

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ ТА НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ АВІАЦІЙНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
АЕРОКОСМІЧНИЙ ФАКУЛЬТЕТ
КАФЕДРА КОМП'ЮТЕРИЗОВАНИХ ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ
СИСТЕМ ТА ТЕХНОЛОГІЙ**

ДОПУСТИТИ ДО ЗАХИСТУ

Завідувач кафедри

В.П. Квасніков

«_____» _____ 2023 р.

**ДИПЛОМНА РОБОТА
(ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА)
ЗДОБУВАЧА ОСВІТНЬОГО СТУПЕНЯ «БАКАЛАВР»**

Тема: «Електрична частина теплоелектроцентралі ТЕЦ-750 МВт»

Виконавець:

_____ **Крещенко М.О.**
(підпис) (П.І.Б.)

Керівник:

_____ **к.т.н., доц., Сірий Д.Т.**
(підпис) (П.І.Б.)

Нормоконтролер:

_____ **к.т.н., доц., Катаєва М.О.**
(підпис) (П.І.Б.)

КИЇВ 2023

**НАЦІОНАЛЬНИЙ АВІАЦІЙНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
АЕРОКОСМІЧНИЙ ФАКУЛЬТЕТ**

Кафедра: комп'ютеризованих електротехнічних систем та технологій

Освітній ступінь: «Бакалавр»

Спеціальність: 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач випускової кафедри

_____ В.П. Квасніков

« _____ » _____ 2022 р.

ЗАВДАННЯ

на виконання дипломної роботи

Крещенка Михайла Олексійовича

(прізвище, ім'я, по батькові)

- 1. Тема роботи:** «Електрична частина теплоелектроцентралі ТЕЦ-750 МВт»
затверджена наказом ректора від
- 2. Термін виконання роботи:** з 21.12.22 р. по 28.02.23 р.
- 3. Вихідні данні до роботи:** ТЕЦ-750 МВт працює в складі енергосистеми і служить для централізованого теплоелектрозабезпечення; потужність – 750 МВт; три турбогенератори; розподільчі установки РУСН-110 кВ, РУВН-330 кВ; дві повітряні лінії напругою 110 кВ та три повітряні лінії напругою 330 кВ; незначне навантаження мережі 6-10 кВ.
- 4. Зміст пояснювальної записки:** Вступ. Розділ 1. Особливості роботи і проектування теплоелектроцентралей. Розділ 2. Вибір головної електричної схеми ТЕЦ-750 МВт . Розділ 3. Розрахунок струмів короткого замикання. Розділ 4. Вибір електричних апаратів і струмопровідних частин. Висновки. Список використаних джерел.
- 5. Перелік обов'язкового графічного матеріалу:** структурні електричні схеми ТЕЦ-750 МВт; схеми електричні принципові ТЕЦ-750 МВт; розрахункова схема КЗ та схема заміщення; схема електропостачання власних потреб.

6. Календарний план-графік

№ пор.	Завдання	Термін виконання	Відмітка про виконання
1	Ознайомлення з проектною документацією	21.12.22-25.12.22	Виконано
2	Постановка задачі	26.12.22-31.12.22	Виконано
3	Розділ 1. Особливості роботи і проектування теплоелектроцентралей	02.01.23-10.01.23	Виконано
4	Розділ 2. Вибір головної електричної схеми ТЕЦ-750 МВт	11.01.23-23.01.23	Виконано
5	Розділ 3. Розрахунок струмів трифазного короткого замикання	24.01.23-31.01.23	Виконано
6	Розділ 4. Вибір електричних апаратів і струмопровідних частин	01.02.23-07.02.23	Виконано
7	Оформлення вступу, реферату, висновків, переліку посилань	08.02.23-11.02.23	Виконано
8	Виконання ілюстративного матеріалу та написання доповіді	12.02.23-15.02.23	Виконано
9	Усунення недоліків та закінчення оформлення пояснювальної записки	16.02.23-19.02.23	Виконано

7. Дата видачі завдання: 21. 12. 2022 р.

Керівник дипломної роботи _____ Сірий Д. Т.

Завдання прийняв до виконання _____ Крещенко М.О.

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка дипломної роботи «Електрична частина теплоелектроцентралі ТЕЦ-750 МВт» включає: 48 сторінки, 11 рисунків, 14 таблиць, 10 використаних джерел.

ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯ, ТУРБОГЕНЕРАТОР, ЕЛЕКТРИЧНА СХЕМА, ТРАНСФОРМАТОР, АВТОТРАНСФОРМАТОР ЗВ'ЯЗКУ, ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ, ВИМИКАЧ, РОЗ'ЄДНУВАЧ.

Об'єкт дослідження: теплоелектроцентралі ТЕЦ-750 МВт.

Предмет дослідження: електрична частина теплоелектроцентралі ТЕЦ-750 МВт.

Мета дипломної роботи: розробка надійної та економічної електричної частини теплоелектроцентралі ТЕЦ-750 МВт з використанням новітньої комутаційної апаратури.

Методи дослідження: теоретичні основи електротехніки, теорія проектування електричних станцій і підстанцій, фізика, спостереження.

Засоби підвищення надійності та ефективності ТЕЦ потужністю 750 МВт були:

- вибір головної електричної схеми, що задовольнить потреби надійності, зручності експлуатації, економічності;
- вибір електричних апаратів і струмопровідних частин, що задовольнятимуть техніко-економічне обґрунтування.

Найбільш економічний варіант електричної частини теплоелектроцентралі ТЕЦ-750 МВт вибраний на підставі техніко-економічного порівняння двох можливих варіантів.

ЗМІСТ

Вступ.....	7
Розділ 1. Особливості роботи і проектування теплоелектроцентралей....	9
1.1. Особливості роботи теплоелектроцентралей.....	9
1.2. Основні вимоги до електричної частини електроустановок.....	10
1.3. Структурні схеми теплоелектроцентралей	11
Розділ 2. Вибір головної електричної схеми ТЕЦ-750 МВт.....	13
2.1. Вибір схеми приєднання електростанції до енергосистеми	13
2.2. Вибір турбогенераторів.....	14
2.3. Вибір варіанта структурної електричної схеми ТЕЦ-750 МВт.....	14
2.4. Вибір блочних силових трансформаторів.....	16
2.5. Вибір автотрансформаторів зв'язку.....	17
2.6. Вибір схеми електричних з'єднань високовольтних розподільчих установок.....	19
2.7. Техніко-економічне обґрунтування вибору головної електричної схеми.....	22
Розділ 3. Розрахунок струмів трифазного короткого замикання.....	26
3.1. Складання розрахункової схеми і схеми заміщення.....	26
3.2. Розрахунок струму трифазного короткого замикання на збірних шинах 110 кВ.....	29
Розділ 4. Вибір електричних апаратів і струмопровідних частин.....	34
4.1. Вибір вимикачів і роз'єднувачів.....	34
4.2. Вибір трансформаторів струму.....	36
4.3. Вибір трансформаторів напруги.....	38
4.4. Вибір струмопровідних частин.....	40
4.5. Вибір електричних апаратів за номінальними параметрами.....	41
4.6. Вибір трансформаторів власних потреб та схеми електропостачання власних потреб.....	43
Висновки.....	47
Список використаної літератури.....	48

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

- АЕС – атомна електрична станція;
- АТ – автотрансформатор;
- ВЕС – вітроелектростанція;
- ВП – власні потреби;
- ВРУ – відкрита розподільча установка;
- ГАЕС – гідроакумулююча електростанція;
- ГЕС – гідроелектростанція;
- ЕРС – електрорушійна сила;
- ЕС – електрична станція;
- ЗРУ – закрита розподільна установка;
- КЕС – конденсаційна електростанція;
- КРУ – комплектна розподільна установка;
- КРУЗ – комплектна розподільна установка зовнішнього установлення;
- КЗ – коротке замикання;
- ЛЕП – лінія електропередачі;
- НН – нижча напруга;
- ОЕС – об'єднана енергетична система;
- ПУЕ – правила улаштування електроустановок;
- РУ – розподільчий пристрій;
- РУ ВН – розподільча установка високої напруги;
- РУ СН – розподільча установка середньої напруги;
- РТВП – резервний трансформатор власних потреб;
- СН – середня напруга;
- Т – трансформатор;
- ТВП – трансформатор власних потреб;
- ТЕС – теплова електрична станція;
- ТЕЦ – теплоелектроцентрально.

ВСТУП

Електроенергетика – базова галузь економіки України. Вона одна з найстарших в Україні. Виробництво електроенергії ґрунтується на спалюванні вугілля, мазуту, природного газу, використанні атомної енергії, енергії води та Сонця.

Основою електроенергетики України є об'єднана енергетична система (ОЕС) України, яка здійснює централізоване електрозабезпечення внутрішніх споживачів, взаємодіє з енергосистемами суміжних країн, забезпечує експорт, імпорт і транзит електроенергії.

Об'єднана енергетична система України – сукупність електростанцій, електричних і теплових мереж, інших об'єктів електроенергетики, що об'єднані спільним режимом виробництва, передачі та розподілу електричної й теплової енергії за їх централізованого управління.

Протяжність українських електричних мереж становить понад 1 млн кілометрів повітряних та кабельних ліній електропередачі напругою 6-750 кВ. Створення потужних електростанцій обумовили розвиток системоутворюючих мереж – магістральних ліній електропередачі 220, 330, 400, 500 і 750 кВ змінного та 800 кВ постійного струму, протяжністю понад 22,5 тис. км.

Централізоване виробництво електричної енергії в ОЕС здійснюють:

- 15 найпотужніших теплових електростанцій та 27 ТЕС з фактичною потужністю більше 20 МВт;
- вісім гідравлічних електростанцій;
- чотири атомні електричні станції.

Незначну частину енергій виробляють дизельні електростанції, ТЕС з газотурбінними (ГТУ) і парогазовими установками (ПГУ) та відновлювальні джерела енергії: сонячні (СЕС), вітрові (ВЕС), геотермальні (ГеоТЕС) і приливні електростанції (ПЕС).

Теплові електричні станції (ТЕС) поділяються на конденсаційні (КЕС) і теплофікаційні (ТЕЦ) – теплоелектроцентралі.

Проектована ТЕЦ-750 МВт працює в складі енергосистеми і служить для централізованого тепло- та електрозабезпечення великого промислового району. Зв'язок з системою виконується одинадцяттю повітряними лініями 110 кВ та трьома повітряними лініями 330кВ. На цій ТЕЦ використовують три турбогенератори ТВВ-320-2. Основне паливо – вугілля, мазут, газ.

Мета дипломної роботи: розробка надійної та економічної електричної частини теплоелектроцентралі ТЕЦ-750 МВт з використанням новітньої комутаційної апаратури.

В першому розділі розглянуті особливості роботи теплоелектроцентралей, вимоги до їх електричної частини та можливі варіанти структурних електричних схем ТЕЦ.

В другому розділі на основі вихідних даних виконаний вибір схеми приєднання електростанції до енергосистеми та типів силових енергоблоків. Найбільш економічний варіант електричної частини теплоелектроцентралі ТЕЦ-750 МВт вибраний на підставі техніко-економічного порівняння двох можливих варіантів.

В третьому розділі розраховані струми трифазного короткого замикання на збірних шинах РУСН-110 кВ. Ці дані використовуються далі при виборі електричних апаратів.

В четвертому розділі вибрані електричні апарати і струмопровідні частини схеми приєднання електростанції до енергосистеми та трансформатори власних потреб схеми електропостачання власних потреб.

В результаті виконання дипломної роботи була розроблена електрична частина теплоелектроцентралі ТЕЦ-750 МВт в відповідності з завданням на дипломну роботу.

РОЗДІЛ 1

ОСОБЛИВОСТІ РОБОТИ І ПРОЕКТУВАННЯ

ТЕПЛОЕЛЕКТРОЦЕНТРАЛЕЙ

1.1. Особливості роботи теплоелектроцентралей

Теплоелектроцентралі (ТЕЦ) призначені для централізованого постачання промислових підприємств і міст теплом і електроенергією. Вони відрізняються від конденсаційних електростанцій використанням тепла «відпрацьованого» в турбінах пару для потреб виробництва, опалення, вентиляції і гарячого водопостачання, для чого добавлено бойлер (рис. 1.1). При такому комбінованому виробленні електричної і теплової енергії досягається значна економія палива порівняно з роздільним енергопостачанням, тобто виробленням електроенергії на конденсаційних електростанціях і отриманням тепла від місцевих котелень. Тому станції ТЕЦ одержали широке поширення в районах і містах з великим споживанням тепла.

