82} \cdot 100 = 24.36 \%$$

Струм максимального перетоку:

$$I_{\text{П}}^{\text{max}} = \frac{S_{\text{пер}}^{\text{макс}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}} \cdot \cos \varphi} = \frac{178.35}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0.85} = 599.672 \text{ А}$$

Струм вимикача найпотужнішого приєднання до РУ ВН:

$$I_{\text{В}} = \frac{S_{\text{АТ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} = \frac{125}{\sqrt{3} \cdot 220} = 410 \text{ А}$$

Вибір вимикача буде проводитись по струму максимального перетоку:

$$I_{\text{П}}^{\text{max}} = 599.672 \text{ А}$$

Розрахунковий імпульс квадратичного струму:

$$B_{\text{К}}^{\text{розр}} = I_{n,C}^2 \cdot (t_{\text{вим}} + T_a) = 33.54^2 \cdot (0.555 + 0.13) = 770.52 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$t_{\text{вим}} = t_{\text{в}} + t_{\text{рз}} = 0.055 + 0.5 = 0.555 \text{ с}$$

Допустимий імпульс квадратичного струму:

$$B_{\text{К}}^{\text{доп}} = I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} = 50^2 \cdot 2 = 5000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Перевірка вимикача на термічну стійкість:

$$B_K^{\text{доп}} > B_K^{\text{розр}}$$

$$5000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 770.52 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Умова виконується.

Перевірка на динамічну стійкість:

$$i_{\text{уд}}^{\text{макс}} \leq i_{\text{дин}}$$

$$69.45 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 150 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Перевірка вимикача на вимикаючу здатність:

$$I_{\Sigma, \text{с}} \leq I_{\text{відкл}}$$

$$33.54 \text{ кА} \leq 93.55 \text{ кА}$$

де $I_{\text{відкл}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{від}}^{\text{пасп}} \cdot (1 + \beta_{\text{ном}}) = \sqrt{2} \cdot 45 \cdot (1 + 0.47) = 93.55 \text{ кА}$

Всі результати зведені до таблиці 2.5.

Вибираємо вимикач ВГУ – 220

Таблиця 2.5 Порівняння з паспортними даними ВГУ – 220

№	Величини	Параметри	
		Паспортні	Розраховані
1	Тип	ВГУ-220	
2	Робоча напруга, кВ	220	220
3	Робочий струм, А	3150	599,672
4	Струм відключення, кА	45	-
6	Струм електродинамічної стійкості, кА	150	69,45
7	Термічна стійкість, кА ² с	5000	770,52
8	Вміст аперіодичної складової, %	47	24,36
9	Час відключення, с	0,055	
10	Асиметричний струм вимикання, кА	93,55	33,54

2.5.4 Підбір вимикача за лінійним реактором

Розрахунок к. з. за реактором:

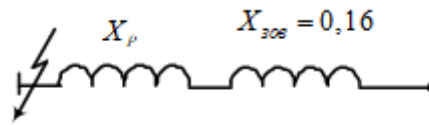


Рис. 2.18.

Приведений опір реактора заданого в іменованих одиницях:

$$X_P = X_{P_{\text{ном}}} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\text{ср}}^2} = 0.14 \cdot \frac{100}{10^2} = 0.14 \text{ в. о.}$$

Еквівалентний опір:

$$X_E = X_{\text{зов}} + X_P = 0.16 + 0.14 = 0.3 \text{ в. о.}$$

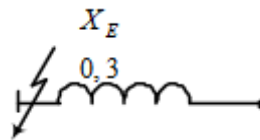


Рис. 2.19.

Періодична складова струму короткого замикання за реактором:

$$I_{\text{ПО}} = I_{\text{ПС}} = \frac{I_{\sigma}}{X_{\Sigma C}} = \frac{5.499}{0.3} = 18.32 \text{ кА}$$

$$\tau = t_{\text{відкл}} + t_{\text{рз}} = 0.12 + 0.05 = 0.17 \text{ с}$$

$$T_{a,C} = 0.1 \text{ с}$$

Аперіодична складова струму короткого замикання:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПС}} + e^{\frac{-\tau}{T_{a,C}}} = \sqrt{2} \cdot 18.32 + e^{\frac{-0.17}{0.1}} = 4.73 \text{ кА}$$

Повний струм:

$$i_{\Sigma,t} = i_{a\tau} + \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПС}} = 4.73 + \sqrt{2} \cdot 18.32 = 30.63 \text{ кА}$$

Ударний струм:

$$i_{\text{уд}}^{\text{макс}} = k_{\text{уС}} + \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПС}} = 1.9 \cdot \sqrt{2} \cdot 18.32 = 49.22 \text{ кА}$$

$$k_{\text{уС}} = 1.9$$

Вміст аперіодичної складової в струмі короткого замикання:

$$\beta = \frac{i_{a\tau}}{I_{\Sigma,t}} \cdot 100 = \frac{11.65}{47.82} \cdot 100 = 24.36 \%$$

Обираємо елегазовий вимикач VF. 12.12.31

Імпульс квадратичного струму

$$B_K = I_{\text{ПС}}^2 \cdot (t_{\text{вим}} + t_{\text{рз}} + T_a) = 18.32^2 \cdot (0.08 + 5 + 0.1) = 1738.52 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Аперіодична складова струму короткого замикання:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПС}} + e^{\frac{-\tau}{T_{ac}}} = \sqrt{2} \cdot 18.32 + e^{\frac{-0.17}{0.1}} = 4.73 \text{ кА}$$

Повний струм

$$i_{\Sigma,t} = i_{a\tau} + \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПС}} = 4.73 + \sqrt{2} \cdot 18.32 = 30.63 \text{ кА}$$

Ударний струм

$$i_{\text{уд}}^{\text{макс}} = k_{\text{уС}} + \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПС}} = 1.9 \cdot \sqrt{2} \cdot 18.32 = 49.22 \text{ кА}$$

$$k_{\text{уС}} = 1.9$$

Вміст аперіодичної складової в струмі короткого замикання:

$$\beta = \frac{i_{a\tau}}{I_{\Sigma,t}} \cdot 100 = \frac{11.65}{47.82} \cdot 100 = 24.36 \%$$

Обираємо елегазовий вимикач VF. 12.12.31

Імпульс квадратичного струму

$$B_K = I_{\text{ПС}}^2 \cdot (t_{\text{вим}} + t_{\text{рз}} + T_a) = 18.32^2 \cdot (0.08 + 5 + 0.1) = 1738.52 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Перевірка вимикача на термічну стійкість

$$B_K = I_T^2 \cdot t_T = 31.5^2 \cdot 3 = 2976.75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_K > B_K^{\text{розр}}$$

$$2976.75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 1738.52 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Умова виконується.

Перевірка вимикача на динамічну стійкість

$$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{відкл}}^{\text{тах}}$$

$$49.22 \text{ кА} \leq 80 \text{ кА}$$

Перевірка вимикача на вимикаючу здатність:

$$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{відкл}}$$

$$18.32 \text{ кА} \leq 31.5 \text{ кА}$$

Усі розрахункові результати для порівняння з паспортними даними зведені в таблицю 2.6. Таким чином, елегазовий вимикач відповідає за всіма критеріями.

Таблиця 2.6 Порівняння з паспортними даними VF.12.12.31

Величини	Параметри	
	Паспортні	Розраховані
Тип	VF.12.12.31	
Робоча напруга, кВ	10	10
Робочий струм, А	1250	800
Струм відключення, кА	31.5	18.32
Вміст аперіодичної складової, %	40	24,36
Струм електродинамічної стійкості, кА	80	49.22
Термічна стійкість, кА ² с	2976.75	1738.52

2.5.5 Підбір роз'єднувального пристрою для кола з місцевим навантаженням

По робочій напрузі:

$$U_{уст} \leq U_n$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ}$$

По робочому струму:

$$I_{роб.вр} = \frac{n \cdot P_{відг}^{ср}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \varphi \cdot 0.95} = \frac{4 \cdot 5.1}{\sqrt{3} \cdot 10.5 \cdot 0.8 \cdot 0.95} = 1.476 \text{ кА}$$

де $n = 4$, кількість відгалужень, що відходять від реактора.

Обираємо роз'єднувач РВРЗ – 1– 10/2500 У2

Перевірка на електродинамічну стійкість:

$$I_{уд} \leq I_{дин}$$

$$69.45 \text{ кА} \leq 125 \text{ кА}$$

Перевірка на термічну стійкість:

$$B_{кном} = I_T^2 \cdot t_T = 45^2 \cdot 4 = 8100 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$t_{вим} = t_B + t_{рз} = 0.05 + 4 = 4.06 \text{ с}$$

$$B_{\text{к розр}} = I_{n,c}^2 \cdot (t_{\text{вим}} + T_a) = 25.575^2 \cdot (5.05 + 0.1) = 3369.3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{\text{к ном}} > B_{\text{к розр}}$$

$$8100 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 3369.3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Умова виконується.

Усі розрахункові та паспортні дані зведені в таблиці 2.7. Даний роз'єднувач задовольняє вимоги.

Таблиця 2.7. Порівняння з паспортними даними РВР – 10/2500УЗ

№	Величини	Параметри	
		Паспортні	Розраховані
1	Тип	РВР – 10/2500 УЗ	
2	Робоча напруга, кВ	10	10
3	Робочий струм, А	2500	1476
4	Струм електродинамічної стійкості, кА	125	69,452
5	Термічна стійкість, кА ² с	8100	3369,3

Висновок до другого розділу:

У другому розділі розраховано струми короткого замикання для основних точок схеми ТЕЦ методом типових кривих. Отримані дані стали основою для перевірки комутаційного обладнання, зокрема вимикачів, роз'єднувачів, трансформаторів струму та напруги. Усі обрані елементи обладнання відповідають необхідним технічним параметрам і критеріям безпеки.

3 ОПТИМІЗАЦІЯ РЕЖИМУ НЕЙТРАЛІ В СИСТЕМІ ВЛАСНИХ ПОТРЕБ

3.1 Оцінка ситуації з організацією заземлення нейтралей в системі власних потреб електростанції

Оптимізація режиму нейтралі в системі власних потреб є ключовим аспектом управління електропостачанням, орієнтованим на підвищення безпеки та ефективності енергетичної інфраструктури. Цей процес включає коригування параметрів і конфігурацій системи заземлення нейтралі для досягнення оптимальної продуктивності. Оптимізація охоплює такі напрямки:

- **Безпека персоналу:** Забезпечення правильного заземлення нейтралі для зменшення ризику ураження електричним струмом.
- **Захист обладнання:** Зниження впливу коротких замикань шляхом оптимального заземлення для збереження цілісності та працездатності обладнання.
- **Ефективність енергозабезпечення:** Підбір найефективнішого способу заземлення для зниження втрат енергії та підвищення загальної ефективності системи.
- **Відповідність нормативам:** Дотримання вимог стандартів і норм безпеки для відповідності системи заземлення нейтралі встановленим стандартам.
- **Стійкість системи:** Вибір оптимальної конфігурації, що забезпечить надійність і стійкість енергетичної системи.

Досягнення оптимального режиму нейтралі вимагає використання сучасних технологій, аналізу даних та математичного моделювання.

При заземленні нейтралі в системах теплоелектроцентралі (ТЕЦ) слід враховувати вимоги безпеки й експлуатаційні аспекти. Нижче описано кілька варіантів заземлення нейтралі в ТЕЦ:

- **Глухозаземлення (зірчасте заземлення):** Зазвичай використовується в системах з напругою до 1 кВ, де нейтраль заземлюється в одній точці, що забез-

печує надійне відведення струму КЗ до землі.