Радіус дії потужних міських ТЕЦ при постачанні гарячої води для опалення не перевищує 10 км. Заміські ТЕЦ передають гарячу воду при більш високій початковій температурі на відстані до 30 км. Пара для виробничих процесів при тиску 0,8-1,6 МПа (8-16 атм) може бути передана не далі ніж на 2-3 км. При середній щільності теплового навантаження потужність ТЕЦ зазвичай не перевищує 300-500 МВт. Лише в найбільших містах з великою щільністю навантаження доцільні ТЕЦ потужністю до 1000-1500 МВт (Київ має ТЕЦ 500 і 700 МВт).

Найбільше використання отримали турбіни з одним і двома регульованими відборами пари і конденсорами. Регульовані відбори дозволяють незалежно регулювати у відомих межах відбір тепла і вироблення електроенергії. При неповному тепловому навантаженні вони можуть в разі необхідності розвивати номінальну потужність з пропуском пари в конденсори. Режим ТЕЦ – добовий і сезонний, визначається в основному споживанням тепла. Станція працює найбільш економічно, якщо її електрична потужність відповідає відпуску тепла.

При цьому в конденсатори надходить мінімальна кількість пари. У періоди максимального попиту на тепло, наприклад взимку, при розрахунковій температурі повітря в години роботи промислових підприємств навантаження генераторів ТЕЦ близька до номінальної.

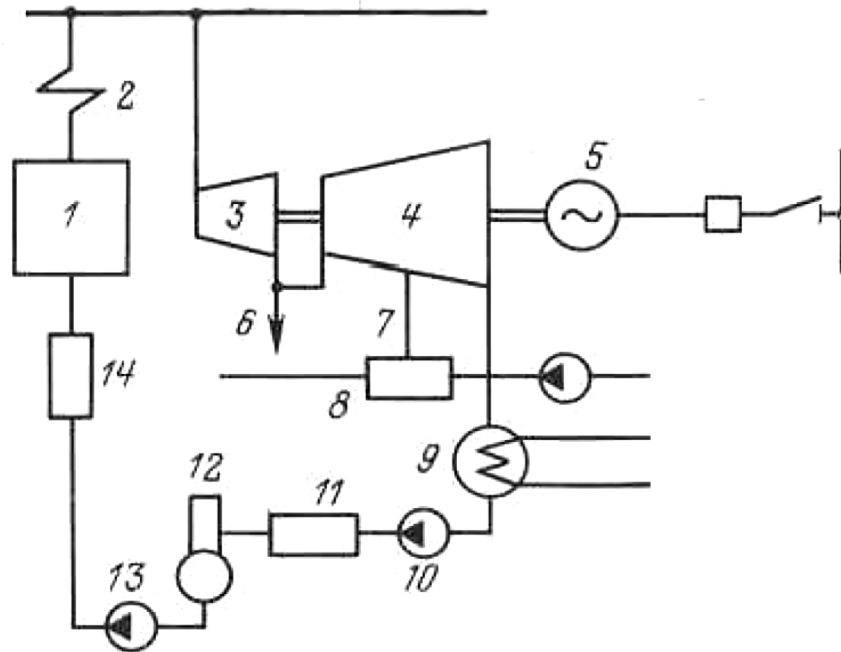


Рис 1.1. Принципова схема теплофікаційного агрегату:

1 - парогенератор; 2 - пароперегрівач; 3 - щабель високого тиску турбіни; 4 - щабель низького тиску; 5 - генератор; 6 - відбір пари для виробництва; 7 - відбір пари для опалення; 8 - бойлер; 9 - конденсатор; 10 - конденсатний насос; 11 - підігрівач низького тиску; 12 - деаератор; 13 - насос живлення парогенератора; 14 - підігрівач високого тиску

1.2. Основні вимоги до електричної частини електроустановок

До схем електричних з'єднань електростанцій та електроустановок пред'являються наступні загальні вимоги:

- 1) економічність;
- 2) надійність роботи;
- 3) гнучкість та практичність експлуатації (найбільша оперативна

гнучкість схеми буде при виконанні операцій над комутаційними апаратами дистанційно або засобами автоматики);

- 4) безпека обслуговування;
- 5) можливість розширення.

На вибір схем електричних з'єднань електростанцій впливає ряд факторів:

- 1) роль станції в енергосистемі;
- 2) кількість та потужність генераторів станції;
- 3) наявність та величина місцевого навантаження;
- 4) шини електростанцій;
- 5) схема та напруга в енергосистемі;
- 6) категорійність споживачів;
- 7) рівень струмів КЗ;
- 8) величини збитку при недопостачанні електроенергії споживачам;
- 9) величина системного збитку при аварійному відключенні генераторів, блоків, міжсистемних зв'язків;
- 10) наявність місць для спорудження РУ (розподільчих установок);
- 11) досвід та ерудиція проектанта.

При проектуванні схеми відшукується оптимальний варіант, який в повній мірі задовольняє переліченим вимогам.

1.3. Структурні схеми теплоелектроцентралей

Структурна електрична схема залежить від складу устаткування (числа генераторів, трансформаторів), розподілу генераторів і навантаження між розподільчими установками різної напруги і зв'язку між цими РУ.

На рис. 1.2 показані структурні схеми ТЕЦ. Якщо ТЕЦ споруджується поблизу споживачів електроенергії $U = 6-10$ кВ, то необхідно мати розподільчу установку генераторної напруги (ГРУ). Кількість генераторів, що приєднуються до ГРУ, залежить від навантаження напругою (6-10 кВ). На рис. 1.2,а два генератори приєднані до ГРУ, а один, як правило, більш потужний, – до

розподільчої установки високої напруги (РУ ВН). Лінії 110-220 кВ, приєднані до цього РУ, здійснюють зв'язок з енергосистемою.

Якщо поблизу ТЕЦ передбачається спорудження енергоємних виробництв, то живлення їх може здійснюватися по ПЛ 35-110 кВ. У цьому випадку на ТЕЦ передбачається розподільча установка середньої напруги (РУ СН) (рис. 1.2, б). Зв'язок між РУ різної напруги здійснюється за допомогою триобмоткових трансформаторів або автотрансформаторів.

При незначному навантаженні мережі 6-10 кВ доцільне блокове з'єднання генераторів із підвищуючими трансформаторами (енергоблоки) без поперечного зв'язку на генераторній напрузі, що зменшує струми КЗ, а замість дорогої ГРУ для приєднання споживачів 6-10 кВ застосовують комплектні РУ, приєднані до енергоблоків відпайками (рис. 1.2, в). Потужні енергоблоки 100-250 МВт, яких номінальні напруги генераторів (15,75 кВ; 18 кВ) відрізняються від напруги розподільчих мереж, приєднуються до РУ ВН без відпайки для живлення споживачів (рис. 1.2, в).

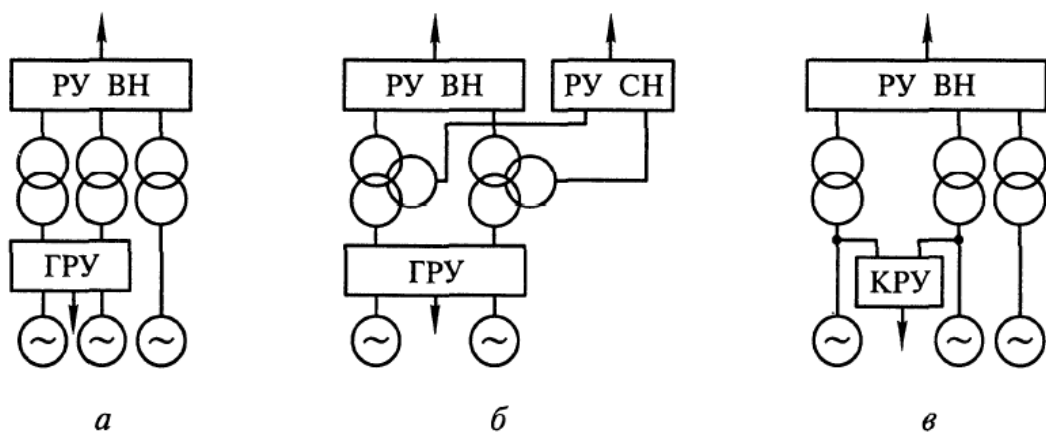


Рис. 1.2. Структурні схеми ТЕЦ

Вибір тієї чи іншої структурної схеми електростанції або підстанції проводиться на підставі техніко-економічного порівняння двох-трьох варіантів, для чого в першу чергу необхідно вибрати кількість і потужність трансформаторів (автотрансформаторів) та інших електричних апаратів.

РОЗДІЛ 2

ВИБІР ГОЛОВНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СХЕМИ ТЕЦ-750 МВт

2.1. Вибір схеми приєднання електростанції до енергосистеми

Для вибору схеми приєднання станції до енергосистеми необхідно визначити напруги, на яких буде видаватися електроенергія, кількість та пропускна здатність лінії на кожній напрузі. Згідно з вихідними умовами видача електроенергії від електростанції може здійснюватись на одній, двох та трьох підвищених напругах.

При виборі числа та пропускної здатності ЛЕП напругою 110 кВ та вище висуваються такі вимоги:

- 1) При відключенні будь-якої з ліній повинна забезпечуватись видача всієї потужності, яку має електростанція;
- 2) При одночасному відключенні двох ЛЕП в повній її схемі або при аварійному відключенні однієї лінії в ремонтному стані схеми мережі допускається обмеження видачі електричної потужності електростанцією (ЕС), але без зупинення блоків.

Проектована ТЕЦ-750 МВт працює в складі енергосистеми і служить для централізованого теплоелектрозабезпечення великого промислового району. Зв'язок з системою виконується повітряними лініями 110 кВ та 330 кВ.

Лінії 110 кВ служать для живлення розподільчих мереж промислового району, а також для видачі вільної потужності ТЕЦ в енергосистему.

Лінії 330 кВ входять до складу основних системоутворюючих мереж системи. Кількість і пропускна здатність ліній електропередачі вибрані з урахуванням вимог надійної роботи електричної системи і системи електрозабезпечення споживачів від розподільної мережі власних потреб ТЕЦ у періоди ремонтів згідно з [2].

2.2. Вибір турбогенераторів

Згідно з завданням на проєктованій ТЕЦ-750 МВт встановлюємо три турбогенератори потужністю 320 МВт, технічні дані яких згідно з [3] наведені в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1

Технічні дані турбогенератора

Тип	Частота обертання об/хв	Номинальні значення					Зверхперехідний індуктивний опір, відн.од.	Система збудження	Охолодження		
		Потужності МВ·А	cos φ	Струму статора, кА	Напруги статора, кВ	ККД, %			статора	ротора	сталі статора
ТВВ-320-2	3000	353	0,85	10,2	20	98,7	0,173	ТН	НВ	НВР	НВ

Примітка 1. Турбогенератор ТВВ-320-2 має безпосереднє охолодження обмотки статора і сталі статора водою (НВ) та водневе охолодження обмотки ротора (НВР). Система збудження – незалежна тиристорна.

Турбогенератори трифазного струму призначені для вироблення електричної енергії при безпосередньому з'єднанні з паровими і газовими турбінами. Обмотки статора – двошарові, стрижневі, ізоляція термореактивна. Ротори виконані з цільнокованої легованої сталі.

2.3. Вибір варіанта структурної електричної схеми ТЕЦ-750 МВт

Структурна схема електричної частини станції визначає розподіл генераторів між РУ різних напруг, склад блоків генератор-трансформатор та вид електромагнітних зв'язків між РУ (трансформаторні або автотрансформаторні).

Розподіл генераторів між РУ різних напруг здійснюється з врахуванням потужності, яка віддається з шин різної напруги. При цьому необхідно прагнути

до того, щоб перетік потужності з РУ однієї напруги в нормальному і аварійному режимах був мінімальним. Зв'язок РУ здійснюється через трансформатори на вузлових підстанціях. При наявності на станції генераторів невеликої потужності (номінальна потужність генераторів не перевищує номінальної потужності обмотки нижчої напруги автотрансформатора зв'язку) можна використати схему з підвищувальними блочними трансформаторами, які служать і для зв'язку РУ.

Аналізуємо два можливі варіанти структурної електричної схеми з урахуванням розподілу блоків генератор-трансформатор між РУСН-110 кВ та РУВН-330 кВ. Зв'язок між РУ – автотрансформаторний.