- Трикутне заземлення: Поширений варіант для систем з напругою вище 1 кВ, у яких нейтраль заземлена у конфігурації трикутника, що підходить для високовольтних систем.
- Ізольована нейтраль: Використовується у складних технічних системах, щоб уникнути високих струмів короткого замикання через нейтраль.
- Динамічне заземлення: Система, яка адаптується до змінних умов експлуатації ТЕЦ і може змінюватися залежно від режиму роботи.
- Заземлення через резистор (RCD): Застосування резистора у заземлену нейтраль для контролю струму короткого замикання і зменшення його впливу на систему.

3.2 Порівняльний аналіз та оптимізація режимів заземлення нейтралі у системах ВП електростанцій

Інтенсивна експлуатація мереж власних потреб на теплових (ТЕС) та атомних (АЕС) електростанціях призводить до значних фактичних втрат і втрачених можливостей щодо вдосконалення систем електропостачання (СЕП). Накладні витрати під час функціонування таких мереж визначаються декількома ключовими аспектами:

- Ресурсозбереженням: Підтримка довговічності ізоляції електрообладнання.
- Надійністю живлення: Забезпечення мінімальної кількості міжфазних коротких замикань, обмеження відключень блочних установок через однофазні замикання на землю (033), та контроль за кількістю групових відключень через туж причину.
- Пожежною та електробезпекою: Підтримка безпеки робочих місць і приміщень.
- Пошуком і усуненням пошкоджень: Мінімізація часу простоїв і робіт з пошуку пошкоджень у мережі.
- Обсягом відновлювальних робіт: Врахування кількості відновлювальних заходів на однофазних замиканнях на землю (033), які неможливо усунути без

ремонту.

- Витратами на обслуговування: Витрати на підтримку нормального рівня ізоляції, а також на обслуговування захисного обладнання й автоматики.

Формалізація цих елементів втрат допомагає виробити багатокритеріальний підхід до оцінки якості роботи СЕП, особливо в контексті вибору і оптимізації режиму нейтралі.

Термін служби ізоляції можна визначити на основі таких показників: загальна кількість дугових пробоїв, яку витримує ізоляція протягом експлуатації, та сукупна тривалість перенапруг у мережі. Зниження цих параметрів уповільнює старіння ізоляції і збільшує ресурс обладнання.

Пошук пошкоджень залежить від наявності обладнання для виявлення несправностей, зокрема селективного захисту на землю, який подає сигнал або вимикає установку при пошкодженні. Обсяг відновлювальних робіт на 033 пов'язаний із кількістю несправностей, які вимагають ремонту.

Експлуатаційні витрати включають підтримку ізоляції, витрати на захисне обладнання та автоматику й виражаються загальними витратами. Усі перелічені критерії оцінюють якість роботи СЕП та можуть бути сформульовані як векторний критерій.

Орієнтуючись на багатокритеріальність, можна оптимізувати основні режими нейтралі СЕП. Для мереж власних потреб ТЕЦ існує п'ять варіантів режимів нейтралі:

- Мережі з незаземленою нейтраллю (НЗ-нейтраль).
- Мережі з RC-нейтраллю, у яких нейтраль заземлена через резистор із низьким або високим опором.
- Мережі з LC-нейтраллю, де нейтраль заземлена через налаштований дугогасний реактор (резонансне заземлення).
- Мережі з RC-нейтраллю із заземленням через індуктивність, шунтовану резистором (погіршене резонансне заземлення).
- Мережі з ПК-нейтраллю, де нейтраль заземлена через дугогасний реактор із компенсацією залишкових активних складових на пошкодженій фазі.

Наявність численних локальних критеріїв робить оптимізацію СЕП складним завданням навіть для цієї кінцевої кількості режимів, які можуть збільшуватися з підвищенням оснащеності мереж селективним захистом на землю (33) з різними функціями та рівнем оснащення. Можна зосередитися на мережах з НЗ-нейтраллю як без захисту на землю, так і з захистом, позначаючи їх як мережі з НЗ-нейтраллю без 33 та з 33. Те саме можна застосувати і для інших режимів нейтралі: мережі з RC-, LC- та ПК-нейтраллю з або без 33, що подвоює кількість об'єктів оптимізації до не менш ніж десяти.

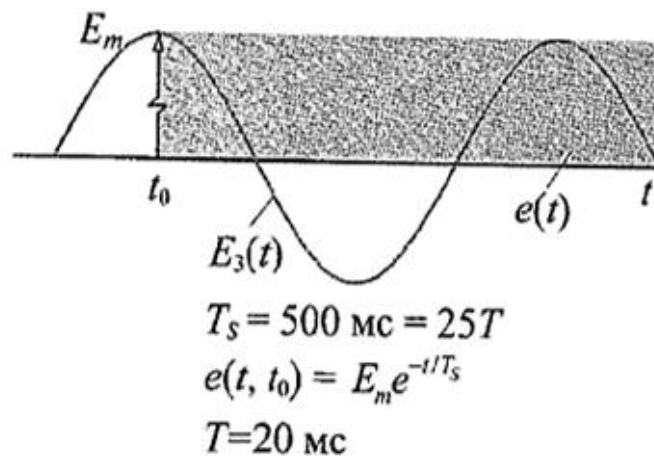


Рис.3.1 - Реакція нейтралі на дуговий пробій (НЗ-нейтраль)

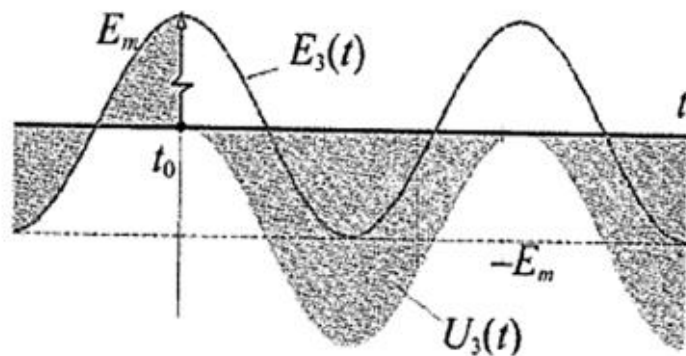


Рис.3.2 - Захисна дія після пробією ізоляції (НЗ-нейтраль)

Розглядаючи дугові та глухі (через перехідний активний опір) замикання на землю (033) з точки зору локальних критеріїв, можна побачити, що мережі з ПК-нейтраллю з захистом на землю (33) є оптимальними за зазначеним критерієм.

Щодо основних режимів нейтралі: мережі з незаземленою нейтраллю (НЗ-нейтраллю) без захисту на землю (33) є одними з найменш ефективних, хоча їх

досі часто використовують на практиці. При такому варіанті всі локальні критерії знаходяться на значній відстані від свого мінімального значення. У мережах з НЗ-нейтраллю та надійним захистом на землю кожне замикання на землю відключається за допомогою захисту приблизно через 200–400 мс, що створює високі рівні перенапруг через дугові пробої ізоляції протягом цих інтервалів часу. При глухих замиканнях на землю досягається лише локальний мінімум за часом пошуку місця пошкодження, тоді як інші критерії залишаються далекими від оптимальних.

Мережі на 6-35 кВ з високоомною RC-нейтраллю є кращими за мережі з НЗ-нейтраллю, оскільки вони уникають накопичення статичних зарядів на фазових ємностях під час дугових пробоїв, що зменшує ймовірність надмірних перенапруг і ферорезонансних явищ у вимірювальних трансформаторах напруги. Крім того, штучне збільшення активної складової струму замикання на землю до рівня ємнісного струму або вище сприяє надійнішому спрацюванню захисту на землю при глухих (металевих) замиканнях.

Якби в мережах з високоомною RC-нейтраллю замикання на землю (033) завжди самоліквідувалися, як це спостерігається в мережах з LC-нейтраллю, цей режим нейтралі був би значно привабливішим для експлуатації. Однак самоліквідація дугових замикань у даному режимі можлива лише за певних умов, коли напруга відновлення пробою за 10 мс перевищує амплітуду номінальної фазної напруги.

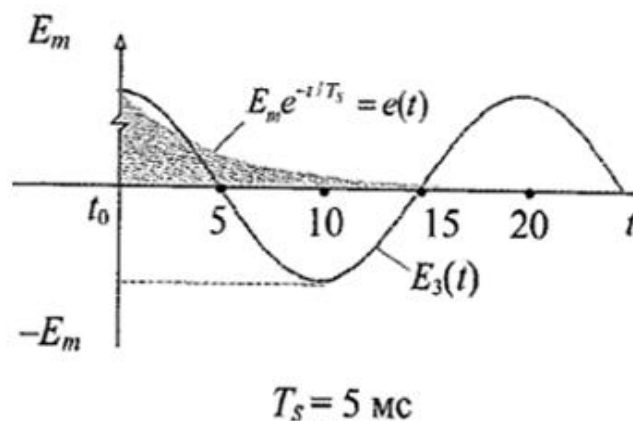


Рис. 3.3. Реакція нетралі на дуговий пробій

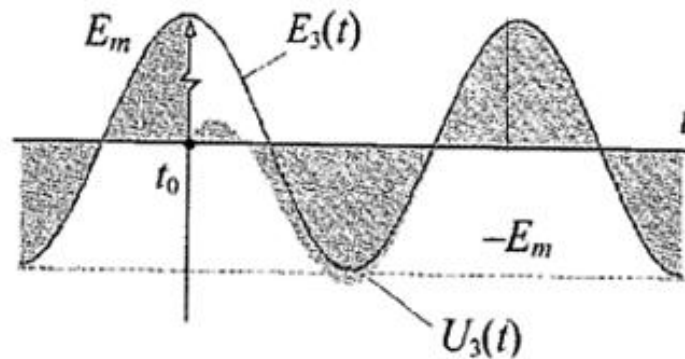


Рис 3.4. Захисна дія після пробую ізоляції

Тому доводиться покладатися лише на частину випадків однофазних заземлень (033), що самоліквідуються, враховуючи, що швидкість $V_{\text{неп}}$ наростання електричної міцності дугового проміжку може мати різні значення, від 0,28 до 1,50 кВ/мс, з середнім значенням близько 0,657 кВ/мс для мережі 10 кВ. Це означає, що у більшості ситуацій дугове горіння при 033 буде відбуватися так самоінтенсивно, як і в мережах з незаземленою нейтраллю (НЗ-нейтраллю).

Таким чином, перенапруги, хоч і помірні у мережах з високоомною РС-нейтраллю, впливатимуть на кожен елемент ізоляції протягом тривалого часу, поки місце замикання на землю не буде пробите і не перейде в між фазне коротке замикання. У такому випадку аварійна ситуація може розвиватися за більш серйозним сценарієм, із можливими багатомісними виходами з ладу обладнання. Використання керованого резистора в нейтралі забезпечує трохи кращий результат, ніж просто високоомний резистор, але і в цьому випадку частота самоліквідації дугових ОЗЗ залежить від значення $V_{\text{неп}}$. Мережі 6-10 кВ з низькоомною РС-нейтраллю спрямовані на значне зниження перенапруг при 033 і більш надійне спрацювання захисту на землю. Резистор у такій нейтралі вибирається так, щоб забезпечити стабільне горіння дуги при низьких напругах. Для досягнення стійкого горіння на місці замикання на землю зазвичай застосовують десятикратне збільшення активного струму порівняно з природним ємнісним струмом мережі. Це дозволяє, щоб при кожному замиканні на землю запалювалася стійка низьковольтна дуга, яка триматиметься до моменту відключення захистом.

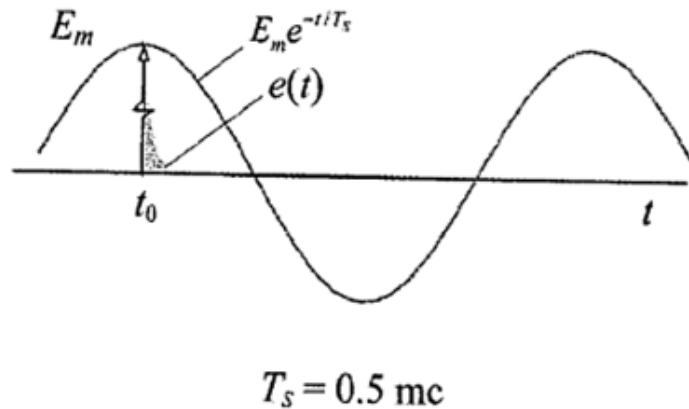


Рис. 3.5. Реакція нейтралі на дуговий пробій (RC – нейтраль при $R = 100 \text{ Ом}$)

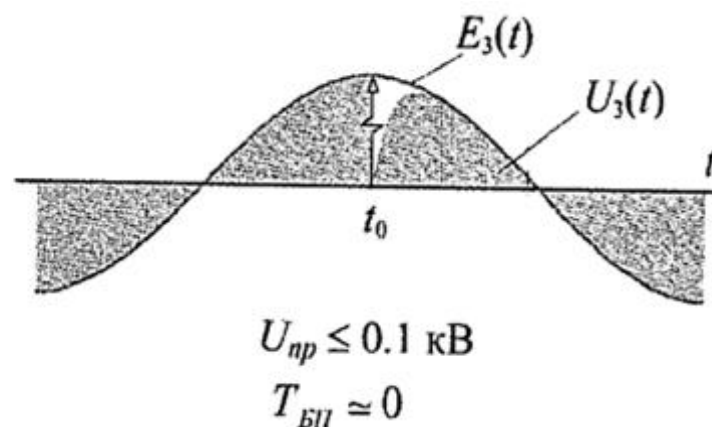


Рис. 3.6. Захисна дія після пробією ізоляції (RC – нейтраль при $R = 100 \text{ Ом}$)

Такі рішення були б ефективними, якби не існувало способів боротьби з замиканнями на землю (033), пов'язаних із резонансним заземленням нейтралі (LC-нейтраль) і компенсацією залишкових складових промислової частоти (ПК-нейтраль). Ці методи дозволяють не тільки приглушити окремі параметри, а й повністю придушити дугові процеси без відключення споживачів, тим самим усуваючи джерело перенапруг.

Самозахисний ефект, притаманний цим системам, стає унікальним засобом захисту без необхідності відключення 033, тоді як у системах із низькоомною RC -нейтраллю цей ефект повністю втрачається. Через це, у мережі з RC -нейтраллю кожен одноразовий пробій зазвичай призводить до відключення ділянки з ослабленою ізоляцією, хоча в іншій конфігурації ця ділянка могла б довго працювати без необхідності ремонту.

Мережі з низькоомною LC-нейтраллю, які не оснащені захистом від замикань на землю (33), досягають лише мінімального рівня зниження перенапруги. У мережах із 33 до 85% випадків однофазних заземлень могли б самоліквідуватися навіть без втручання захисту, тобто не залишити негативних наслідків для мережі та її споживачів.

Мережі з LC-нейтраллю створені для максимального пригнічення (самоліквідації) дугових 033, зведення до мінімуму струмів замикання на землю через перехідний опір і обмеження перенапруг до рівня в (2.5-2.6) від номінальної фазної напруги мережі. Такий підхід дозволяє ліквідувати місце пошкодження без його відключення, завдяки практично миттєвому перенесенню напруги з дуги на дугогасний реактор (ДГР). Це забезпечує значне зниження всіх компонентів векторного критерію якості системи електропостачання.

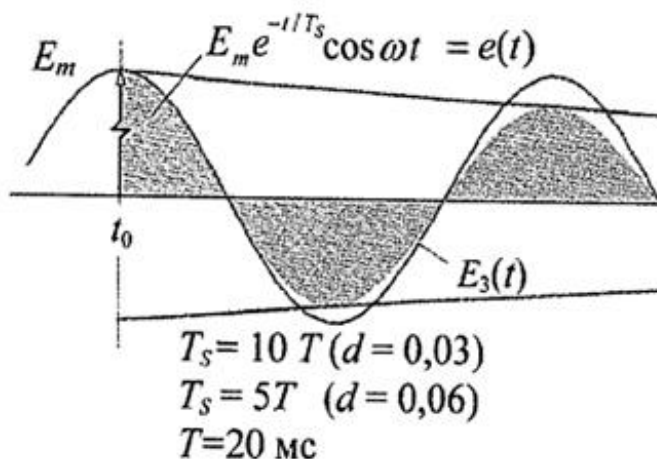


Рис.3.7 - Реакція нейтралі на дуговий пробій (LC-нейтраль)

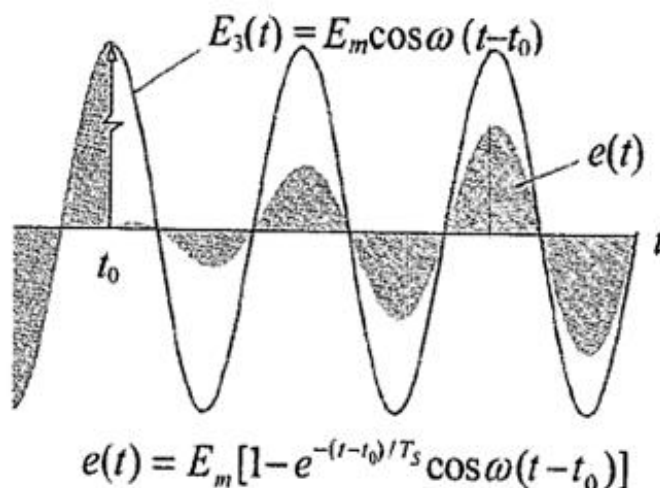


Рис.3.8 - Захисна дія після пробією ізоляції (LC-нейтраль)

У мережах із RLC-нейтраллю здатність системи до самозахисту при дугових замиканнях на землю (ОЗЗ), яка найбільш ефективна у мережах з З-нейтраллю, послаблюється до рівня, подібного до мереж з високоомною LC-нейтраллю. Хоча це сприяє додатковому зниженню перенапруг при дугових ОЗЗ, водночас при глухих ОЗЗ збільшується рівень залишкових струмів, що допомагає покращити чутливість захисту від замикань на землю (ЗЗ), як і в мережах з LC-нейтраллю. Однак великі струми негативно впливають на ті аспекти векторного критерію, які стосуються пожежної та електробезпеки.

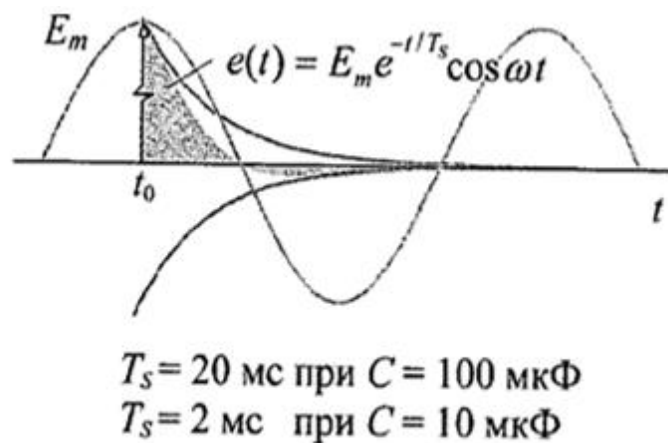


Рис. 3.9 - Реакція нейтралі на дуговий пробій (LCR-нейтраль)

Кожен дуговий пробій у точці ОЗЗ викликає перенапруги, які впливають на ізоляцію всієї мережі та можуть спричинити багатозазні замикання на землю й інші аварійні ситуації. Це явище не залежить від рівня емнісного струму та виникає приблизно однаково в будь-яких мережах, навіть у найкоротших, таких як мережі власних потреб.

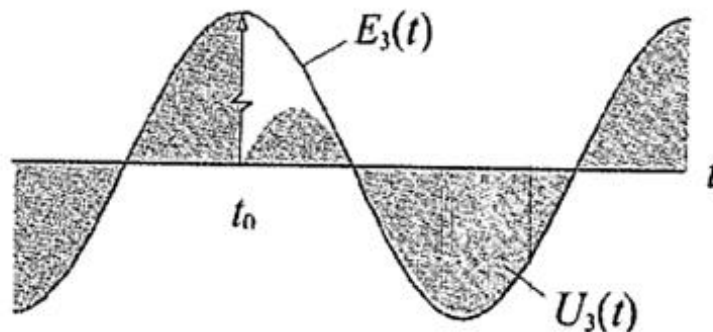


Рис.3.10 - Захисна дія після пробію ізоляції (LCR-нейтраль)

Кожен дуговий пробій у точці однофазного замикання на землю (ОЗЗ) створює перенапруги, що впливають на всю мережу та можуть спричинити багатофазні замикання на землю та інші аварії. Це явище незалежне від величини ємнісного струму та спостерігається в будь-яких мережах, навіть найкоротших, таких як мережі власних потреб (ВП).

Навіть у мережах із точним резонансним налаштуванням нейтралі не можна повністю реалізувати всі переваги, які забезпечує повне придушення дугових ОЗЗ у мережах з компенсацією (ПК-нейтраль). До цих переваг належить можливість відкласти пошук і вимкнення ОЗЗ на оптимальніший з техніко-економічної точки зору момент, без активації захисту на відключення. Для цього необхідне повне придушення дугового процесу в місці стійкого ОЗЗ, що дозволяє уникнути перенапруг.

Режим ПК-нейтралі впроваджується в мережах ВП із застосуванням автокомпенсаторів типу УАРК 201 і УАПК 201М для кабельних та повітряних ліній. Вони використовують сучасну мікропроцесорну базу, завдяки чому складність обладнання зводиться лише до програмного забезпечення. Пристрої УАПК 201 ефективні для коротких кабельних мереж 6 кВ з ємнісним струмом до 5 А. Оптимізація критеріїв у мережах з ПК-нейтраллю з ОЗЗ досягається повним придушенням дугових процесів, що усуває перенапруги та визначає пошкоджене приєднання.

Отже, резонансне заземлення нейтралі залишається найкращим режимом і має застосовуватися всюди. Перехід на ПК-нейтраль з ОЗЗ забезпечує оптимальне функціонування системи електропостачання (СЕР) будь-якої протяжності.

Практична ефективність мереж власних потреб (ВП) була теоретично обґрунтована на основі векторного критерію якості систем електропостачання (СЕР). Для цього було проаналізовано відключення приєднань у мережах ВП з різними способами заземлення нейтралі протягом десяти років (таблиця 3.1).