Визначаємо максимальну та мінімальну потужності видачі електроенергії з шин РУСН-110 кВ

$$S_{\max, \text{CH}} = \frac{n \cdot P_{\max}}{\cos \varphi} \cdot K_0 = \frac{9 \cdot 38 \cdot 0,97}{0,87} = 381,308 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{\min, \text{CH}} = \frac{n \cdot P_{\min}}{\cos \varphi} \cdot K_0 = \frac{9 \cdot 35 \cdot 0,97}{0,87} = 351,199 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Структурні електричні схеми варіантів 1 та 2 наведені на рисунках 2.1 та 2.2.

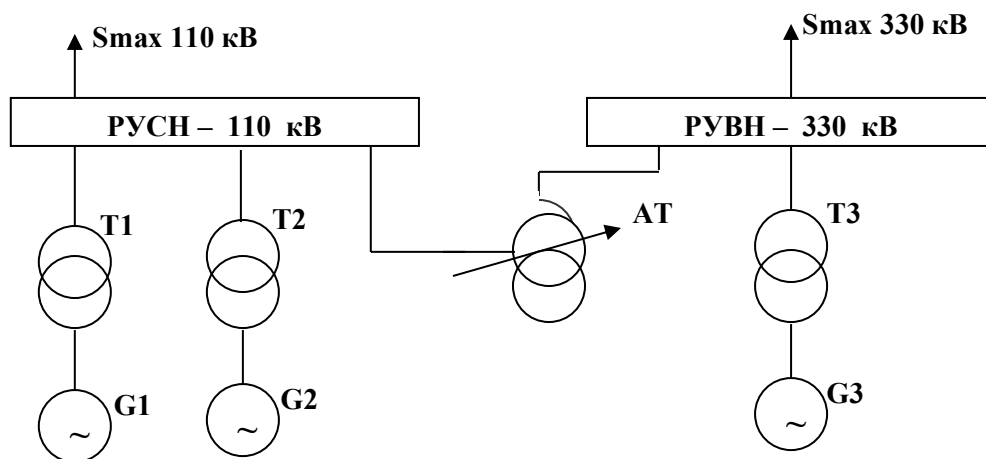


Рис. 2.1. Структурна електрична схема варіанта 1

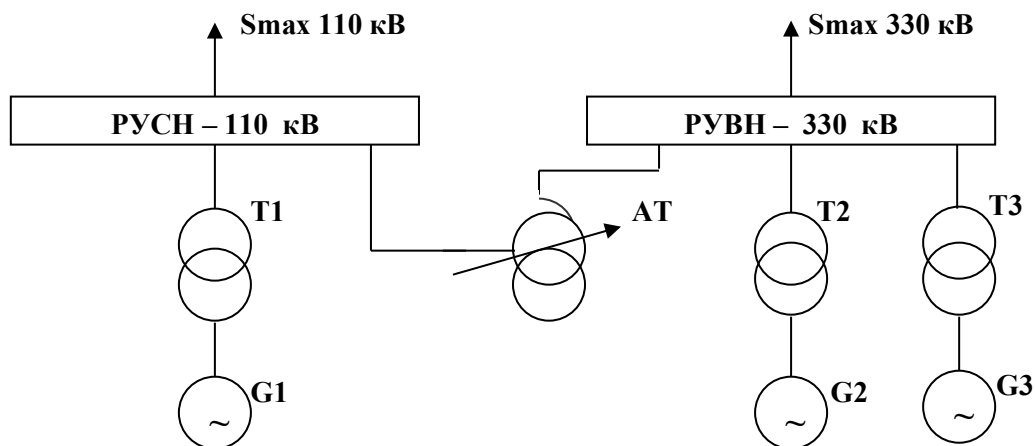


Рис. 2.1. Структурна електрична схема варіанта 2

У варіанті 1 до шин РУСН-110 кВ приєднані два блоки G1-Т1 та G2-Т2, а до шин РУВН-330 кВ приєднаний один блок G3-Т3.

У варіанті 2 до шин РУСН-110 кВ приєднано один блок G1-Т1, а до шин РУВН-330 кВ приєднано два блоки G2-Т2 та G3-Т3.

2.4. Вибір блочних силових трансформаторів

Вибір трансформаторів полягає в визначенні їх кількості, типу та номінальної потужності. Рекомендується застосовувати трифазні трансформатори.

Потужність блочного трансформатора вибираємо за умовою $S_T \geq S_{\text{розр}}$, технічні дані блочних трансформаторів наведені в таблиці 1.2 згідно з [3].

$$S_{\text{розр}} = \sqrt{(P_{\text{ном}} - P_{\text{в.п.}})^2 + (Q_{\text{ном}} - Q_{\text{в.п.}})^2} =$$

$$= \sqrt{(320 - 20,48)^2 + (198,4 - 15,36)^2} = 351,021 \text{ МВА}$$

Для генератора

$$\cos \varphi = 0,85; \text{tg } \varphi = 0,62$$

$$Q_{\text{ном}} = P_{\text{ном}} \text{tg } \varphi = 320 \cdot 0,62 = 198,4 \text{ Мвар}$$

Для навантаження власних потреб $\cos \varphi = 0,8; \text{tg } \varphi = 0,75$.

$$S_{В.П.} = \frac{P_{В.П.МАХ.} \%}{P_{УСТ}} \cdot P_{НОМ} \cdot K_C = \frac{10\%}{100} \cdot 320 \cdot 0,8 = 25,6 \text{ МВА}$$

де $\frac{P_{В.П.МАХ.} \%}{P_{УСТ}} = 10\%$ згідно з [3, с.445, табл..5.2] $K_C = 0,8$

$$P_{В.П.} = S_{В.П.} \cdot \cos \varphi = 25,6 \cdot 0,8 = 20,48 \text{ МВт}$$

$$Q_{В.П.} = P_{В.П.} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 20,48 \cdot 0,75 = 15,36 \text{ Мвар}$$

Технічні дані трансформаторів подані в таблиці 2.2 згідно [3]

Таблиця 2.2

Технічні дані трансформаторів

Тип трансформатора	Номинальна напруга, кВ		Втрати кВт		Напруга короткого замикання U_k , вн-нн, %	Струм холостого ходу I_x , %
	ВН	НН	ΔP_x	ΔP_k		
ТДЦ-400000/110	121	20	320	900	10,5	0,45
ТДЦ-400000/330	347	20	300	790	11,5	0,45

2.5. Вибір автотрансформаторів зв'язку

При виборі трифазних автотрансформаторів зв'язку встановлюються, як правило, два автотрансформатори. Вони підключаються через окремі вимикачі. Всі трансформатори і автотрансформатори, крім двообмоткових блочних трансформаторів, повинні мати пристрої регулювання напруги під навантаженням.

Для вибору автотрансформатора зв'язку складаємо баланс потужності для трьох режимів роботи електростанції.

Максимальний режим

$$S_{\text{розр},1} = \sqrt{\left(\sum_1^n P_{НОМ,G} - \sum_1^n P_{В.П.} - P_{МАХ,СН}\right)^2 + \left(\sum_1^n Q_{НОМ,G} - \sum_1^n Q_{В.П.} - Q_{МАХ,СН}\right)^2} \text{ [МВ}\cdot\text{А]} \quad (1.1)$$

Мінімальний режим

$$S_{\text{розр},2} = \sqrt{\left(\sum_1^n P_{НОМ,G} - \sum_1^n P_{В.П.} - P_{МІН,СН}\right)^2 + \left(\sum_1^n Q_{НОМ,G} - \sum_1^n Q_{В.П.} - Q_{МІН,СН}\right)^2} \text{ [МВ}\cdot\text{А]} \quad (1.2)$$

Аварійний режим

$$S_{\text{розр},3} = \sqrt{\left[\left(\sum_1^n P_{НОМ,G} - P_{НОМ,G}\right) - \left(\sum_1^n P_{В.П.} - P_{В.П.}\right) - P_{МАХ,СН}\right]^2 + \left[\left(\sum_1^n Q_{НОМ,G} - Q_{НОМ,G}\right) - \left(\sum_1^n Q_{В.П.} - Q_{В.П.}\right) - Q_{МАХ,СН}\right]^2} \text{ [МВ}\cdot\text{А]} \quad (1.3)$$

Для навантаження РУСН-110кВ $\cos \varphi = 0,87$; $\operatorname{tg} \varphi = 0,59$

$$Q_{\max, \text{сн}} = P_{\max, \text{сн}} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 342 \cdot 0,57 = 194,94 \text{ Мвар}$$

$$P_{\max, \text{сн}} = n \cdot P_{\max} = 9 \cdot 38 = 342 \text{ МВт}$$

$$Q_{\min, \text{сн}} = P_{\min, \text{сн}} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 315 \cdot 0,57 = 179,55 \text{ Мвар}$$

$$P_{\min, \text{сн}} = n \cdot P_{\min} = 9 \cdot 35 = 315 \text{ МВт}$$

Варіант 1

$$S_{\text{розр},1} = \sqrt{(2 \cdot 320 - 2 \cdot 20,48 - 342)^2 + (2 \cdot 198,4 - 2 \cdot 15,36 - 194,94)^2} = 308,802 \text{ МВА}$$

$$S_{\text{розр},2} = \sqrt{(2 \cdot 320 - 2 \cdot 20,48 - 315)^2 + (2 \cdot 198,4 - 2 \cdot 15,36 - 179,55)^2} = 339,812 \text{ МВА}$$

$$S_{\text{розр},3} = \sqrt{[(2 \cdot 320 - 320) - (2 \cdot 20,48 - 20,48) - 342]^2 + [(2 \cdot 198,4 - 198,4) - (2 \cdot 15,36 - 15,36) - 194,94]^2} = 339,812 \text{ МВА}$$

Варіант 2

$$S_{\text{розр},1} = \sqrt{(1 \cdot 320 - 1 \cdot 20,48 - 342)^2 + (1 \cdot 198,4 - 1 \cdot 15,36 - 194,94)^2} = 44,115 \text{ МВА}$$

$$S_{\text{розр},2} = \sqrt{(1 \cdot 320 - 1 \cdot 20,48 - 315)^2 + (1 \cdot 198,4 - 1 \cdot 15,36 - 179,55)^2} = 15,868 \text{ МВА}$$

$$S_{\text{розр},3} = \sqrt{[(1 \cdot 320 - 320) - (1 \cdot 20,48 - 20,48) - 342]^2 + [(1 \cdot 198,4 - 198,4) - (1 \cdot 15,36 - 15,36) - 194,94]^2} = 393,656 \text{ МВА}$$

Для варіанту 1 за значенням $S_{\text{розр}, \max} = 339,812 \text{ МВ}\cdot\text{А}$ вибираємо два автотрансформатора типу АТДЦТН-200000/330/110.

Для варіанту 2 за значенням $S_{\text{розр}, \max} = 393,656 \text{ МВ}\cdot\text{А}$ вибираємо два автотрансформатори типу АТДЦТН-200000/330/110.

Технічні данні вибраного автотрансформатора згідно з [3] наведені в табл. 2.3

Таблиця 2.3

Технічні данні автотрансформатора

Тип автотрансформатора	Номинальна потужність МВ·А		Номинальна напруга кВ			Втрати кВт				Напруга короткого замкнення %			Струм холостого ходу, %
	автотрансформатор	Обмотки НН	ВН	СН	НН	ΔP_x	ΔP_k			ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	
							ВН-СН	ВН-НН	СН-НН				
АТДЦТН-200000/330/110	200	80	330	115	10,5	155	560	300	210	10,5	38	25	0,45

Перевіряємо можливість перевантаження одного з двох вибраних автотрансформаторів зв'язку в довготривалому аварійному режимі.

Допустиме перевантаження автотрансформаторів зв'язку

$$S_{\text{НОМ,АТ}} \cdot K_n = 1,4 \cdot 200 = 280.$$

У варіанті 1 в аварійному режимі $S_{\text{РОЗР,МАХ}} = 339,812 > 280$.

У варіанті 2 в аварійному режимі $S_{\text{РОЗР,МАХ}} = 393,656 > 280$.

Одночасний вихід з ладу генераторного блоку і автотрансформатора зв'язку мало ймовірний, а по-друге поблизу проекрованої ТЕЦ є районна вузлова підстанція зв'язана з проектованою електростанцією, тому через шини цієї підстанції і буде забезпечений необхідний перетік потужності.