За результатами аналізу з'ясувалося, що в мережах з ПК-нейтраллю кількість відключень електродвигунів ВП 6 кВ значно менша у порівнянні з іншими

способами заземлення:

- у 1,84 рази менше, ніж у мережах з глухозаземленою нейтраллю (НЗ);
- у 1,51 рази менше, ніж у мережах з LC-нейтраллю (статична компенсація);
- у 2,4 рази менше, ніж у мережах з низькоомною RC-нейтраллю.

Також зменшено кількість відключень приєднань ВП 6 кВ, захищених максимальним струмовим захистом (МТЗ):

- у 6,35 рази порівняно з НЗ-нейтраллю;
- у 4,04 рази порівняно з LC-нейтраллю (статична компенсація);
- у 4,25 рази порівняно з низькоомною RC-нейтраллю.

Згідно з аналізом, 85% усіх однофазних замикань на землю (ОЗЗ) у мережах із ПК-нейтраллю самоліквідуються, що вказує на високу ефективність цього способу. Цей результат підтверджує перспективність ПК-нейтралі для захисту мереж ВП блокових електростанцій.

Порівняння ефективності різних способів заземлення нейтралі (LC- та RC-нейтралі) у задачі придушення дугових ОЗЗ також свідчить на користь ПК-нейтралі. Віднедавна зросла популярність резисторного заземлення для мереж 3-35 кВ різного призначення. У таблиці 3.2 наведено реакції нейтралі на одноразові дугові пробої та оцінку їхнього впливу на захист мережі.

Корисність кожного режиму заземлення нейтралі оцінюється за ефектом самозахисту мережі, тобто тривалістю процесу відновлення після пробою $T_{\text{бп}}$, швидкістю наростання напруги на дуговому проміжку і рівнем зростання електричної міцності $V_{\text{неп}}$ в ослабленій точці. Чим більший час T , тим ефективніше відбувається деіонізація у місці пробою, вища напруга пробою $U_{\text{пр}} = U_{\text{пр}}(T_{\text{бп}})$, а ймовірність повторного пробою менша. Це збільшує шанси на самоліквідацію пробою без необхідності пошуку замикання на землю або ремонту ізоляції мережі. За цими критеріями, мережі з LC-нейтраллю демонструють найвищу якість захисту і перевершують інші способи заземлення нейтралі.

Візьмемо до уваги наведені вище фактичні дані про можливі швидкості зростання електричної міцності в мережі 10 кВ. Після першого пробою ізоляції (табл. 3.1) напруга пошкодженої фази $U_3(t)$ у всіх випадках заземлення нейтралі при $t=t_0$ знижується до нуля на основній частоті (взагалі до мінімальних значень) і надалі змінюється згідно з формулою:

$$U_3(t) = E_3(t) - e(t)$$

Для збереження ефекту самозагасання дугових ОЗЗ у мережах з високоомною RC-нейтраллю при швидкості зростання електричної міцності в діапазоні (0,72; 1,50) кВ/мс необхідно стабілізувати сталу часу T_S . Це можна зробити шляхом відповідного регулювання резистора в нейтралі мережі. Також стабілізацію T_S можна досягти за рахунок коригування штучної ємності або комбінацією RC з регульованою індуктивністю (ДГР).

Таким чином, можна зробити висновок, що альтернативи мережам з LC-нейтраллю фактично немає: налаштувати резистор для стабілізації T_S значно складніше, ніж індуктивність AP, до того ж, можливості RC-нейтралі обмежені. Тому високоомна RC-нейтраль найбільш доцільна для мереж зі стабільною ємністю, де допустимі дугові процеси з швидкістю наростання міцності $V_{неп}$ в межах (0,28; 0,72) у мережах 10 кВ.

Десятирічний досвід експлуатації мереж ВП блоків потужністю 500 МВт також підтверджує ефективність ПК-нейтралі та резонансно-заземленої нейтралі.

Таблиця 3.1 – Аналіз відключень приєднань на секціях ВП 6 кВ ТЕЦ в період за 01.01.11 до 01.05.21

Режим роботи нейтралі	К-т років експлуатації	К-ть відключень приєднань				К-ть відключень /секція в рік			
		Всього	Групові випадки	Групові приєднання	Від МТЗ	Всього	Групові випадки	Групові приєднання	Від МТЗ
Ізольована	8	25	5	12	23	3.125	0.625	1.5	2.875
Статична компенсація	53	135	20	43	96	2.57	0.381	0.819	1.829
Заземлення через резистор 10 Ом	27	108	15	32	51	4.08	0.566	1.208	1.953
З повною компенсацією	9	15	1	2	4	1.7	0.113	0.226	0.564

3.3 Резисторне заземлення нейтралі в системі ВП електростанції

Робота сучасних блокових електростанцій значною мірою залежить від стану електрообладнання, до якого належать високовольтні асинхронні двигуни значної потужності, кабелі, вимикачі, трансформатори тощо.

Відомо, що термін служби конкретного обладнання значною мірою залежить від впливу перенапруг, які виникають під час дугового розряду та однофазних замикань на землю, на додаток до ферорезонансних процесів, які пов'язані з цими подіями. Для системи ВП електростанцій характерним є відносно невисокий рівень ємнісних струмів однофазного замикання на землю, які для теплових електростанцій (ТЕС) становлять (1-5) А, а для атомних електростанцій (АЕС) – (8-15) А. Для таких мереж, згідно з директивними матеріалами, не рекомендується застосування компенсуючих пристроїв через їх неефективність. У зв'язку з чим цих мереж прийнято режим роботи із ізольованою нейтраллю.

На основі розрахунково-експериментальних досліджень виявлено, що одним із основних недоліків обраного режиму є значне підвищення перенапруг при однофазному замиканні на землю, яке може сягати до чотирикратного

амплітудного значення фазної напруги мережі.

Виникнення таких перенапруг призводить до швидкого зносу ізоляції та часто спричиняє міжфазні короткі замикання. Це може викликати вихід з ладу дорогого обладнання, пожежі, відключення блокових агрегатів від мережі тощо.

Одним із способів підвищення надійності роботи мереж відокремлених підрозділів ТЕС та АЕС є застосування резисторного заземлення нейтралі мережі. Як показують дослідження, це дозволяє збільшити струми замикання на землю, що підвищує чутливість релейного захисту до однофазних замикань, запобігає ферорезонансним процесам і зменшує рівень перенапруг.

Реалізація такого заземлення можлива шляхом підключення нейтралі додаткового приєднувального трансформатора через високовольтний резистор R_B (рис. 3.11а). Опір резистора вибирається таким чином, щоб створити активну складову струму при замиканні на землю, приблизно рівну ємнісному струму мережі.

Однак резистори такого типу мають низку недоліків: значні габарити, висока вартість і недостатня термостійкість, що обмежує їхнє використання на існуючих електроустановках. Додатковим недоліком схеми (рис. 3.11а) є необхідність виведення нейтралі обмотки "зірка" через високовольтний ізолятор, який зазвичай відсутній у серійно випущених трансформаторах. Крім того, трифазні трансформатори 6/0,4 кВ зазвичай мають групу з'єднання обмоток 6 кВ у конфігурації "трикутник".

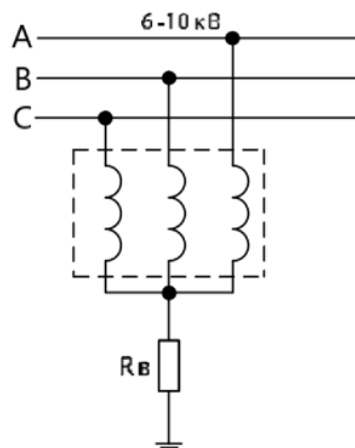


Рис. 3.11а – Схема підключення високовольтного резистора до нейтралі обмоток вищої напруги трансформатора

Отже, актуальними є дослідження, спрямовані на підвищення надійності роботи систем відокремлених підрозділів електростанцій у режимі однофазного замикання на землю (ОЗЗ), яке є найпоширенішим видом пошкоджень.

Основною перевагою запропонованої схеми підключення (рис. 3.11б) є значне зменшення габаритів та вартості обладнання завдяки використанню низьковольтних резисторів, що мають дешевшу ізоляцію.

Для підключення резистора до обмоток нижчої напруги використовується трифазний двообмотувальний трансформатор із магнітопроводом броньового типу. Однак більш доцільним є застосування однофазних сухих трансформаторів із коефіцієнтом трансформації 6/0,4 кВ. Обидві схеми (рис. 3.11) забезпечують однаковий ефект обмеження перенапруг, тому їхня потужність, що поглинається в режимі ОЗЗ, також повинна бути однаковою. Виходячи з цієї умови, буде розглянуто методику визначення параметрів трансформаторів та резисторів для запропонованої схеми (рис. 3.11б).

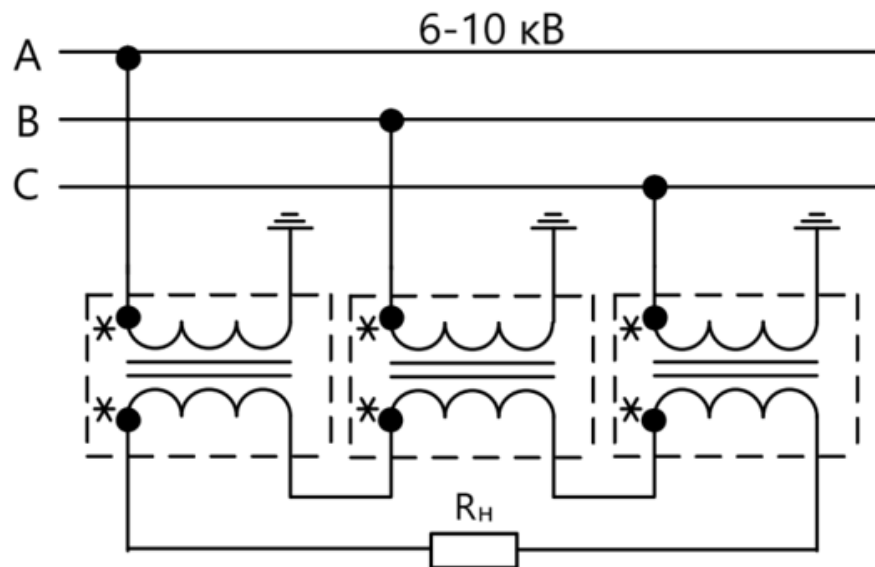


Рис. 3.11б – Схема підключення низьковольтного резистора до розімкненого трикутника обмоток однофазних трансформаторів

Щоб обмежити рівень перенапруг при однофазному замиканні на землю (ОЗЗ) до значення $2.5 \cdot U_H$ і уникнути ферорезонансних процесів, величина високовольтного резистора R_B визначається таким чином, щоб забезпечити розряд ємності мережі за час не більше половини періоду промислової частоти, тобто за 0,01 с. Виходячи з умови рівності постійної часу розряду ємності $\tau = (3 - 4)RC$ можна обчислити:

$$R_B \leq \frac{0.01}{(3 \div 4) \cdot C},$$

де C – сумарна ємність трьох фаз мережі.

Можливі схеми підключення резисторів:

У цьому випадку активна складова струму в нейтралі приєднувального трансформатора I_{RB} під час ОЗЗ та його ємнісна складова I_C повинні бути приблизно однаковими. Значення цих струмів визначаються за формулами:

$$I_{RB} = \frac{U_\phi}{R_B}$$

$$I_C = 3 \cdot U_\phi \cdot \omega \cdot C_\phi,$$

де U_ϕ – фазна напруга мережі; ω – кутова частота; C_ϕ – ємність фази мережі.

Величину струму I_{RH} у розімкнутому трикутнику вторинних обмоток приєднувального трансформатора можна обчислити як:

$$I_{RH} = \frac{3 \cdot U_\phi}{K_T \cdot R_H},$$

де K_T – коефіцієнт трансформації приєднувального трансформатора можна.

Умови рівності активних потужностей, що поглинаються резисторами схеми рисунку 11а та 11б можна представити як:

$$R_B \cdot I_{RB}^2 = R_H \cdot I_{RH}^2$$

Вираз для обчислення величини низьковольтного резистора, еквівалентного високовольтному:

$$R_H = \frac{9 \cdot R_B}{K_T^2}$$

Отримаємо вираз активної потужності, що виділяється на низьковольтному резисторі:

$$P_{RH} = \frac{9 \cdot K_{\phi}^2}{K_T^2 \cdot R_H}$$

У режимі ОЗЗ зазначена потужність розподіляється між двома трансформаторами, тому потужність одного однофазного трансформатора (рис. 3.11б) становитиме приблизно половину потужності, яка виділяється на низьковольтному резисторі. Водночас величина струму через низьковольтний резистор визначається номінальною напругою вторинних обмоток.

На відміну від запропонованих у цій роботі рішень, аналіз режимів ОЗЗ показав, що підключення, рекомендоване ПУЕ, яке передбачає використання резисторів з опором 25 Ом у розімкнутому трикутнику трансформаторів напруги типу НТМІ, не забезпечує достатнього обмеження перенапруг і запобігання ферорезонансним процесам. У той же час реалізація рекомендацій циркулярів щодо підключення резистора з опором 100 Ом до нейтралі трансформатора потужністю 63 кВА є технічно складною для експлуатованих об'єктів. Це потребує заміни трансформатора на дорожчий (у 3-5 разів) через збільшення потужності резистора.

Результати моделювання підтвердили ефективність запропонованої схеми заземлення нейтралі через низьковольтний резистор, підключений до розімкнутого трикутника обмоток нижчої напруги однофазних приєднувальних трансформаторів.

З отриманих даних маємо, що як при дуговому замиканні на землю фази А ($t_1 = 0,02$ с), так і при переході його в глухе ($t_2 = 0,02-0,04$ с), перенапруги у фазі не перевищують $2,4 \cdot U_H$.

Проведено розрахунки параметрів резисторів і однофазних трансформаторів для систем відокремлених підрозділів блоків різних типів (табл. 3.2).

Розрахунки виконувалися для однофазних трансформаторів із співвідношенням напруги 6/0,4 кВ ($K_T = 15$). Величина резистора в нейтралі

обмоток високої напруги (рис. 11а) була обрана з урахуванням приблизної рівності ємнісної та активної складових струму в режимі ОЗЗ.

Таблиця 3.2. Розрахункові параметри резистора та трансформатора при ОЗЗ

Ємнісний струм мережі, А	Ємність фази мережі, мкФ	Величина резистора в нейтралі обмоток ВН, Ом	Велочина резистора в трикутнику обмоток НН, Ом	Струм ОЗЗ при наявності резистора з боку 6 кВ в місці ОЗЗ, А	Струм ОЗЗ при наявності резистора в трикутнику обмоток НН, А	Потужність однофазного трансформатора, кВт
1	2	3	4	5	6	7
1.0	0.306	3300	130	1.45	5.3	1.8
2.0	0.612	1650	65	2.9	10.6	3.7
3.0	0.919	1100	44	4.35	15.7	5.5
4.0	1.226	825	33	5.8	21	7.3
5.0	1.532	650	26	7.3	26	9.3
6.0	1.839	540	22	8.7	31	11
7.0	2.145	465	19	10.2	36	13
8.0	2.452	410	16	11.6	43	15
9.0	2.758	360	14	13.1	48	16.7
10.0	3.064	325	13	14.6	53	18.5
11.0	3.371	295	12	16.0	57	20
12.0	3.677	270	11	17.4	63	22
13.0	3.984	250	10	18.8	69	24
14.0	4.290	235	9.5	20.0	73	25
15.0	4.597	218	8.7	21.8	80	28
16.0	4.903	205	8.2	23.0	85	29
17.0	5.210	190	7.6	24.0	91	32
18.0	5.516	180	7.2	26.0	96	33
19.0	5.823	170	6.8	27.5	102	35
20.0	6.129	165	6.5	29.0	106	37

Дані таблиці 3.2 дозволяють вибирати необхідну потужність однофазних трансформаторів і резисторів, враховуючи величину ємнісного струму секції ВП 6 кВ. При цьому потужності обладнання визначені для режимів тривалого ОЗЗ у межах часу, допустимого ПУЕ.

Висновок до третього розділу:

1. Для систем ВП 6 кВ електростанцій запропоновано метод підвищення їхньої надійності в режимах глухих та дугових замикань на землю. Суть методу полягає в тому, що замість використання громіздкого і дорогого високовольтного резистора для заземлення нейтралі, запропоновано застосовувати низьковольтний резистор, підключений до обмоток нижчої напруги однофазних приєднувальних трансформаторів.

2. Викладено методику вибору параметрів низьковольтного резистора та приєднувального трансформатора, що забезпечують зниження рівня перенапруг до величини $(2,3 - 2,4) \cdot U_H$, замість $(3,5 - 4,0) \cdot U_H$ у системах ВП із ізольованою нейтраллю.

3. Новий спосіб підключення резисторів до нейтрального проводу зупиняє стрибки високої напруги, дозволяє уникнути небезпечного електричного резонансу, робить захисні пристрої більш ефективними проти блискавки та підвищує надійність блоків живлення.

4 ІННОВАЦІЙНИЙ ПРОЄКТ "NEUTRALCONTROL": РОЗРОБКА ТА АНАЛІЗ

4.1 Ідея та концепція інноваційного проєкту

Проєкт спрямований на створення інноваційного пристрою під назвою "NeutralControl", призначеного для автоматичної оптимізації режиму нейтралі в електричних мережах. Цей пристрій базується на використанні передових технологій і алгоритмів, що забезпечують ефективне управління потенціалом нейтралі в енергосистемах. Завдяки "NeutralControl" користувачі зможуть покращити стабільність роботи електромереж, а також знизити споживання електроенергії, що робить його цінним рішенням як для підприємств, так і для міських інфраструктур.

Розробка враховує сучасні вимоги до енергоефективності та сталого розвитку, надаючи користувачам зручний і автоматизований спосіб контролю режиму нейтралі в електромережах. "NeutralControl" є не лише інноваційним технологічним продуктом, але й важливим інструментом для зменшення енергетичних витрат і мінімізації впливу на навколишнє середовище.

Таким чином, ідея проєкту має не лише високий потенціал для впровадження, а й значну комерційну привабливість. Опис концепції стартапу наведено у таблиці 4.1.

Таблиця 4.1. Опис ідеї проєкту

Зміст ідеї	Напрямки для застосування	Вигода користувача
Розробка сучасного пристрою автоматичної оптимізації режиму нейтралі в електромережах	<p>Промисловість та виробництво: Забезпечення стабільності електромережі та оптимізація нейтралі для зменшення витрат електроенергії в промислових підприємствах.</p> <p>Міське енергозабезпечення: Впровадження в мережі міських районів для підвищення ефективності та стійкості електропостачання.</p> <p>Комерційна нерухомість: Застосування в торгових центрах, офісних будівлях та готелях для оптимізації енергоспоживання.</p> <p>Енергетична Інфраструктура: Використання у сучасних електростанціях для підвищення ефективності генерації енергії.</p>	<p>Ефективне енергоспоживання: автоматичне регулювання напруги дозволяє оптимізувати використання енергії.</p> <p>Зменшення витрат: Оптимізація нейтралі допомагає економити гроші на електроенергії.</p> <p>Стабільність електромережі: Забезпечення сталої напруги гарантує надійну роботу обладнання.</p> <p>Екологічна свідомість: зменшення споживання електроенергії сприяє екологічній відповідальності.</p> <p>Автоматизація: інтелектуальне управління для безперервного контролю електромережі.</p>

Для успішного запуску пристрою "NeutralControl" важливо оцінити його потенційні переваги та недоліки.

Сильні сторони "NeutralControl":

Інноваційність технології: як прогресивний продукт, він здатний викликати інтерес і залучити широку аудиторію клієнтів.

Підвищення енергоефективності: здатність оптимізувати напругу допомагає зменшити енергоспоживання та витрати.

Стабільність і надійність: сприяє підвищенню стійкості роботи електромереж, зменшуючи витрати на їхнє обслуговування.

Екологічна орієнтованість: знижує рівень викидів, що відповідає сучасним стандартам сталої енергетики.

Автоматизація та зручність: інтелектуальне управління забезпечує користувачам простоту й комфорт у використанні.

Слабкі сторони "NeutralControl":

Висока вартість: інноваційні технології можуть бути дорогими, що може ускладнити доступність для деяких споживачів.

Потреба в адаптації інфраструктури: впровадження пристрою може потребувати модернізації електромереж, що вимагає значних витрат і часу.

Необхідність регулярного обслуговування: складні технічні системи можуть потребувати постійного технічного супроводу та оновлення.

Обмежена доступність: у деяких регіонах пристрій може бути недоступним через інфраструктурні чи технічні обмеження.

4.2 Технологічна оцінка та функціональний аналіз

Архітектура та інтеграція:

- Оптимізація: Оцінка ефективності алгоритмів для досягнення максимальної продуктивності оптимізації нейтралі.

- Інтеграція: Аналіз можливостей підключення "NeutralControl" до різних систем управління електромережею.

Безпека та конфіденційність:

- Шифрування та захист даних: Гарантування високого рівня захисту інформації про електромережу через надійне шифрування.

- Кібербезпека: Розробка заходів для протидії кіберзагрозам і забезпечення стабільності роботи системи.

Витрати та ресурси:

- Енергоефективність: Аналіз енергоспоживання пристрою та створення рішень для його оптимізації.

- Витрати на обслуговування: Оцінка вартості технічної підтримки та оновлення системи.

Технічні стандарти та сумісність:

- Відповідність стандартам: Перевірка пристрою на дотримання чинних енергетичних і технічних нормативів.
- Сумісність з обладнанням: Оцінка здатності працювати з існуючим електроенергетичним устаткуванням.

Інновації та розвиток:

- Дослідження і вдосконалення: Вивчення перспектив модернізації технологій та розширення функціональних можливостей системи.

Терміни та графік розробки:

- Управління проектом: Оцінка ефективності менеджменту проекту та відповідності розробки встановленим строкам.

Ризики та надзвичайні ситуації:

- Аналіз ризиків: Ідентифікація потенційних технічних проблем і створення плану для їх запобігання або вирішення.

4.3 Оцінка ринку та економічна доцільність

Для визначення ринкових можливостей по запуску такого проекту необхідно провести аналіз потенційного ринку. Дана інформація наведена в таблиці 4.3.

Таблиця 4.3. Характеристика потенційного ринку для проєкту

№ з/п	Показники стану ринку	Характеристика
1	Кількість головних учасників	>12
2	Загальний обсяг продажу	Немає <u>даних</u>
3	Динаміка розвитку ринку	зростаюча
4	Наявність обмежень	Немає
5	Специфічні умови по стандартизації	Загальні по документації
6	Середня норма рентабельності	Немає <u>даних</u>

Аналіз ринкових можливостей для "NeutralControl"

Попит на технологію:

- Ринкові тенденції: Дослідження зростання інтересу до технологій оптимізації електромереж у зв'язку з розвитком енергетичної галузі та зростаючою увагою до енергоефективності.