2.6. Вибір схеми електричних з'єднань високовольтних розподільчих установок

Схема розподільної установки підвищеної напруги, визначаємо як надійність видачі електростанцією потужності і передачі обмінних потоків потужностей з однієї частини системи в іншу, так і надійність електропостачання цілого району і окремих споживачів.

Схеми електричних з'єднань РУСН-110 кВ і РУВН-330 кВ проекрованої ТЕЦ-750 МВт вибираємо в залежності від напруги, призначення та кількості приєднань трансформаторів і ліній згідно з [1].

Електрична схема проекрованої ТЕЦ-750 МВт блочна.

Для РУСН-110 кВ використовується схема з двома робочими і обхідною системами шин.

Для РУВН-330 кВ використовується схема з двома системами шин і трьома вимикачами на два приєднання.

Схеми електричні принципові варіантів 1 і 2 наведені на рисунках 2.3 і 2.4.

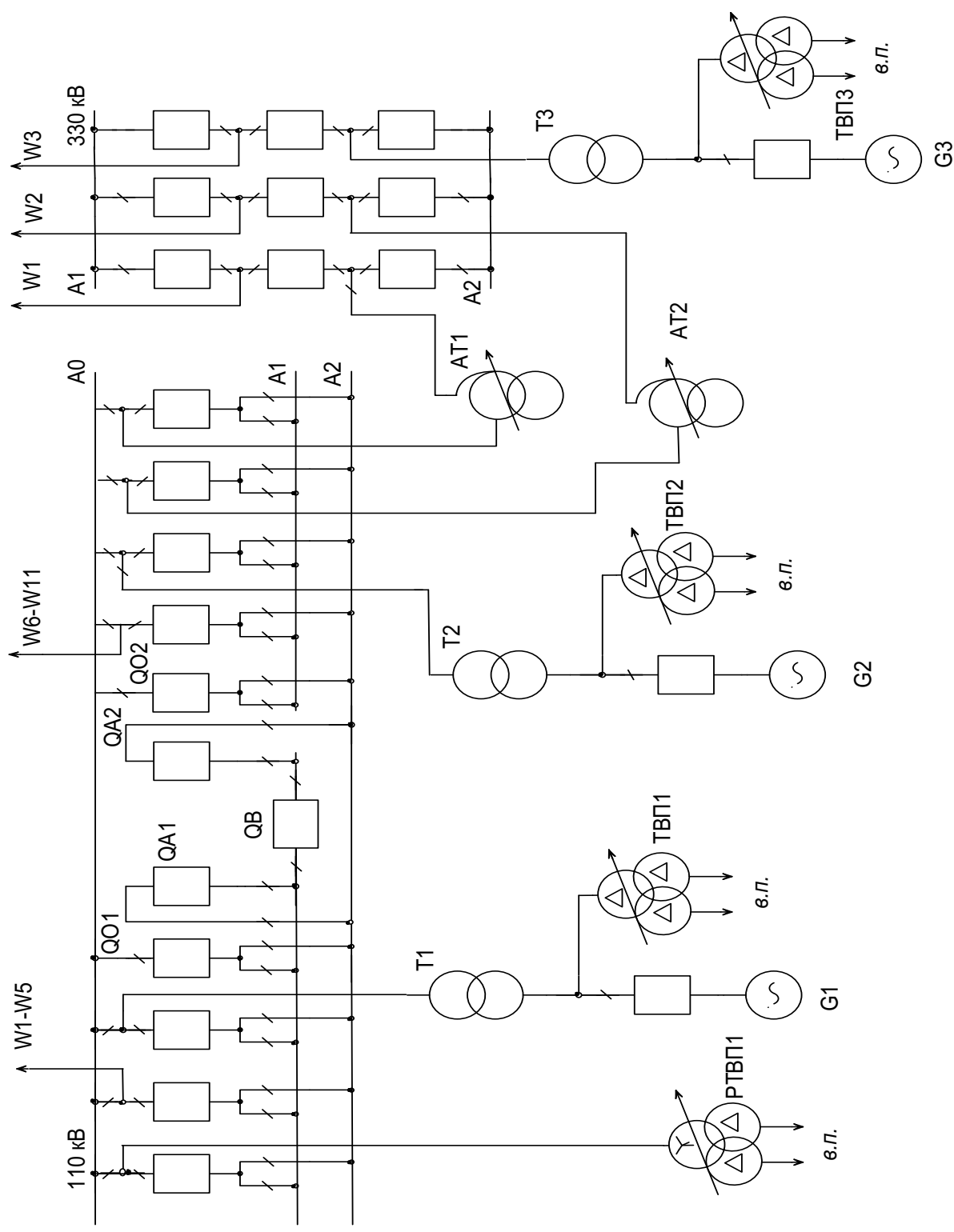


Рисунок 2.3 - Схема електрична принципова варіанта 1

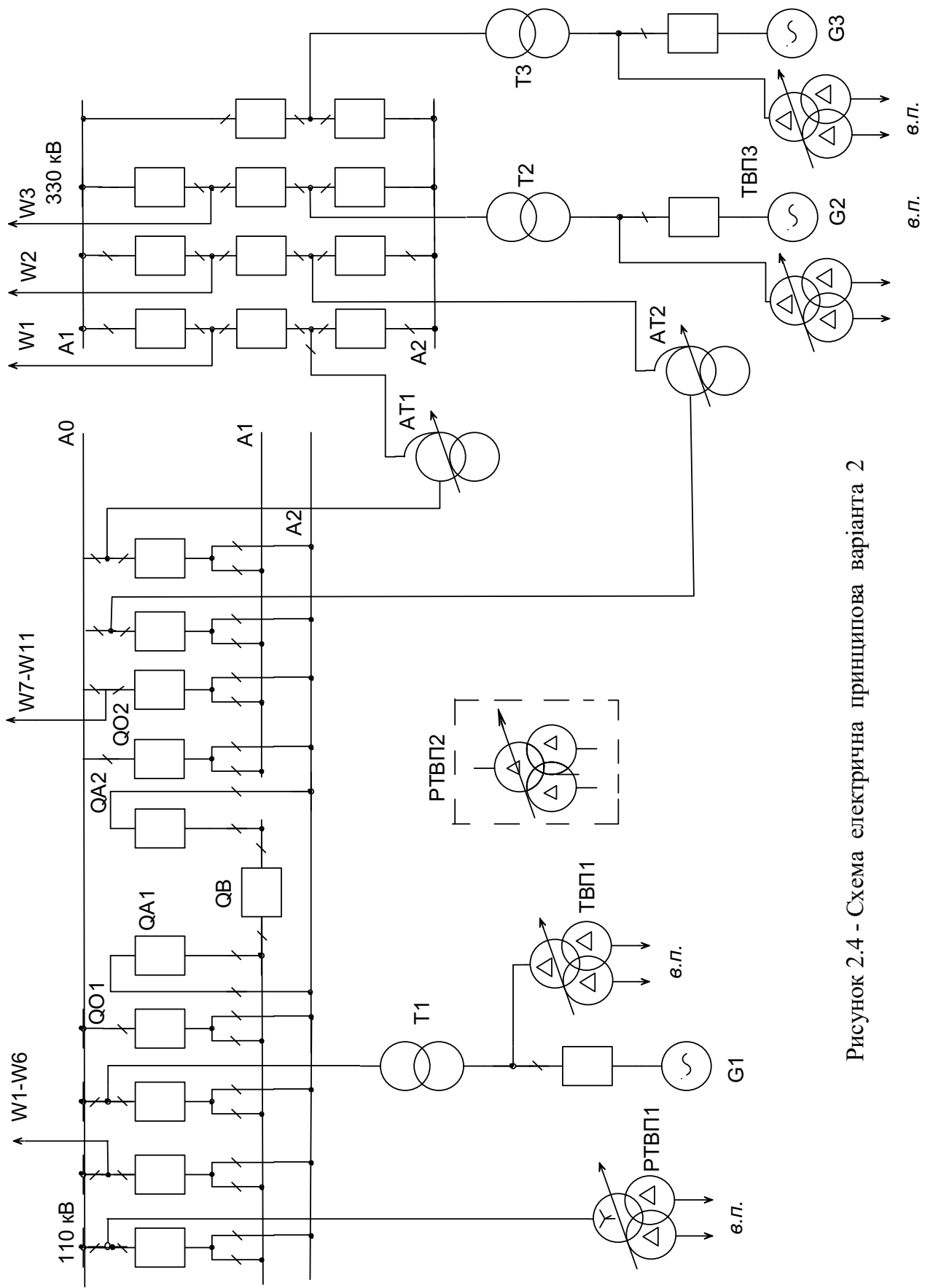


Рисунок 2.4 - Схема електрична принципова варіанта 2

2.7. Техніко-економічне обґрунтування вибору головної електричної схеми

Для техніко-економічного обґрунтування вибору оптимального варіанту головної електричної схеми необхідно проаналізувати технічні та економічні показники порівнювальних варіантів і співставити їх технічні та економічні критерії.

Технічні критерії наступні:

- надійність в роботі і безперебійність в електропостачанні споживачів, безпека і зручність в експлуатації;
- забезпечення можливості розширення або реконструкції;
- логічність і стройність технічних рішень.

За технічними критеріями намічені варіанти головної електричної схеми рівноцінні.

Економічна доцільність головної схеми визначається мінімальними приведеними затратами:

$$Z = (E_n K + B + Y) \text{ [тис.грн./рік]}, \quad (2.1)$$

де K [тис.грн.] – капіталовкладення у спорудження електростанції;

$E_n = 0,15$ — нормативний коефіцієнт економічної ефективності;

B [тис.грн./рік] – річні експлуатаційні витрати;

Y [тис.грн./рік] – збиток від недовідпустки електроенергії, в початковому проектуванні не враховують.

Капіталовкладення визначаємо за укрупненими показниками вартості елементів схеми згідно з [3]. При цьому враховуємо тільки ті елементи головної електричної схеми, якої намічені варіанти різняться. Підрахунок капіталовкладень наведені в таблиці 2.4. Вони для варіантів дорівнюють:

$$K_1 = 952,56 \text{ тис. грн.}$$

$$K_2 = 1895,4 \text{ тис. грн.}$$

Капіталовкладення першого та другого варіанту

Устаткування	Вартість одиниць тис.грн.	Варіанти			
		Перший		Другий	
		Кількість одиниць шт.	Загальна вартість тис.грн	Кількість одиниць шт.	Загальна вартість тис.грн
Блочні трансформатори					
ТДЦ-400000/110	360·2,43	1	874,8	–	
ТДЦ-400000/330	440·2,43	–		1	1069,2
Ячейки РУ					
110	32·2,43	1	77,76	–	
330	170·2,43	–		2	826,2
Разом			952,56		1895,4

*Примітка 2-2,43 індекс цін Кабінету Міністрів України станом на 1996.09.02 року.

Визначаємо річні експлуатаційні витрати за формулою:

$$B = \frac{(H_a + H_o)\%}{100} \cdot K + \beta \cdot \sum \Delta W \cdot 10^{-5} \quad [\text{тис. грн/рік}] \quad (2.2)$$

де $H_a = 6,3\%$ відрахування на амортизацію;

$H_o = 2\%$ відрахування на обслуговування і поточний ремонт;

$\beta = 0,83$ коп/ кВт · год вартість витрат 1 кВт·год електроенергії в трансформаторах схеми;

$\sum \Delta W$ [кВт · год] сумарні втрати електроенергії в трансформаторах схеми.

Втрати електроенергії в блочному трансформаторі:

$$\Delta W_T = \Delta P_X \cdot T + \Delta P_K \cdot \left(\frac{S_{\max}}{S_{\text{ном},T}} \right)^2 \cdot \tau \quad [\text{кВт} \cdot \text{год}] \quad (2.3)$$

$T = 8760$ год – тривалість роботи трансформатора.

τ – визначаємо в залежності від T_{\max} згідно з [3].

$$S_{\max} = S_{\text{ном},G} - S_{\text{в.п.}} = 353 - 25,6 = 327,4 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

При $T_{\max} = 7000$ год., $\tau = 5000$ год.

$$\Delta W_{T,1} = 320 \cdot 8760 + 900 \cdot (327,4/400)^2 \cdot 5000 = 5,813 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$\Delta W_{T,2} = 300 \cdot 8760 + 790 \cdot (327,4/400)^2 \cdot 5000 = 5,271 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Визначаємо втрати електроенергії в автотрансформаторах зв'язку:

$$\begin{aligned} \Delta W_{AT} = & \Delta P_X \cdot T + \Delta P_{K,BH} \cdot \left(\frac{S_{\max,BH}}{S_{\text{ном},AT}} \right)^2 \cdot \tau_{BH} + \Delta P_{K,CH} \cdot \left(\frac{S_{\max,CH}}{S_{\text{ном},AT}} \right)^2 \cdot \tau_{CH} + \\ & + \Delta P_{K,HH} \cdot \left(\frac{S_{\max,HH}}{S_{\text{ном},AT}} \right)^2 \cdot \tau_{HH} \text{ [кВт} \cdot \text{год]}. \end{aligned} \quad (2.4)$$

Обмотка *HH* автотрансформатора зв'язку не навантажена, тому втрати електроенергії в ній не враховуємо.