Конкурентне середовище:

- Огляд конкурентів: Аналіз компаній, які пропонують подібні рішення, для визначення унікальних переваг "NeutralControl".

Цільова аудиторія:

- Галузі застосування: Визначення секторів економіки, де існує найбільший попит на оптимізацію електромереж і регулювання напруги.

Глобальний ринок:

- Міжнародна присутність: Дослідження перспектив виходу на закордонні ринки з адаптацією продукту до різних регіональних стандартів.

Економічний аспект:

- Вартість і переваги: Оцінка витрат на впровадження пристрою та економічної вигоди для бізнесу й місцевих електромереж.

Законодавчі аспекти:

- Регуляторна відповідність: Перевірка відповідності технології вимогам законодавства та норм безпеки в енергетичному секторі.

Маркетингові стратегії:

- Просування продукту: Розробка маркетингових кампаній для залучення потенційних клієнтів і підвищення обізнаності про "NeutralControl".

Інноваційність:

- Розвиток і вдосконалення: Аналіз потенціалу для подальшого розвитку продукту та впровадження нових інновацій.

Фінансова складова:

Загальний обсяг інвестицій складає 450 тис. грн. Для фінансування буде оформлено кредит на суму 450 тис. грн строком на 2 роки за річною ставкою 23%

(0.23), що еквівалентно 0.019 на місяць. Кредит виплачуватиметься ануїтетними платежами (рівними щомісячними сумами) протягом 24 місяців.

Скористаємося формулою ануїтетного платежу:

$$A = P \cdot \frac{r \cdot (1 + r)^n}{(1 + r)^n - 1} = 450 \cdot \frac{0,019 \cdot (1 + 0,019)^{24}}{(1 + 0,019)^{24} - 1} = 23,523 \text{ тис. грн}$$

де A - щомісячний ануїтетний платіж; P - основна сума кредиту; r - місячна процентна ставка (річна ставка поділена на 12); n - загальна кількість платежів (місяці).

Сума платежів по кредиту для інвестиційного проекту на 2 роки становитиме:

$$C_K = A \cdot n = 23,523 \cdot 24 = 564,56 \text{ тис. грн}$$

де A - місячний ануїтетний платіж; n - кількість місяців

Використання цього пристрою дозволить знизити витрати приблизно до $C_t = 550$ тис. грн в рік.

$$C_0 = \frac{C_t}{(1 + I_{RR})^t} = 450 = \frac{550}{(1 + I_{RR})^2}$$

де C_0 - загальні інвестиції; C_t - значення чистого грошового потоку за період часу t , I_{RR} - внутрішня норма рентабельності/доходності інвестиційного проекту; t - період часу.

Знайдемо I_{RR} :

$$I_{RR} = 0,106 = 10,6 \%$$

Вираховуємо окупність:

$$T = \frac{C_0}{I_{RR}} = \frac{0,45}{0,106} = 4,24 \text{ років,}$$

де T - термін окупності, C_0 - загальні інвестиції; I_{RR} - внутрішня норма рентабельності/доходності інвестиційного проекту.

4.4 Аналіз сильних і слабких сторін, можливостей і загроз

Для аналізу використаємо SWOT - аналіз (*Strengths* - сильні сторони, *Weaknesses* - слабкі сторони, *Opportunities* - можливості та *Threats* -

загрози), який є ефективним інструментом для виявлення стратегій розвитку та оцінки ризиків, які можуть вплинути на успіх стартапу в умовах ринку.

Цей підхід дозволяє компанії проаналізувати як внутрішні фактори, так і зовнішні умови, визначити ключові переваги та недоліки, а також розробити практичний план дій для успішної реалізації проєкту.

У ході SWOT-аналізу було створено матрицю, яка охоплює сильні та слабкі сторони, а також потенційні можливості і загрози для стартапу. Отримані результати аналізу викладено у таблиці 4.4.

Таблиця 4.4. Аналіз сильних і слабких сторін, можливостей і загроз проєкту

<p>Сильні сторони: Технологічна Інновація: <u>"NeutralControl"</u> використовує передові технології для автоматичної оптимізації режиму нейтралі в електромережах.</p> <p>Ефективність Енергоспоживання: Система спрямована на зменшення витрат електроенергії, що вигідно для підприємств та міських мереж.</p> <p>Стабільність Електромережі: Забезпечення сталої напруги для надійної роботи електроустаткування.</p>	<p>Слабкі сторони: вартість впровадження: потенційно високі витрати на впровадження технології можуть бути перешкодою для певних клієнтів.</p> <p>Залежність від ринкових умов: Результати можуть залежати від ринкових змін та енергетичної політики.</p>
<p>Можливості: розширення галузей Застосування: потенціал використання технології в різних галузях енергетики та інфраструктури.</p> <p>Глобальна експансія: можливість виходу на міжнародний ринок та підтримка розвитку енергетичних систем у всьому світі.</p>	<p>Загрози: Конкурентні заходи: Зростання конкуренції в галузі технологій енергозабезпечення.</p> <p>Нові регуляції: Зміни у вимогах до енергетичних технологій та можливі обмеження.</p>

Висновок до четвертого розділу:

Розроблено інноваційний проєкт NeutralControl, що базується на сучасних алгоритмах автоматизації та моніторингу заземлення нейтралі. Аналіз показав його економічну доцільність та можливість інтеграції у різних енергосистемах. Виконана SWOT-оцінка підтвердила переваги впровадження технології для підвищення ефективності енергетичних систем.

5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В ЕКСТРЕНИХ СИТУАЦІЯХ ПРИ ВИКОРИСТАННІ СИСТЕМИ ВЛАСНИХ ПОТРЕБ

Основними елементами електроустановок власних потреб є силовий трансформатор та асинхронні електродвигуни різного призначення. У цьому розділі розглядаються основні електроустановки системи власних потреб, а саме трансформатор та асинхронні двигуни.

Метою цієї частини є вивчення та узагальнення елементів безпеки та благополуччя на робочому місці під час функціонування механізму самозабезпечення. Основний акцент робиться на точному визначенні основних небезпек, розробці стратегій для підвищення безпеки персоналу та запобігання кризовим ситуаціям під час використання обладнання.

Об'єктом дослідження є система охорони праці та безпеки на робочому місці, орієнтована на працівників, які обслуговують трансформатор ТРДНС – 40000/20 та асинхронний двигун Siemens 1LA7, що використовуються в автономних установках.

Дослідження зосереджено на організаційних, технічних та правових факторах, які гарантують успішне виконання протоколів безпеки та гігієни праці при роботі з трансформатором ТРДНС – 40000/20 та асинхронним двигуном Siemens 1LA7 у системі власних потреб.

5.1 Технічні характеристики устаткування

Виробництво електричної енергії на станції здійснюється за рахунок функціонування механізмів власних потреб.

У розділі, присвяченому охороні праці, буде розглянуто особливості забезпечення безпеки під час експлуатації робочого трансформатора системи власних потреб та асинхронного двигуна, що входить до її складу.

Як основний трансформатор системи власних потреб використовується модель ТРДНС-40000/20, а основним двигуном є асинхронний електродвигун Siemens 1LA7. Технічні характеристики цих пристроїв наведено у таблиці 5.1, а їх загальну характеристику подано у таблиці 5.2.

Таблиця 5.1 - Основні технічні характеристики трансформатора ТРДНС-40000/20 та двигуна Siemens 1LA7

Найменування електричної установки	Основні параметри	Значення
Трансформатор ТРДНС-40000/20	Напруга	20/0,4 кВ
	Потужність	40 МВА
	Маса	70 т
	Габаритні розміри	6,8x4,5x5,5 м
	Марка і маса масла	ТКп, 18,5 т
Двигун Siemens 1LA7	Напруга	400 В
	Потужність	200 кВт
	Маса	500 кг
	Габарити	1x1x1 м

Таблиця 5.2 - Загальна характеристика об'єкту

Найменування електричної установки	Вид розміщення	Розміщення робочого місця	Категорія електроприміщення	Категорія з пожежної безпеки
ТРДНС-40000/20	Відкрита установка	На відкритій місцевості	Підвищена небезпека	Категорія F (потенційно може виникнути пожежа зі згоранням металів)
Siemens 1LA7				

5.2 Перелік робіт та склад бригади

У таблиці 5.3 [14] представлено основні компоненти установок та перелік пов'язаних з ними робіт, а в таблиці 5.4 [2] наведено склад бригади оперативного персоналу.

При дослідженні питань охорони праці під час експлуатації двигуна Siemens 1LA7 у системі власних потреб електростанції перелік робіт, спрямованих на спрямованих на забезпечення безпеки та ефективної роботи обладнання, може

включати такі заходи:

Перевірка заземлення:

- Регулярна оцінка справності та надійності заземлення двигуна і прилеглого обладнання.
- Вимірювання та оптимізація значення опору заземлювача.

Моніторинг експлуатаційних параметрів:

- Щоденний контроль роботи систем моніторингу та вимірювального обладнання.
- Спостереження за ключовими параметрами, такими як температура, тиск, вібрація, для своєчасного виявлення відхилень.

Планове технічне обслуговування:

- Розробка та виконання графіка регулярного технічного обслуговування, включаючи заміну зношених деталей.
- Перевірка стану ізоляції та електричних компонентів.

Навчання персоналу:

- Проведення інструктажів та навчальних заходів з правил експлуатації та безпеки.
- Підтримка знань персоналу щодо актуальних процедур та норм.

Пожежна безпека та аварійна готовність:

- Установка та обслуговування систем пожежогасіння.
- Розробка та впровадження планів дій у разі аварій, включаючи евакуаційні процедури.

Відповідність стандартам безпеки:

- Контроль за дотриманням вимог стандартів безпеки при експлуатації електроустаткування.
- Виконання рекомендацій виробника щодо використання двигуна.

Ці заходи спрямовані на мінімізацію ризиків для персоналу та забезпечення стабільної роботи обладнання.

Таблиця 5.3 - Можливі види робіт

Область робіт	Перелік робіт
ЕУ	<ol style="list-style-type: none"> 1. Профілактичний поточний ремонт 2. Профілактичний капітальний ремонт 3. Зовнішній огляд 4. Контроль рівня масла 5. Контроль температури масла 6. Відбирання проб масла для випробувань та аналізу 7. Періодичні випробування ізоляції
Система охолодження (природна циркуляція масла та примусовий обдув повітрям)	<ol style="list-style-type: none"> 1. Зовнішній огляд 2. Профілактичний поточний ремонт 3. Перевірка стану комплектуючих, які піддаються псуванню 4. Зміна зношених підшипників електродвигунів 5. Очищення пакетів масляних фільтрів 6. Перевірка вентиляторів та їхньої автоматики
Герметичні маслонаповнені вводи	<ol style="list-style-type: none"> 1. Зовнішній огляд 2. Контроль та регулювання тиску масла всередині вводу 3. Відбирання проб масла для випробувань та аналізу 4. Перевірка надійності заземлення спеціальних і вимірювальних ввідів 5. Заміна верхніх ущільнень 6. Випробування ввідів
Розширник, стрілкові вказівники масла, повітроосушники	<ol style="list-style-type: none"> 1. Чистка внутрішньої порожнини розширника 2. Перевірка технічного стану вказівників масла 3. Контроль стану або заміна силікогелю та рівня масла в масляному затворі 4. Перевірка стану гнучкої оболонки розширника
Газовий захист	<ol style="list-style-type: none"> 1. Зовнішній огляд 2. Профілактичний контроль та відновлення
Вбудовані трансформатори струму	<ol style="list-style-type: none"> 1. Перевірка опору ізоляції вторинних обмоток 2. Зняття та аналіз характеристик намагнічування на робочому коефіцієнті трансформації
Запобіжний клапан	Перевірка стану

Таблиця 5.4 – Склад бригад

Спеціальність	Розмір штату	Група з електробезпеки
Головний інженер-електрик	1	5
Технік-електрик	1	4
Електромонтер з обслуговування	2	3
Слюсар-електрик	1	2

5.3 Визначення умов праці та шкідливих чинників на робочому місці

У таблиці 5.5 наведено характеристики умов праці з їхніми числовими показниками, зіставленими з гранично допустимими значеннями. Подібним чином визначено небезпечні та шкідливі фактори, які впливають на робоче місце. Результати представлені в таблицях 5.6а та 5.6б.

Таблиця 5.5 - Умови праці при експлуатації ТРДНС-40000/20 і Siemens 1LA7

Найменування	Характеристика	Максимальні значення	Нормоване значення
Мікроклімат [20]	1. Температура взимку	1. -20°C	1. 20°C
	2. Відносна вологість взимку	2. 80%	2. 75%
	3. Швидкість вітру взимку	3. 10 м/с	3. 0.5 м/с
	4. Температура влітку	4. +35°C	4. 28°C
	5. Відносна вологість влітку	5. 65%	5. 75%
	6. Швидкість вітру влітку	6. 8 м/с	6. 0.5-0.6 м/с
Важкість праці [21]	Статичні і динамічні навантаження	Категорія робіт III	
Напруженість праці [21]	Нервово-психологічні навантаження	2	
Освітлення при роботі з трансформатором	Природне	100%	

Таблиця 5.6а – Шкідливі чинники при експлуатації ТРДНС-40000/20

Небезпечні і шкідливі чинники	Перелік небезпечних і шкідливих речовин	Фактичне значення	Гранично допустиме значення
Електричного походження [10]	1. Напруга 2. Струм	1. 20/0,4 кВ 2. 400 А	1. 6 В 2. 0,6 мА
Фізичні [6,22]	1. Шум 2. Робота на висоті	1. 110 дБА 2. 5,5 м	1. 85 дБА 2. 1,3 м
Хімічні [18]	Робота з трансформаторним маслом	18,5 т	Клас небезпечності III
Напруженість роботи	Нервово-психологічні навантаження	2	2 [7]

Таблиця 5.6б – Шкідливі чинники при експлуатації Siemens 1LA7

Небезпечні і шкідливі чинники	Перелік небезпечних і шкідливих речовин	Фактичне значення	Гранично допустиме значення
Електричного походження [10]	Напруга Струм	0,4 кВ 150 А	6 В 0,6 мА
Фізичні [6,22]	Шум Робота на висоті	75 дБА 1 м	85 дБА 1,3 м
Напруженість роботи	Нервово-психологічні навантаження	2	2 [7]

5.4 Вибір технічних засобів і заходів робіт в електроустановках

Результати підбору технічних і організаційних заходів для усунення впливу небезпечних факторів та покращення умов праці подано в таблиці 5.7.

Таблиця 5.7 - Технічні і організаційні заходи

Найменування заходу	Опис, показники, характеристики
Знак безпеки	Знак безпеки «Висока напруга!» наноситься або кріпиться на корпус ЕУ.
Сигналізація марки АВВ	Світлова сигналізація на щиті керування та спеціальна сигналізація вказує про виникнення аварії за допомогою сигнальних ламп та звукових сигналів, сигналізація спрацьовує у випадках надмірної температури, перевищення напруги та струму, аварійні стани роботи, несправності.
Захисне заземлення	Максимальна напруга при заземленні: максимальна напруга при заземленні, яка не повинна перевищувати 5 Для забезпечення безпеки працівників. Резервне заземлення: для надійності та можливості переведення системи на інший заземлювач у разі потреби. Ізоляційний опір: ізоляційний опір системи заземлення повинен бути не менше 1 МОм, щоб уникнути витoku струму.
Маркування	Маркування на самій ЕУ ТРДНС-40000/20V1, Siemens 1LA7
Вид дозвільного документу на виконання робіт	Наряд-допуск, виконуються такі роботи: Перевірка стану двигуна, проведення необхідних регулювань та заміна деталей за потреби. Виконання вимірювань електричних параметрів, ізоляційного опору, перевірка витрати електроенергії та інших важливих показників. Виконання пусконаладжувальних процедур для забезпечення ефективної роботи двигуна та трансформатора. Роботи, пов'язані зі зміною режимів роботи, перевіркою та корекцією параметрів під час експлуатації. Проведення ремонтних заходів, включаючи заміну деталей, ремонт ізоляції, відновлення електромагнітних обмоток тощо. Виконання заходів з електробезпеки, включаючи перевірку електрозахисту, ізоляції та встановлення засобів захисту. Маркування та ідентифікація обладнання
Категорія робіт щодо заходів безпеки	Роботи без напруги. Роботи поблизу струмовідних частин.
Підготовка робочого місця	1. Виконати необхідні відключення та вжити заходи, які перешкоджають подачі напруги до місця роботи внаслідок помилкового чи самовільного включення комутаційної апаратури; 2. Перевірити відсутність напруги на струмовідних частинах, які повинні бути заземлені; 3. Приєднати до «землі» переносні заземлення;
Порядок виконання робіт	Перед допуском до роботи відповідальний керівник і виконавець робіт, перевіряють виконання технічних заходів з підготовки робочого місця. Після перевірки технічних заходів проводиться допуск бригади, який полягає в тому: 1. Чи відповідає склад бригади і кваліфікація включених в неї осіб записам в наряді; 2. Прочитують за нарядом прізвища відповідального керівника, виконавця робіт, склад бригади і зміст дорученої роботи, пояснює бригаді, звідки знята напруга, де встановлені заземлення, які частини з сусідніх приєднань залишилися під напругою і які особливі умови при проведенні робіт повинні дотримуватися;
Плакати безпеки	Заборонні. На ключах дистанційного керування комутаційних апаратів вивішені заборонні плакати; Вказівні. На робочому місці: «Заземлено» Застережні. На робочому місці: «Стій - висока напруга», «Не вилазь - уб'є» Розпорядчі. На робочому місці: «Працювати тут»

Виконаємо розрахунок для однієї з електричної установки:

Щоб захистити персонал від непрямого дотику, проведемо розрахунок захисного заземлення силового перетворювача напруги.

Вихідні дані:

1. Напруга заземлюючого обладнання: $U_{\text{обл}} = 20$ кВ.

2. Місцевість, на якій відбувається встановлення силового апарату.

Питомий опір ґрунту $\rho = 100$ Ом · м (суглинок).

3. Для електричної установки понад 10,5 кВ, можна прийняти, що опір $R_{\text{доп}} = 4$ Ом.

4. В якості вертикальних заземлювачів ми будемо використовувати круглі стрижні довжиною 5 метрів і шириною 0,01 метра. В якості горизонтальної анкерної системи ми будемо використовувати сталевий трос діаметром 0,01 м і прольотом 10 м.

Розрахунковий питомий опір ґрунту:

$$\rho_{\text{розр}} = \rho_{\text{таб}} \cdot \Psi_1 = 100 \cdot 1.5 = 150 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Заземлювачі розташовують біля поверхні землі або нижче межі промерзання (0,7-0,8 м). У цьому випадку вибирають глибину 0,7 м.

Відстань від поверхні ґрунту до середини ВЗ:

$$t = t_0 + \frac{l_1}{2} = 0.7 + \frac{5}{2} = 3.2 \text{ м}$$

Опір розтікання ВЗ:

$$\begin{aligned} R_{\text{В1}} &= \frac{\rho_{\text{розр}}}{2 \cdot \pi \cdot l_1} \cdot \left(\ln \left(\frac{2 \cdot l_1}{d} \right) + \frac{1}{2} \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot t + l_1}{4 \cdot t - l_1} \right) \right) = \\ &= \frac{150}{2 \cdot 3.14 \cdot 5} \cdot \left(\ln \left(\frac{2 \cdot 5}{0.01} \right) + \frac{1}{2} \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot 3.2 + 5}{4 \cdot 3.2 - 5} \right) \right) = 13.606 \text{ Ом} \end{aligned}$$

$$R_{\text{В1}} > R_{\text{шт}}$$

Необхідно сполучити декілька ВЗ:

$$n = \frac{R_{\text{В1}}}{R_3 \cdot \eta_e} = \frac{13.606}{4 \cdot 0.68} = 5.002 \text{ шт} \approx 5 \text{ шт}$$

Довжина ГЗ в контурному виконанні:

$$l_{\Gamma} = a \cdot n = 10 \cdot 5 = 50 \text{ м}$$

де, $a/l_1 = 2, a = 2 \cdot l_1 = 10 \text{ м}$.

Опір розтікання ГЗ:

$$R_{\Gamma} = \frac{\rho_{\text{розр } \Gamma}}{2 \cdot \pi \cdot l_{\Gamma}} \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot l_{\Gamma}^2}{b_{\Gamma} \cdot t_{\Gamma}} \right) = \frac{100 \cdot 3.5}{2 \cdot 3.14 \cdot 50} \cdot \ln \left(\frac{50^2}{0.01 \cdot 0.695} \right) = 14.253 \text{ Ом}$$

Опір розтікання штучного ЗП:

$$R'_{\text{шт}} = \frac{R_{\text{В1}} \cdot R_{\Gamma}}{R_{\text{В1}} \cdot \eta_{\Gamma \text{ еф}} + R_{\Gamma} \cdot n \cdot \eta_{\text{В еф}}} = \frac{13.606 \cdot 14.253}{13.606 \cdot 0.55 + 14.253 \cdot 5 \cdot 0.73} = 3.259 \text{ Ом}$$

$$R'_{\text{шт}} \leq R_{\text{доп}}$$

Отриманий результат гарантує потрібний рівень безпеки.

5.5 Підбір засобів індивідуального захисту та електрозахисних засобів

Крім технічних і організаційних заходів для зниження впливу шкідливих речовин і покращення умов праці, необхідно обрати засоби індивідуального захисту та набір електрозахисних засобів. Результати цього вибору подано в таблицях 5.8 та 5.9 відповідно.