Для спрощення вважаємо

$$\tau_{BH} = \tau_{CH} = \tau = 5000 \text{ год.}$$

$$\Delta P_{K,BH} = 0,5 \cdot \left(\Delta P_{K,BH-CH} + \frac{\Delta P_{K,BH-HH}}{K_{\text{виг}}^2} - \frac{\Delta P_{K,CH-HH}}{K_{\text{виг}}^2} \right) \quad (2.5)$$

$$\Delta P_{K,CH} = 0,5 \cdot \left(\Delta P_{K,BH-CH} + \frac{\Delta P_{K,CH-HH}}{K_{\text{виг}}^2} - \frac{\Delta P_{K,BH-HH}}{K_{\text{виг}}^2} \right) \quad (2.6)$$

За формулами 2.5 та 2.6 втрати електроенергії в трифазному автотрансформаторі визначаємо за умови, якщо потужність обмотки *HH* автотрансформатора буде дорівнювати

$$S_{\text{ном},HH} = K_{\text{виг}} \cdot S_{\text{ном},AT}$$

$$K_{\text{виг}} = \frac{U_{BH} - U_{CH}}{U_{BH}} = \frac{330 - 110}{330} = 0,67$$

$$S_{\text{ном},HH} = 80 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$K_{\text{виг}} \cdot S_{\text{ном},AT} = 0,67 \cdot 200 = 134 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Бачимо, що $80 \neq 134$, а якщо $S_{\text{ном},HH} \neq K_{\text{виг}} \cdot S_{\text{ном},AT}$, то у формулі 2.5 та 2.6 замість значення $K_{\text{виг}}^2$ підставляємо значення

$$\left(\frac{S_{ном,НН}}{S_{ном,АТ}}\right)^2 = \left(\frac{80}{200}\right)^2 = 0,16;$$

$$\Delta P_{к,ВН} = 0,5 \cdot \left(560 + \frac{300}{0,16} - \frac{210}{0,16}\right) = 561,25 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{к,СН} = 0,5 \cdot \left(560 + \frac{210}{0,16} - \frac{300}{0,16}\right) = -1,25 \text{ кВт}$$

$S_{\max,ВН} = S_{\max,СН}$ і дорівнює більшому з двох значень $S_{розр,1}$ та $S_{розр,2}$ для

кожного варіанту головної електричної схеми.

$$\Delta W_{АТ,1} = 155 \cdot 8760 + 561,25 \cdot (339,812/2 \cdot 200)^2 \cdot 5000 + (-1,25) \cdot (339,812/2 \cdot 200)^2 \cdot 5000 =$$

$$= 3,363 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$\Delta W_{АТ,2} = 155 \cdot 8760 + 561,25 \cdot (44,115/2 \cdot 200)^2 \cdot 5000 + (-1,25) \cdot (44,115/2 \cdot 200)^2 \cdot 5000 =$$

$$= 1,377 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Визначаємо сумарні втрати:

$$\sum \Delta W_1 = 2 \cdot \Delta W_{Т,1} + \Delta W_{Т,2} + 2 \cdot \Delta W_{АТ,1} = (2 \cdot 5,813 + 5,271 + 2 \cdot 3,363) \cdot 10^6 = 23,323 \cdot 10^6$$

кВт год

$$\sum \Delta W_2 = \Delta W_{Т,1} + 2 \cdot \Delta W_{Т,2} + 2 \cdot \Delta W_{АТ,2} = (5,813 + 2 \cdot 5,271 + 2 \cdot 1,377) \cdot 10^6 = 19,109 \cdot 10^6$$

кВт год

$$B_1 = \frac{(6,3 + 2)\%}{100} \cdot 952,56 + 0,83 \cdot 23,323 \cdot 10 = 272,643 \text{ тис.грн./рік}$$

$$B_2 = \frac{(6,3 + 2)\%}{100} \cdot 1895,4 + 0,83 \cdot 19,109 \cdot 10 = 315,923 \text{ тис.грн./рік}$$

$$Z_1 = (0,15 \cdot 952,96 + 272,643) = 415,527 \text{ тис.грн./рік}$$

$$Z_2 = (0,15 \cdot 1895,4 + 315,923) = 600,233 \text{ тис.грн./рік}$$

Отже, для подальших розрахунків приймаємо електричну схему варіанту 1 з мінімальними приведеними затратами.

РОЗДІЛ 3

РОЗРАХУНОК СТРУМІВ ТРИФАЗНОГО КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ

3.1. Складання розрахункової схеми і схеми заміщення

Для обчислення струмів короткого замикання складається розрахункова схема, що є спрощеною однолінійною схемою електроустановки. Розрахункова схема має відповідати нормальному режиму роботи електроустановки в умовах довгої її експлуатації. Короточасні зміни у системі електропостачання під час вибору розрахункової схеми не враховуються.

У схему включаються генератори, силові трансформатори, повітряні та кабельні лінії, реактори та наносяться: параметри, необхідні для розрахунку: номінальні напруги та потужності, довжини ліній, матеріал і переріз проводів (кабелів) або індуктивні опори ліній (при необхідності і активні опори). Опір вимикачів, роз'єднувачів та інших апаратів, а також сполучних кабелів і шин у розподільчих пристроях напругою вище 1000 В не враховуються і самі елементи на розрахункову схему не наносяться. Після складання розрахункової схеми у ньому визначаються ті точки, в яких слід визначити струм КЗ. Ці точки називаються розрахунковими точками короткого замикання. Для визначення числа та місць точок короткого замикання насамперед потрібно знати яке електрообладнання розрахункової схеми підлягає перевірці на стійкість від дії струмів КЗ.

Розрахункові точки намічаються так, щоб по обладнанню, що вибирається, протікав найбільший струм КЗ, тобто щоб обладнання потрапляло в найбільш важкі умови. Виняток представляє вибір вимикаючих апаратів на реактованих лініях. У разі розрахункова точка береться за реактором.

Опір елементів розрахункової схеми задаються різними одиницями виміру: іменованими, у відсотках, відносними номінальними величинами. Це викликає необхідність для визначення результуючого опору ланцюга КЗ розрахункову

схему замінювати еквівалентною схемою заміщення, в якій всі опори були виражені в одних і тих же одиницях і приведені до однакових умов.

Схема заміщення складається, зазвичай, кожної точки КЗ. Усі елементи на схемах заміщення показуються як індуктивні і активні опори. Для установок напругою вище 1000 В опору зазвичай виражаються у відносних одиницях, а для установок напругою нижче 1000 В – в іменованих одиницях.

Усі опори на схемі заміщення нумеруються як дріб, чисельником якої є порядковий номер елемента, а знаменником – його величина. На схемі заміщення вказуються також середні номінальні напруги ступенів.

При обчисленні опорів у відносних одиницях всі опори приводяться до базисних умов. При виконанні розрахунків в іменованих одиницях всі опори приводяться до того ступеня напруги, де знаходиться розрахункова точка.

Схема заміщення поступово спрощується шляхом еквівалентних перетворень і зводиться до одного результуючого опору. При цьому допустимо для визначення повних опорів елементів, з'єднаних паралельно або послідовно, оперувати тільки з модулями опорів.

На приведеній розрахунковій схемі нашої електроустановки (рис. 3.1)

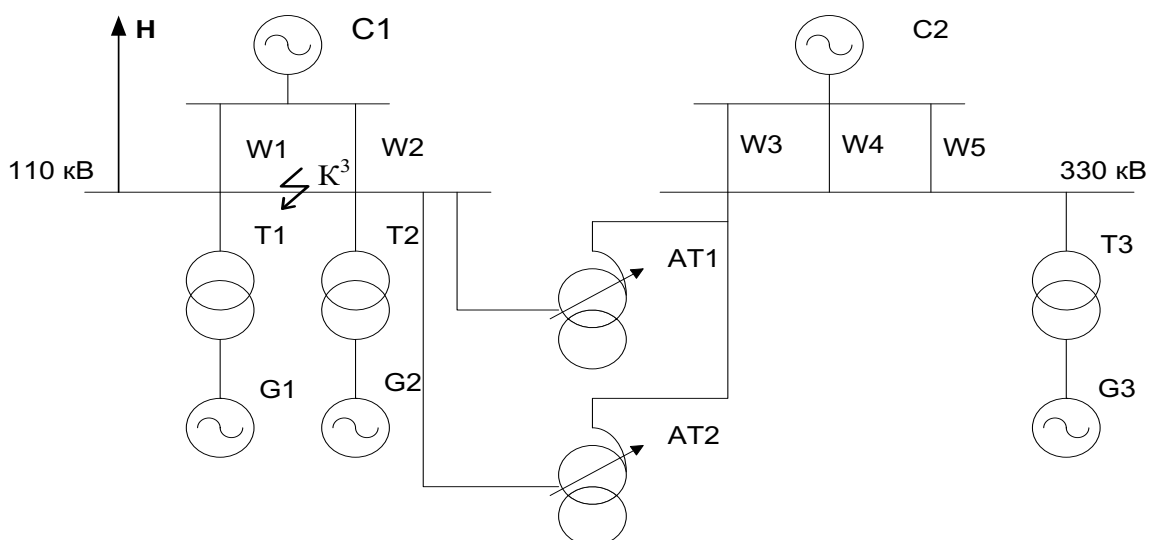


Рис. 3.1. Розрахункова схема

назначаємо точку, в яких передбачається КЗ. Далі для вибраної точки КЗ складаємо еквівалентну електричну схему заміщення, яка за вихідними даними

відповідає розрахунковій схемі, але в якій всі магнітні зв'язки замінені електричними (рис. 3.2).

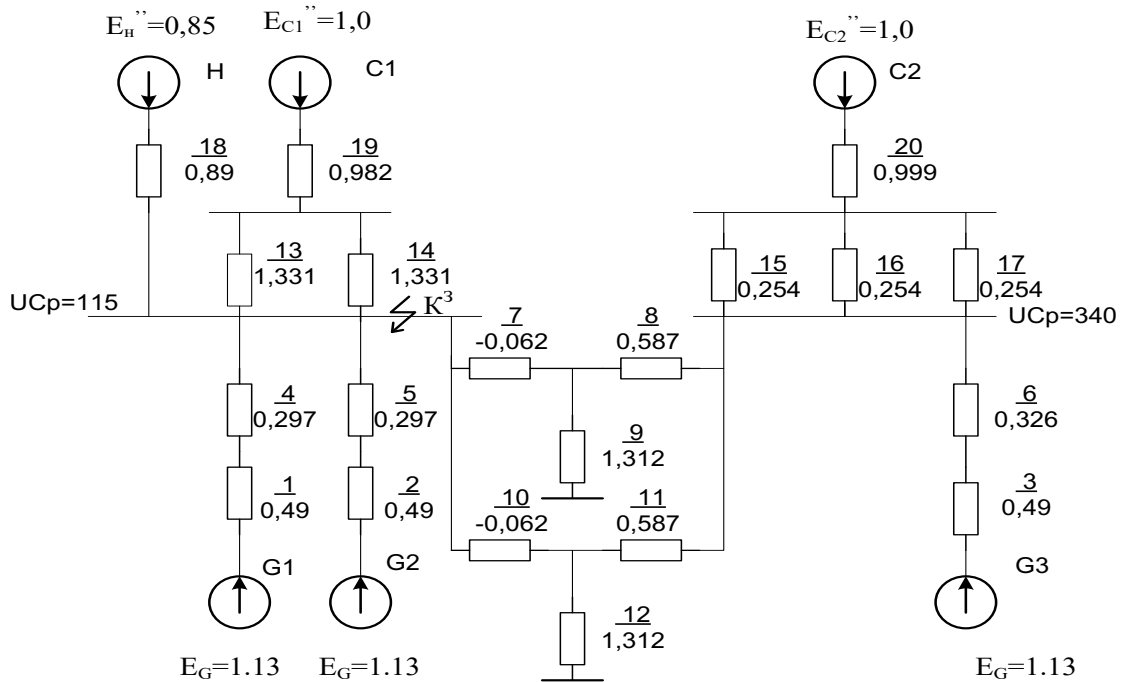


Рис. 3.2. Схема заміщення

Визначаємо параметри схеми заміщення при таких базових умовах:

$$S_{\bar{o}} = 1000 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

$$U_{\bar{o}} = U_{cp,2} = 115 \text{ кВ},$$

$$I_{\bar{o}} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{o}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА}.$$

– опір генераторів G1; G2; G3

$$X_1 = X_2 = X_3 = x_d'' \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{ном,G}} = 0,173 \cdot \frac{1000}{353} = 0,49$$

– опір блочних трансформаторів Т1; Т2 та Т3

$$X_4 = X_5 = \frac{u_{K,1}^{\%}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{ном,1}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{353} = 0,297$$

$$X_6 = \frac{u_{K,2}^{\%}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{ном,2}} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{1000}{353} = 0,326$$

– опір автотрансформаторів зв'язку АТ1; АТ2

$$X_7 = X_{10} = \frac{1}{200} \cdot (u_{K,BH-HH}^{\%} + u_{K,BH-CH}^{\%} - u_{K,CH-HH}^{\%}) \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{ном,АТ}} = \frac{1}{200} (10,5 + 25 - 38) \cdot \frac{1000}{200} = -0,625;$$

$$X_8 = X_{11} = \frac{1}{200} \cdot (u_{K,BH-CH}^{\%} + u_{K,CH-HH}^{\%} - u_{K,BH-HH}^{\%}) \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{ном,АТ}} = \frac{1}{200} \cdot (38 + 10,5 - 25) \cdot \frac{1000}{200} = 0,587$$

$$X_9 = X_{12} = \frac{1}{200} \cdot (u_{K,BH-HH}^{\%} + u_{K,CH-HH}^{\%} - u_{K,BH-CH}^{\%}) \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{ном,АТ}} = \frac{1}{200} (38 + 25 - 10,5) \cdot \frac{1000}{200} = 1,312;$$

$$X_{18} = x_n'' \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_n} = 0,35 \cdot \frac{1000}{393,103} = 0,89$$

$$S_n = \frac{n \cdot P_{max}}{\cos \varphi} = 9 \cdot \frac{38}{0,87} = 393,103 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

– опір ліній електропередач W1;W2

$$X_{13} = X_{14} = \frac{x_{0,1} \cdot l_1 \cdot S_{\bar{\sigma}}}{U_{cp,1}^2} = \frac{0,4 \cdot 44 \cdot 1000}{115^2} = 1,331$$

– опір ліній електропередач W3;W4;W5

$$X_{15} = X_{16} = X_{17} = \frac{x_{y\theta} \cdot l_2 \cdot S_{\bar{\sigma}}}{U_{cp,2}^2} = \frac{0,32 \cdot 92 \cdot 1000}{340^2} = 0,254$$

– система С1

$$X_{19} = x_{c1(ном)} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{ном,c1}} = 2,75 \cdot \frac{1000}{2800} = 0,982$$

– система С2

$$X_{20} = x_{c2(ном)} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{ном,c2}} = 3,0 \cdot \frac{1000}{3000} = 0,999$$

3.2. Розрахунок струмів трифазного короткого замикання на збірних шинах 110 кВ

Розрахуємо струми трифазного КЗ на збірних шинах РУСН-110 кВ.

Визначаємо приведені опори:

$$X_{21} = X_1 + X_4 = 0,49 + 0,297 = 0,787$$

$$X_{22} = \frac{X_{21}}{2} = \frac{0,787}{2} = 0,393$$

$$X_{23} = X_3 + X_6 = 0,49 + 0,326 = 0,816$$

$$X_{24} = X_{13} \parallel X_{14} = \frac{X_{13} \times X_{14}}{X_{13} + X_{14}} = \frac{1,331}{2} = 0,665$$

Опір $X_9 = X_{12}$ не враховуємо, бо зі сторони НН автотрансформатора зв'язку відсутні джерела живлення.

$$X_{25} = X_{24} + X_{19} = 0,665 + 0,982 = 1,647$$

$$X_{26} = X_{18} \parallel X_{25} = \frac{X_{18} \times X_{25}}{X_{18} + X_{25}} = \frac{0,89 \times 1,647}{0,89 + 1,647} = 0,577$$

$$X_{27} = X_{15} \parallel X_{16} \parallel X_{17} = \frac{0,254}{3} = 0,085$$

$$X_{28} = X_{27} + X_{20} = 0,085 + 0,999 = 1,084$$

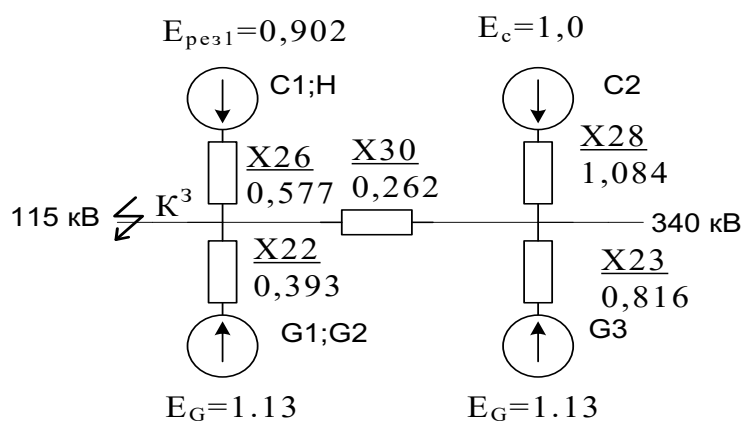


Рис. 3.3. Еквівалентна схема приведених опорів

$$E''_{pez,1} = \frac{\frac{E''_H}{X_{18}} + \frac{E''_{C1}}{X_{25}}}{\frac{1}{X_{18}} + \frac{1}{X_{25}}} = \frac{\frac{0,85}{0,89} + \frac{1}{1,647}}{\frac{1}{0,89} + \frac{1}{1,647}} = 0,902$$

$$X_{29} = X_7 + X_8 = -0,662 + 0,587 = 0,525; \quad X_{30} = \frac{0,525}{2} = 0,262$$

$$X_{31} = X_{23} \parallel X_{28} = \frac{X_{23} \times X_{28}}{X_{23} + X_{28}} = \frac{0,816 \times 1,084}{0,816 + 1,084} = 0,491$$

$$X_{32} = X_{31} + X_{30} = 0,491 + 0,262 = 0,753$$

$$E''_{pez,2} = \frac{\frac{E''_C}{X_{26}} + \frac{E''_G}{X_{22}}}{\frac{1}{X_{26}} + \frac{1}{X_{22}}} = \frac{\frac{0,902}{1,084} + \frac{1,13}{0,816}}{\frac{1}{1,084} + \frac{1}{0,816}} = 1,032$$

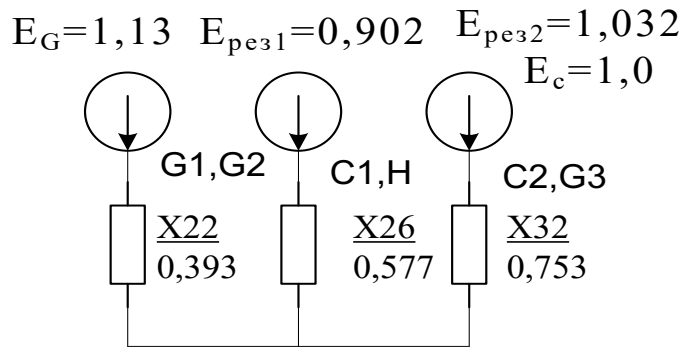


Рис. 3.4. Спрощена схема розрахунку трифазного КЗ

Визначення складових струмів трифазного короткого замикання

Визначаємо початкове значення складової струму КЗ $I_{n,0}^{(3)}$:

$$I_{n,0,1} = \frac{E_G''}{X_{23}} \cdot I_\sigma = \frac{1,13}{0,393} \cdot 5,02 = 14,432 \text{ кА}$$

$$I_{n,0,2} = \frac{E_{pez,1}''}{X_{28}} \cdot I_\sigma = \frac{0,902}{0,577} \cdot 5,02 = 7,846 \text{ кА}$$

$$I_{n,0,3} = \frac{E_{pez,2}''}{X_{32}} \cdot I_\sigma = \frac{1,032}{0,753} \cdot 5,02 = 6,882 \text{ кА}$$

$$I_{n,0}^{(3)} = I_{n,0,1} + I_{n,0,2} + I_{n,0,3} = 14,432 + 7,846 + 6,882 = 29,16 \text{ кА}$$

Визначаємо розрахунковий ударний струм при трифазному КЗ $i_y^{(3)}$:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \cdot K_y \quad [\text{кА}]$$

K_y – визначаємо згідно з [3]

$$K_{y,1} = 1,97$$

$$K_{y,2} = 1,608$$

$$K_{y,3} = 1,78$$

$$i_{y,1} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0,1} \cdot K_{y,1} = \sqrt{2} \cdot 14,432 \cdot 1,97 = 40,207 \text{ кА}$$

$$i_{y,2} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0,2} \cdot K_{y,2} = \sqrt{2} \cdot 7,847 \cdot 1,608 = 17,844 \text{ кА}$$

$$i_{y,3} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0,3} \cdot K_{y,3} = \sqrt{2} \cdot 6,882 \cdot 1,78 = 17,324 \text{ кА}$$

$$i_y^{(3)} = i_{y,1} + i_{y,2} + i_{y,3} = 2,352 + 1,511 + 3,313 = 7,176 \text{ кА}$$

Визначаємо аперіодичну складову струму КЗ в момент розходження

контактів $i_{a,\tau}^{(3)}$:

$$i_{a,\tau}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \cdot e^{-\tau/Ta} [\text{кА}]$$

T_a – визначаємо згідно з [3]

$$T_{a,1} = 0,32$$

$$T_{a,2} = 0,02$$

$$T_{a,3} = 0,04$$

$$\tau = t_{CB} + 0,01 \text{ с}$$

t_{CB} – для вимикача ГТ-110П*40/2500У визначаємо згідно з [3.с.630,табл.п.4.4]

$$\tau = 0,025 + 0,01 = 0,045$$

e^{τ/T_a} – Визначаємо згідно з [3]

$$e^1 = 0,86$$

$$e^2 = 0,11$$

$$e^3 = 0,32$$

$$i_{a,\tau,1} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0,1} \cdot e^1 = \sqrt{2} \cdot 14,432 \cdot 0,86 = 17,552 \text{ кА}$$

$$i_{a,\tau,2} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0,2} \cdot e^2 = \sqrt{2} \cdot 7,846 \cdot 0,11 = 1,22 \text{ кА}$$

$$i_{a,\tau,3} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0,3} \cdot e^3 = \sqrt{2} \cdot 6,882 \cdot 0,32 = 3,114 \text{ кА}$$

$$i^{(3)}_{a,\tau} = i_{a,\tau,1} + i_{a,\tau,2} + i_{a,\tau,3} = 17,552 + 1,22 + 3,114 = 21,886 \text{ кА}$$

Визначаємо діюче значення періодичної складової струму КЗ в момент часу після початку розходження дугогасильних контактів вимикача $I_{n,\tau}^{(3)}$:

$$I_{*n,0} = \frac{I_{n,0,1}}{I'_{НОМ,G}} = \frac{14,432}{3,213} = 4,492 \text{ кА}$$

$$I'_{НОМ,G} = \frac{\Sigma S_{НОМ,G}}{\sqrt{3} \cdot U_б} = \frac{2 \cdot 320}{\sqrt{3} \cdot 115} = 3,213 \text{ кА}$$

За типовими кривими згідно з [3] при $I_{*n,0} = 4,492$ і $\tau = 0,045$ визначаємо γ_τ .

$$\gamma_\tau = 0,95$$

$$I_{n,\tau,1} = \gamma_\tau \cdot I_{n,0,1} = 0,95 \cdot 14,432 = 13,71 \text{ кА}$$

$$I_{n,\tau,2} = I_{n,0,2} = 7,846 \text{ кА}$$

$$I_{n,\tau,3} = I_{n,0,3} = 6,882 \text{ кА}$$

$$I_{n,\tau}^{(3)} = I_{n,\tau,1} + I_{n,\tau,2} + I_{n,\tau,3} = 13,71 + 7,846 + 6,882 = 28,438 \text{ кА}$$

Визначаємо тепловий імпульс $B_K^{(3)}$:

$$B_K = I_{n,0}^2 \cdot (t_{\text{відкл}} + T_a) \text{ [кА}^2 \cdot \text{с]},$$

де $t_{\text{відкл}} = 0,2 \text{ с}$ згідно з [3];

$$B_{K,1} = I_{n,0,1}^2 \cdot (t_{\text{відкл}} + T_{a,1}) = 208,283^2 \cdot (0,2 + 0,32) = 108,307 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{K,2} = I_{n,0,2}^2 \cdot (t_{\text{відкл}} + T_{a,2}) = 61,559^2 \cdot (0,2 + 0,02) = 13,543 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{K,3} = I_{n,0,3}^2 \cdot (t_{\text{відкл}} + T_{a,3}) = 47,362^2 \cdot (0,2 + 0,04) = 28,417 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_K^{(3)} = B_{K,1} + B_{K,2} + B_{K,3} = 108,307 + 13,543 + 28,417 = 150,267 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Результати розрахунків струмів трифазного короткого замикання наведені в таблиці 3.1

Таблиця 3.1

Результати розрахунків струмів трифазного КЗ і теплового імпульсу

Точка короткого замкнення	Джерело	$I_{n,0}^{(3)}$ кА	$i_y^{(3)}$ кА	$i_{a,\tau}^{(3)}$ кА	$I_{n,\tau}^{(3)}$ кА	$B_K^{(3)}$ кА ² ·с
Збірні шини 110 кВ	Генератори G1;G2	14,432	40,207	17,552	13,71	108,307
	Об'єднане джерело C1;H	7,846	17,844	1,22	7,846	13,543
	Об'єднане джерело C2; G3	6,882	17,324	3,114	6,882	28,417
	Разом	29,16	75,375	21,886	28,438	150,267

$I_{n,0}^{(3)}$ – початкове значення складової струму КЗ;

$i_y^{(3)}$ – розрахунковий ударний струм при трифазному КЗ;

$i_{a,\tau}^{(3)}$ – аперіодична складова струму КЗ в момент розходження контактів;

$I_{n,\tau}^{(3)}$ – діюче значення періодичної складової струму КЗ в момент часу після початку розходження дугогасильних контактів вимикача;

$B_K^{(3)}$ – тепловий імпульс.

РОЗДІЛ 4

ВИБІР ЕЛЕКТРИЧНИХ АПАРАТІВ І СТРУМОПРОВІДНИХ ЧАСТИН

4.1. Вибір вимикачів і роз'єднувачів

Вибір будь-якого електротехнічного пристрою починають з номінальної напруги та врахування умов експлуатації пристрою (кліматична зона, категорія розміщення, тип атмосфери та ін.). Обов'язкове виконання простої умови:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{мережі}}, \quad (4.1)$$

де: $U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга пристрою (апарата); $U_{\text{мережі}}$ – робоча напруга мережі, у якій передбачається установка апарата. Доцільно віддавати перевагу рівності в умові (4.1). Надмірний “запас” по напрузі спричинить неефективне використання дорожчого апарата, що має більше значення $U_{\text{ном}}$.

Другою обов'язковою умовою при виборі є:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{роб.мах}}, \quad (4.2)$$

де: $I_{\text{ном}}$ – номінальний струм пристрою; $I_{\text{роб.мах}}$ – максимально можливий робочий струм, який протікає через пристрій достатньо довгий час (як правило, це струм післяаварійного режиму).

Під час вибору пристрою за струмом немає необхідності прагнути в умові (4.2) до рівності. Навпаки, “запас” на 10-20% виявиться дуже доречним, коли зростуть робочі струми у разі підключення нового навантаження. Різниця в ціні апаратів, які відрізняються номінальними струмами на 10-20% суттєво менша, ніж тоді, коли вони відрізняються напругою.

Більшість комутаційних апаратів слід перевірити на термічну та динамічну стійкість при коротких замиканнях (КЗ).

Перевірка на термічну стійкість полягає у виконанні однієї з умов:

$$I_{\text{T}}^2 t_{\text{T}} \geq I_{\infty}^2 t_{\text{ВИМК}}; \quad (4.3)$$

$$I_{\text{T}}^2 t_{\text{T}} \geq B_{\text{K}},$$

де: I_{T} та t_{T} – струм та час термічної стійкості апарата (паспортні величини, наводяться в довідниках та додатках); I_{∞} – усталений струм КЗ; $t_{\text{ВИМК}}$ – час

вимкнення струму КЗ пристроєм захисту; B_k – тепловий імпульс, який характеризує кількість тепла, що виділяється в пристрої за час дії струму КЗ.

Перевірка на електродинамічну стійкість полягає у виконанні однієї з умов:

$$i_{\text{дин}} \geq i_y; \quad (4.4)$$

$$I_{\text{дин}} \geq I_y,$$

де: $i_{\text{дин}}$ й $I_{\text{дин}}$ – миттєве та діюче значення струму електродинамічної стійкості апарата (наводяться в довідниках, раніше називали граничним наскрізним струмом), i_y й I_y – миттєве та діюче значення розрахункового ударного струму КЗ.

Силові вимикачі призначені для оперативної комутації кіл високої напруги як в нормальних так і в аварійних режимах (короткі замикання, перевантаження). Тому вибір силових вимикачів, крім перевірки основних параметрів за (4.1) – (4.4), включає також необхідну перевірку на здатність вимкнення за умовою (4.5)

$$I_{\text{вимк. ном}} \geq I_{k(\tau)}, \quad (4.5)$$

де $I_{\text{вимк. ном}}$ – номінальний струм вимкнення вимикача, $I_{k(\tau)}$ – значення струму КЗ в момент вимкнення τ .

Вибір роз'єднувачів значно простіший, ніж вибір вимикачів, тому що роз'єднувачі не пристосовані для відключення ні нормальних, ні, тим паче, аварійних струмів. В зв'язку з цим для їх вибору обмежуються визначенням таких необхідних робочих параметрів: номінальної напруги $U_{\text{ном}}$ і тривалого номінального струму $I_{\text{ном}}$, а також перевіркою на термічну та динамічну стійкість при наскрізних струмах КЗ.

Особливу увагу під час вибору роз'єднувачів слід звертати на їх конструкцію. Для електроустановок всіх напруг, в тому числі і невеликих, слід вибирати виключно триполюсні роз'єднувачі.

Вимикачі і роз'єднувачі зручно вибирати одночасно. Розрахункові значення потрібних для вибору величин, а також каталожні дані вимикачів і роз'єднувачів записуються в таблицю.

Вибираємо вимикач і роз'єднувач для електричного ланцюга приєднання

автотрансформатора до РУ 110 кВ.

$$I_{\text{норм}} = \frac{P_{\text{MAX}} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ,СН}}} = \frac{200 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 1049,731 \text{ А}$$

$$I_{\text{max}} = 1,4 \cdot I_{\text{НОРМ}} = 1,4 \cdot 1049,731 = 1469,623 \text{ А}$$

Вибираємо вимикач ВГТ-110П40/2500У1 і роз'єднувач РДЗ-110/2000 УХЛ1, технічні дані яких згідно з [3] наведені в таблиці 4.1

Таблиця 4.1

Технічні дані вимикача і роз'єднувача

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	Вимикач ВГТ-110П40/2500У1	Роз'єднувач РДЗ-110/2000 УХЛ1
$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 1469,623 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 2000 \text{ А}$
$I_{\text{п(3)т}} = 28,438 \text{ кА}$	$I_{\text{отк,НОМ}} = 40 \text{ кА}$	-
$i_{(3)\text{а,т}} = 21,886 \text{ кА}$	$i_{\text{а,НОМ}} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{Н}} \cdot I_{\text{НОМ,відкл}}}{100} =$ $= \frac{\sqrt{2} \cdot 35 \cdot 40}{100} = 19,799 \text{ кА}$	-
$I_{\text{п,о(3)}} = 29,16 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 50 \text{ кА}$	-
$i_{\text{у(3)}} = 75,375 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$
$B_{\text{к(3)}} = 150,267 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} = 40^2 \cdot 1 = 240 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} =$ $= 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

4.2. Вибір трансформаторів струму

Трансформатори струму вибирають за такими параметрами:

- 1) За напругою установки;
- 2) За струмом установки;
- 3) За конструкцією та класом точності;

- 4) За електродинамічною стійкістю;
- 5) За термічною стійкістю;
- 6) За вторинним навантаженням.

Номинальний струм повинен бути якнайближчим до робочого струму установки, тому що недовантаження первинної обмотки призводить до збільшення похибок вимірювання.

Вибираємо трансформатори струму для електричного ланцюга приєднання автотрансформатора до РУ 110 кВ.

$$I_{\text{норм}} = 1049,731 \text{ А}$$

$$I_{\text{max}} = 1469,623 \text{ А.}$$

Намічаємо до установки трансформатор струму типу ТОГ-110Ш-ШУ1, технічні дані якого приведені в таблиці 4.2 [3].

Таблиця 4.2

Технічні дані трансформатора струму ТОГ-110Ш-ШУ1

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 1469,623 \text{ А}$	$I_{1, \text{ном}} = 1500 \text{ А}$
$i_{\text{у}}^{(3)} = 75,375 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 240 \text{ кА}$
$W_{\text{к}}^{(3)} = 150,267 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 70^2 \cdot 1 = 4900 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$Z_2 = 2,45 \text{ Ом}$	$Z_{2, \text{ном}} = S_{2, \text{ном}} / I_{2, \text{ном}}^2 = \frac{30}{1^2} = 30 \text{ Ом}$

Перевіряємо вибраний трансформатор струму за вторинним навантаженням, дані про яке наведені в табл. 4.3.

Для того, щоб вибраний трансформатор струму працював у наміченому класі точності 0,5, необхідно дотримуватись умови $Z_2 = R_2 = Z_{2, \text{ном}}$

Для визначення Z_2 вважаємо, що $Z_2 = R_2$

$$R_2 = R_{\text{прил}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}} \text{ [Ом]}$$

$$R_{\text{прил}} = \frac{S_{\text{прил}}}{I_{2, \text{ном}}^2} = \frac{1}{1^2} = 1 \text{ [Ом]}$$

$$R_K = 0,05 \text{ [Ом]} \text{ згідно з [3]}$$

Таблиця 4.3

Дані перевірки трансформатора струму за вторинним навантаженням

Прилад	Тип	Навантаження		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	-	0,5	-
Ватметр	Д-335	0,5	-	0,5
Варметр	Д-335	0,5	-	0,5
Разом		1	0,5	1

Для того, щоб вибраний трансформатор струму працював у номінальному класі точності необхідно дотримуватися умови

$$R_2 = Z_{2,НОМ} = R_{ПРИЛ} + R_{ПР} + R_K = 1 + 28,95 + 0,05 = 30 \text{ [Ом]}$$

$$R_{ПР} = Z_{2,НОМ} - R_{ПРИЛ} - R_K = 30 - 1 - 0,05 = 28,95 \text{ [Ом]}$$

Визначаємо переріз мідних жил контрольного кабелю.

$$q = \frac{\rho \cdot l_{розр}}{R_{ПР}} = \frac{0,0175 \cdot 200}{28,95} = 0,121 \left[\frac{\text{Ом} \cdot \text{м}}{\text{мм}^2} \right]$$

$l_{розр}$ вибираємо згідно з [3]

$$l_{розр} = 200 \text{ м} = l$$

$$\rho = 0,0175 \frac{\text{Ом} \cdot \text{м}}{\text{мм}^2} \text{ згідно з [3]}$$

За умови механічної міцності, згідно з [3], приймаємо переріз жил контрольного кабелю $q' = 2,5 \text{ мм}^2$

$$R'_{ПР} = \frac{\rho \cdot l_{розр}}{q'} = \frac{0,0175 \cdot 200}{2,5} = 1,4 \text{ Ом}$$

$$Z_2 = R'_2 = R_{ПРИЛ} + R'_{ПР} + R_K = 1 + 1,4 + 0,05 = 2,45 \text{ Ом}$$

$$Z_2 = 2,45 \text{ Ом} < Z_{2,НОМ} = 30 \text{ Ом}$$

Отже, вибраний трансформатор струму працюватиме в класі точності 0,5.

4.3. Вибір трансформаторів напруги

Вибираємо трансформатор напруги на збірних шинах 110 кВ.

Намічаємо до установки трансформатор напруги типу НОГ-110П-У1, технічні дані якого наведені в таблиці 4.4

Таблиця 4.4

Технічні дані трансформатора напруги

Тип	Номінальна напруга обмотки, В			Номінальна потужність в класі точності				S _{2ном} В·А
	Первинної	Основної вторинної	Додатної	0,2	0,5	1	3	
НОГ-110П-У1	110000/√3	100/√3	100	150	400	600	1200	2500

Перевіряємо трансформатор напруги за вторинним навантаженням, дані про яке згідно з [3] наведені в таблиці 4.5

Таблиця 4.5

Дані перевірки трансформатора напруги за вторинним навантаженням

Прилад	Тип	Потужність в одній обмотці	Кількість обмоток	cosφ	sinφ	кількість приладів	Загальна споживна потужність	
							P,Вт	Q,вар
Тупікової лінії								
Ватметр	Д-335	1,5	2	1	0	2	6	-
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Розрахунковий лічильник активної енергії на тупікових лініях	У-680	2	2	0,38	0,925	5	20	9,7
Розрахунковий лічильник реактивної енергії на тупікових лініях	У-673	3	2	0,38	0,92	5	25	14,5
Фіксуєчий прилад	ФІП	3	-	-	-	5	15	-
Збірні шини								
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	1	2	-
Реструючі прилади:								
Частотометр	Н-397	7	1	1	0	1	7	-
Вольтметр	Н-394	10	1	1	0	1	10	-

Прилади синхронізації:								
Частотомер	Э-362	3	1	1	0	2	6	-
Вольтметр	Э-335	3	1	1	0	2	4	-
Синхроскоп	Э-327	10	1	1	0	1	10	-
Осцилограф	-	-	-	-	-	1	-	-
АТ зв'язку								
Ватметр	Д-335	1,5	2	1	0	2	6	-
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Разом							116	24,2

$$S_2 = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{116^2 + 24,2^2} = 118,497 \text{ В}\cdot\text{А}$$

$$S_2 = 118,497 \text{ В}\cdot\text{А} < S_{2,\text{НОМ}} = 2500 \text{ В}\cdot\text{А}$$

4.4. Вибір струмопровідних частин

Вибираємо струмопровідні частини для електричного ланцюга приєднання автотрансформатора до РУ 110 кВ. Вибір перерізу проводів ведемо за допустимим струмом.

$$I_{\text{норм}} = 1049,731 \text{ А}$$

$$I_{\text{max}} = 1469,623 \text{ А}$$

$$I_{\text{доп}} > I_{\text{max}}$$

Вибираємо переріз проводу марки ЗхАС-240/32, основні технічні характеристики якого згідно з [3] наведені в таблиці 4.6.

Таблиця 4.6

Технічні дані проводу марки ЗхАС-240/32

Марка проводу	Діаметр, мм	$I_{\text{доп}}$ [А]
ЗхАС-240/32	Зх21,6	1815

Перевіряємо вибраний переріз проводу на нагрів за умови $I_{\max} \leq I_{\text{доп}}$.

Перевіряємо вибрані проводи за умовою коронування, з урахуванням того, що проводи фаз розташовані горизонтально $1,07E \leq 0,9E_0$.

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{3,24}}\right) = 28,973 \text{ кВ/см}$$

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \lg(D_{\text{ср}} / r_0)} = \frac{0,354 \cdot 110}{3 \cdot 3,24 \cdot \lg(378/27)} = 3,366 \text{ кВ/см}$$

$$D = 3 \text{ м} = 300 \text{ см}$$

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot D = 1,26 \cdot 300 = 378 \text{ см}$$

$$E = 3,602 \text{ кВ/см} < E_0 = 26,076 \text{ кВ/см.}$$

Таким чином, вибраний провід відповідає умові користування.

Вибираємо підвісні ізолятори згідно з [6].

Намічаємо підвісний ізолятор типу ПС6-А, технічні дані якого наведені в таблиці 4.7

Таблиця 4.7

Технічні дані підвісних ізоляторів

Тип ізолятора	Н, мм	Е мр, кВ/см
ПС6-А	130	2,6

Кількість ізоляторів в гірлянді

$$n = \frac{K_p \cdot U_{\phi}}{E_{\text{мр}} \cdot H} = \frac{3 \cdot 110}{2,6 \cdot 13 \cdot \sqrt{3}} = 5,636 \approx 6 \text{ шт.}$$

$$K_p = 3 \text{ згідно з [6].}$$

$$H = 130 \text{ мм} = 13 \text{ см}$$

$$E_{\text{мр}} = 2,6 \text{ кВ/см.}$$

Згідно з [6] приймаємо 9 шт. підвісних ізоляторів в гірлянді.

4.5. Вибір електричних апаратів за номінальними параметрами

Технічні характеристики електричних апаратів згідно з [2, 3, 4] наведені в таблиці 4.8.

Технічні характеристики електричних апаратів

Приєднання	Розрахункова формула	Вимикач	Роз'єднувач	Трансформатор струму	Трансформатор напруги
Блочного трансформатора до РУ 110 кВ	$I_{НОРМ} = I_{МАХ} = \frac{S_{НОМ,Г} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ,СН}} =$ $= \frac{353 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 1852,777 \text{ А}$	ВГТ – 110П40/2500У1	РНДЗ – 110/2000 ХЛП	ТОГ – 110П-ПУ1	–
Лінія 110 кВ	$I_{НОРМ} = \frac{P_{МАХ} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ,СН} \cdot \cos \varphi} = \frac{38 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,87} =$ $= 229,251 \text{ А}$ $I_{МАХ} = \frac{n}{n-1} \cdot I_{НОРМ} = \frac{9}{9-1} \cdot 229,251 = 257,907 \text{ А}$	ВГТ – 110П40/2500У1	РД(З) – 110/1000У1	ТОГ – 110П-ПУ1	–
РТВП - 110 кВ	$I_{НОРМ} = I_{МАХ} = \frac{S_{НОМ,РТВП}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ,СН}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 110} =$ $= 209,946 \text{ А}$	ВГТ – 110П40/2500У1	РНДЗ – 110/1000 У1	ТОГ – 110П-ПУ1	–
Лінія 330 кВ	$I_{МАХ} = \frac{n}{n-1} \cdot I_{НОРМ} = \frac{9}{9-1} \cdot 1262,531 =$ $= 1420,347$ $I_{НОРМ} = \frac{S_{МАХ} \cdot 10^3}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ,ВН}} = \frac{600,892 \cdot 10^3}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 330} =$ $= 1262,531 \text{ А}$ $S_{\max,ВН} = \sum_1^n S_{НОМ} - \sum_1^n S_{6.л.} - S_{\max,СН} =$ $= 353 \cdot 3 - 25,6 \cdot 3 - 381,308 = 600,892 \text{ МВ} \cdot \text{А}$	ВГТ – 330П40/3150У1	РДЗ – 330/3150УХЛП	ТОГ – 330П-ПУ1	3хНОГ-330П-П У1*

Блочного трансформатора до РУ 330 кВ	$I_{НОРМ} = I_{МАХ} = \frac{S_{НОМ,Г} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ,ВН}} =$ $= \frac{353 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 330} = 617,589 \text{ А}$	ВГТ – 330П40/3150У1	РДЗ – 330/3150УХЛ1	ТОГ – 330П-ІУ1	–
АТ - 330 кВ	$I_{НОРМ} = \frac{S_{НОМ,АТ} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ,ВН}} = \frac{200 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 330} =$ $= 349,909 \text{ А}$ $I_{МАХ} = 1,4 \cdot I_{НОРМ} = 1,4 \cdot 349,909 = 489,873 \text{ А}$	ВГТ – 330П40/3150У1	РДЗ – 330/3150УХЛ1	ТОГ – 330П-ІУ1	–
Генератора	$I_{НОРМ} = \frac{S_{НОМ,Г} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ,Г}} =$ $= \frac{353 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 20} = 10190,232 \text{ А}$ $I_{МАХ} = \frac{I_{НОРМ}}{0,95} = \frac{10190,232}{0,95} = 10726,560 \text{ А}$	HECS – 100R	РВПЗ – 20/12500	ТШ – 20 – 1200/5	3x3НОМ – 20
Ввод робочого ТВП	$I_{НОРМ} = I_{МАХ} = \frac{S_{НОМ,ТВП}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ,Г}} =$ $= \frac{32000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 20} = 923,76 \text{ А}$	КРУ з вимикачем ВРС – 6			

4.6. Вибір трансформаторів власних потреб та схеми електропостачання власних потреб

Живлення власних потреб проектованої ТЕЦ-750 МВт виконується від генераторів станцій через спеціальні знижуючі трансформатори власних потреб робочі (ТВП) та резервні (РТВП).

Номінальну потужність ТВП вибираємо у відповідності з їх розрахунковим навантаженням. Перевантаження цих трансформаторів не допускається.

Потужність власних потреб блоку Св.п. = 25,6 МВА.

Згідно з [1] потужність РТВП проектованої ТЕЦ – 750 МВт приймається на ступінь вищою потужності ТВП.

З урахуванням матеріалів реального проектування ТЕЦ-750 МВт з

генераторами потужністю 320 МВт вибираємо робочий ТВП типу ТРДНС-32000/35 та резервний ТВП типу ТРДН-0000/110, технічні дані яких згідно з [3] наведені в таблиці 4.9.

Таблиця 4.9

Технічні дані трансформаторів власних потреб

Тип	Номинальні напруги		Втрати, кВт		Напруга короткого замикання $U_k\%$ ВН-СН	Струм короткого замикання $I_k\%$
	ВН кВ	НН кВ	ΔP_x	ΔP_k		
ТРДНС-32000/35	20	6,3	29	143	12,7	0,6
ТДН-40000/110	115	6,3	34	170	10,5	0,55

Трансформатори власних потреб ТВП1, ТВП2, ТВП3 живлять секції 6,3 кВ відповідно першого енергоблоку 1ВА, 1ВВ, другого 2ВА, 2ВВ та третього 3ВА, 3ВВ. До цих секцій приєднуються електродвигуни 6кВ котельного та турбінного відділень, загальностанційне навантаження (з с.н.) і трансформатори 6,3/0,4 кВ.

Резервне живлення секцій власних потреб виконується від резервних магістралей ВЛ, ВМ, зв'язаних з резервним трансформатором власних потреб РТВП1. Для збільшення гнучкості та надійності резервні магістралі секціонуються вимикачами через кожні два енергоблоки.

Згідно з [3] кількість резервних трансформаторів приймається один приєднаний і один готовий до заміни.

Трансформатори другого ступеня секцій 6,3/0,4 кВ встановлюються в центрах навантаження : в котельному та турбінному відділеннях, на паливному складі, в об'єднаному допоміжному корпусі, на відкритих РУ, в компресорній установці тощо. Потужність цих трансформаторів не перевищує 1000 кВА. Для підвищення надійності збірні шини 0,4 кВ секціонуються. Кожна секція забезпечується робочим і резервним живленням, яке вмикається автоматично.

На рисунку 4.1 показане живлення секції власних потреб 0,4 кВ одного енергоблоку, розташованого в головному корпусі. Споживачі 0,4 кВ першого енергоблоку і частина загальностанційного навантаження отримують живлення від секцій 1СА, 1СВ, 1СС, 1СД. Найбільш відповідальні споживачі приєднані до напівсекцій 1СА та 1СВ, які автоматичними вимикачами відділяються від іншої частини цих же секцій. Резервний трансформатор 6,3/0,4 кВ приєднаний до секцій 3ВА третього енергоблоку.

Споживачі 0,4 кВ другого енергоблоку приєднуються до секцій 2СА, 2СВ, 2СС, 2СД, а третього до секцій 3СА, 3СВ, 3СС, 3СД (на рисунку 4.1 ці секції не показані). Резервний трансформатор для останніх секцій приєднується до секції 6,3 кВ 2ВВ другого енергоблоку.

Для підтримання необхідного рівня напруги на шинах власних потреб трансформатори мають РПН. Схема з'єднання обмоток НН робочих і резервних трансформаторів вибирається таким чином, щоб було можливе їх короткочасне паралельне вмикання в момент переходу з робочого на резервне живлення та навпаки.

Застосування трансформаторів з розщепленою обмоткою НН і роздільна робота секцій 6,3 кВ дозволяють обмежити струм короткого замикання в мережах власних потреб до такого значення, яке дозволяє застосувати ячейки комплектної розподільної установки з вакуумними вимикачами.

На рисунку 4.1 наведена схема електропостачання власних потреб проекрованої ТЕЦ-750 МВт.