Таблиця 5.8 - Засоби індивідуального захисту

Вид ЗІЗ	Призначення	Марка або маркування
Робочий одяг	Робочий одяг із захистом від механічних впливів	Марка: GuardProTech Маркування: EN ISO 13688, EN 388 - Клас 2, CE-маркування, Клас захисту 3
Захисне взуття	Захист ніг від механічних ударів, забруднень та забезпечення антистатичних та електроізоляційних властивостей.	Марка: PowerStride ElectricGuard Маркування: PSEG, EN ISO 20345, Антистатичне, Електроізоляційне.
Захист рук - нарукавники та рукавички	Захист рук від механічних впливів та забезпечення комфорту під час роботи.	Марка: SafeHands Pro Маркування: SHP, Клас 2 (висока міцність).
Захист голови - Шолом з електроізоляційною вкладкою	Захист голови від механічних ударів та надання електроізоляції.	Марка: ShockShield Pro Маркування: SSP, Ізоляційна вкладка, Клас 0.
Захист очей - Захисні окуляри та щиток для обличчя	Захист очей та обличчя від частинок, бризок та інших потенційно небезпечних об'єктів.	Марка: VisionGuard Ultra Маркування: VG Ultra, EN 166, Категорія 1 (для механічних впливів).
Захист органів слуху - Наушники з активним шумозаглушенням	Активне шумозниження для захисту слуху	Марка: SonicGuard Pro Маркування: SGPro, EN 352, Клас 5 (активне шумозаглушення).
Захист для роботи на висоті	Захисту робітників в разі падіння з висоти під час виконання робіт	Пояс лямковий ПЛК 3
Дихальні захисні засоби	Захист органів дихання від аерозолів, частинок та інших забруднюючих факторів.	Марка: BreatheShield MaxFlow Маркування: BSMF, FFP3 (висока ефективність фільтрації).

Таблиця 5.9 - Електрозахисні засоби

Вид ЕЕЗ	Найменування	Технічні характеристики
Електрозахисний засіб індивідуального захисту	Електроізоляційний комбінезон	Електроізоляційний текстиль
	Шолом із вставкою для електроізоляції	Полімерні композити
	Захисні окуляри та щиток	Ударостійке пластикове скло
	Захисні рукавники та електроізоляційні рукавички	Електроізоляційний каучук
	Електроізоляційне взуття	Електроізоляційна шкіра,
	Дихальна маска	Наявність клапана для видалення вихлопних газів
Контрольно-сигнальні прилади	Ізолювальні кліщі	Забезпечення ізоляції від електричного струму, захист від ураження електричним струмом.
	Електровимірювальні кліщі	Вимірювання напруги, опору струму
	Вимірювальні та індикаторні пристрої	Вольтметр, Амперметр, Індикатор напруги.
	Сигнальні лампи та світлові сигналізатори	Сигнальна лампа, Світловий індикатор

5.6 Визначення основних небезпек та запобіжних заходів

Для запобігання аварійним ситуаціям доцільно заздалегідь ідентифікувати основні небезпеки, їхні причини та можливі наслідки, а також заходи з їх уникнення. Ця інформація наведена в таблицях 5.10 та 5.11

Таблиця 5.10 - Основні джерела небезпеки

Джерело небезпеки	Причини небезпеки	Наслідки небезпеки
Електричний удар	Неправильне підключення, пошкодження ізоляції.	Травми, ураження електричним струмом, смерть.
Механічні травми	Недостатня увага до рухомих частин, відсутність захисних засобів	Травми, ушкодження обладнання
Пожежа	Коротке замикання, перевищення температури, виток електроліту	матеріальні збитки, травми
Вплив електромагнітного поля	Інтенсивна робота електрообладнання	Вплив на здоров'я, електромагнітна несумісність, ризик хронічних захворювань
Коротке замикання	Ушкодження ізоляції	Виникнення пожежі, пошкодження обладнання
Обрив фазного проводу	Механічне ушкодження	Виникнення нещасного випадку, пошкодження обладнання
Розлив трансформаторного масла	Удари, корозія, перегрів, неякісне масло, недотримання норм	Масивний вилив, пожежа, вилив масла.

Таблиця 5.11 - Перелік заходів і засобів

Вид заходу	Вимоги
Ізоляція та блокування	Застосування ізолюючих матеріалів та пристроїв для уникнення контакту з електричними частинами
Сигналізація та попередження	Встановлення сигналізаційних пристроїв для попередження про напругу та небезпеку. Вивчення звукових та візуальних сигналів, що вказують на роботу обладнання.
Первинні засоби пожежогасіння (вогнегасник, пожежний інвентар)	Вогнегасник через кожні 50 м. Вид вогнегасника вуглекислотний, порошковий. Щит з інвентарем (1 щит на 500 м ²)
Електрозахисні засоби	Використання ізольованих матеріалів для обслуговування та ремонту. Заземлення обладнання для зменшення ризику електричного ураження.
Маслоприймачі, масловідводи і маслосбірники	Об'єм маслоприймача повинен бути розрахований на одночасне приймання 100% масла. Масловідводи повинні забезпечувати відведення 50% масла не довше ніж за 0,25 год
Водопровід з живленням від існуючої зовнішньої мережі	Тиск в зовнішній мережі протипожежного водопроводу не повинен перевищувати 10 кг/см ²
Безпека при роботі на висоті	Застосування засобів безпеки для робіт на висоті, включаючи спеціальні пристрої для фіксації та страхування.
Проведення планових та аварійних перевірок	Регулярне технічне обслуговування та перевірки стану обладнання для попередження аварій та збереження його ефективності.
Сигналізація та контроль	становлення контрольно-сигнальних приладів для миттєвого виявлення відхилень в роботі обладнання. Використання звукової сигналізації для попередження про аварійні ситуації.
Навчання та тренінги	Постійні, періодичні (раз на рік)
Перевірка від пошкоджень ізоляції обмоток трансформатора	Відповідно до вимог СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007
Випробування вводів	Відповідно до вимог СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007
Перевірка засобів які запобігають пожежі	Відповідно до технічних умов
План дій з попередження надзвичайних ситуацій	Відділ з охорони праці

Висновок до п'ятого розділу:

Розділ охорони праці акцентує увагу на необхідності застосування засобів індивідуального захисту, таких як ізолювальні кліщі та засоби моніторингу небезпечних параметрів. Проведено розрахунок штучного заземлення та визначено заходи запобігання аварійним ситуаціям, зокрема при роботі з трансформаторами та іншими елементами системи. Дотримання техніки безпеки мінімізує ризики ураження електричним струмом і пожежі.

ВИСНОВОК

Магістерська робота на тему "Дослідження режиму нейтралі в системі власних потреб теплоелектроцентралі" є всебічним аналізом та оптимізацією електроенергетичних систем для підвищення їх ефективності, безпеки та надійності.

У роботі проведено вибір структурної схеми ТЕЦ, здійснено порівняння технічних та економічних показників для різних варіантів конфігурації системи. Визначено оптимальні параметри для турбогенераторів, трансформаторів зв'язку, автотрансформаторів, а також інших елементів системи, що забезпечують енергетичну стабільність і ремонтпридатність.

Розділ з розрахунку струмів короткого замикання демонструє ретельний підхід до оцінки параметрів струмів у ключових точках електричної мережі. Проведена перевірка комутаційного обладнання засвідчила відповідність обраних вимикачів, роз'єднувачів та трансформаторів необхідним технічним вимогам. Це сприяє зменшенню аварійних ризиків та забезпечує довговічність роботи обладнання.

Особлива увага приділена оптимізації режиму нейтралі. Встановлено доцільність використання резисторного заземлення, яке дозволяє знизити струми короткого замикання, підвищити електробезпеку персоналу та мінімізувати втрати енергії. Проведений порівняльний аналіз варіантів заземлення нейтралі дозволив розробити рекомендації щодо покращення експлуатаційних характеристик системи власних потреб ТЕЦ.

Інноваційний проєкт "NeutralControl" є важливим елементом роботи. Цей проєкт базується на сучасних технологіях моніторингу та автоматизації, що дозволяє значно підвищити ефективність управління режимами нейтралі. Визначено його техніко-економічну доцільність та потенціал інтеграції в різні енергетичні системи.

Охорона праці та безпека під час експлуатації обладнання розглядається як невід'ємний аспект забезпечення стабільної роботи електростанції. Розроблені за-

ходи включають використання засобів індивідуального захисту, систем моніторингу небезпечних параметрів та оптимізацію умов праці.

У підсумку, виконана магістерська робота має вагомим практичне значення для вдосконалення енергетичних систем, сприяючи підвищенню їх економічної ефективності, надійності та безпеки. Результати дослідження можуть бути використані для модернізації існуючих ТЕЦ та впровадження інноваційних підходів в управління електромережами.

ЛІТЕРАТУРА

1. Методичні рекомендації до виконання випускної кваліфікаційної роботи [Електронний ресурс]: методичні рекомендації на здобуття освітнього ступеня «Магістр» за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» за освітньо-професійної програми «Електротехнічні системи електроспоживання» деної та заочної форм навчання / Укладачі С. М. Балюта, Ю. А. Чорний, – К.: НУХТ. – 2022. – 32 с.
2. Електрична частина станцій та підстанцій: виконання та оформлення курсового проекту [Електронний ресурс]: навчальний посібник для студентів всіх форм навчання спеціальності 141 - Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка за освітньою програмою «Електричні станції», П.Л. Денисюк, Ю.П. Матеєнко, Р.В. Вожаков, Є.І. Бардик. Національний технічний університет України «КПІ ім. Ігоря Сікорського», 2021 р., 70 с.
3. СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-101:2014 «Норми технологічного проектування електроенергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище».
4. Правила улаштування електроустановок. - Міненерговугілля України. - 2017. - 617 с.
5. Гаряжа В.М. Конспект лекцій з курсу «Електрична частина станцій та підстанцій» (частина 1) /В.М. Гаряжа, А.О. Карюк; Харків. нац. ун-т міськ. госпва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018. – 149 с
6. Проектування електричної частини електричних станцій та підстанцій: Навчальний посібник/ Укл.: Є.І. Бардик, П.Л. Денисюк, Ю.В. Безбереж'єв/ – К.: НТУУ «КПІ», 2011 – 105 с.
7. Проектування електричної частини електричних станцій та підстанцій. Частина 2: Навчальний посібник/ Укл.: Є.І. Бардик, П.Л. Денисюк, Ю.В. Безбереж'єв/ – К.: НТУУ «КПІ», 2012 – 82 с.
8. Проектування електричної частини електричних станцій та підстанцій. Частина 3: Навчальний посібник/ Укл.: П.Л. Денисюк, Ю.В. Безбереж'єв, О.Г. Філатов/ – К.: НТУУ «КПІ», 2014 – 103 с.

9. Основи проектування теплових та гідравлічних електростанцій: Методичні вказівки до виконання розрахунково-графічної роботи/ Укл.: П.Л. Денисюк, Є.І. Бардик, Р.В. Вожаков/ – К.: НТУУ «КПІ», 2012 – 66 с.

10. Ткачук К.Н. Охорона праці і промислова безпека / К.Н. Ткачук, В.В. Зацарний, М.Ф. Каштанов, Л.Д. Третякова та ін. // К.: Лібра, 2010. – 425 с.

11. Третякова Л.Д., Литвиненко Г.Є. Засоби індивідуального захисту: виготовлення та застосування: навчальний посібник. Київ: Лібра, 2008. 317 с.

12. Третяков О.В. Охорона праці / О.В. Третяков, В.В. Зацарний, В.Л. Безсонний // Харків, УЦЗУ, 2009. – 436 с.

13. Правила улаштування електроустановок. Розділ 1. Загальні правила. Розділ 1.7. Заземлення і захисні заходи безпеки. (ПУЕ – 2016), введений з 1.01. 2017 р. Вимоги розділу поширюються на електроустановки змінного і постійного струмів, які проектують, будують або реконструюють. Вимоги цього розділу можна також застосовувати до діючих електроустановок.

14. ДСанПіН 3.3.6.096-2002. Державні санітарні норми і правила при роботі з джерелами електромагнітних полів.

15. ДСН 3.3.6.037-99. Державні санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку.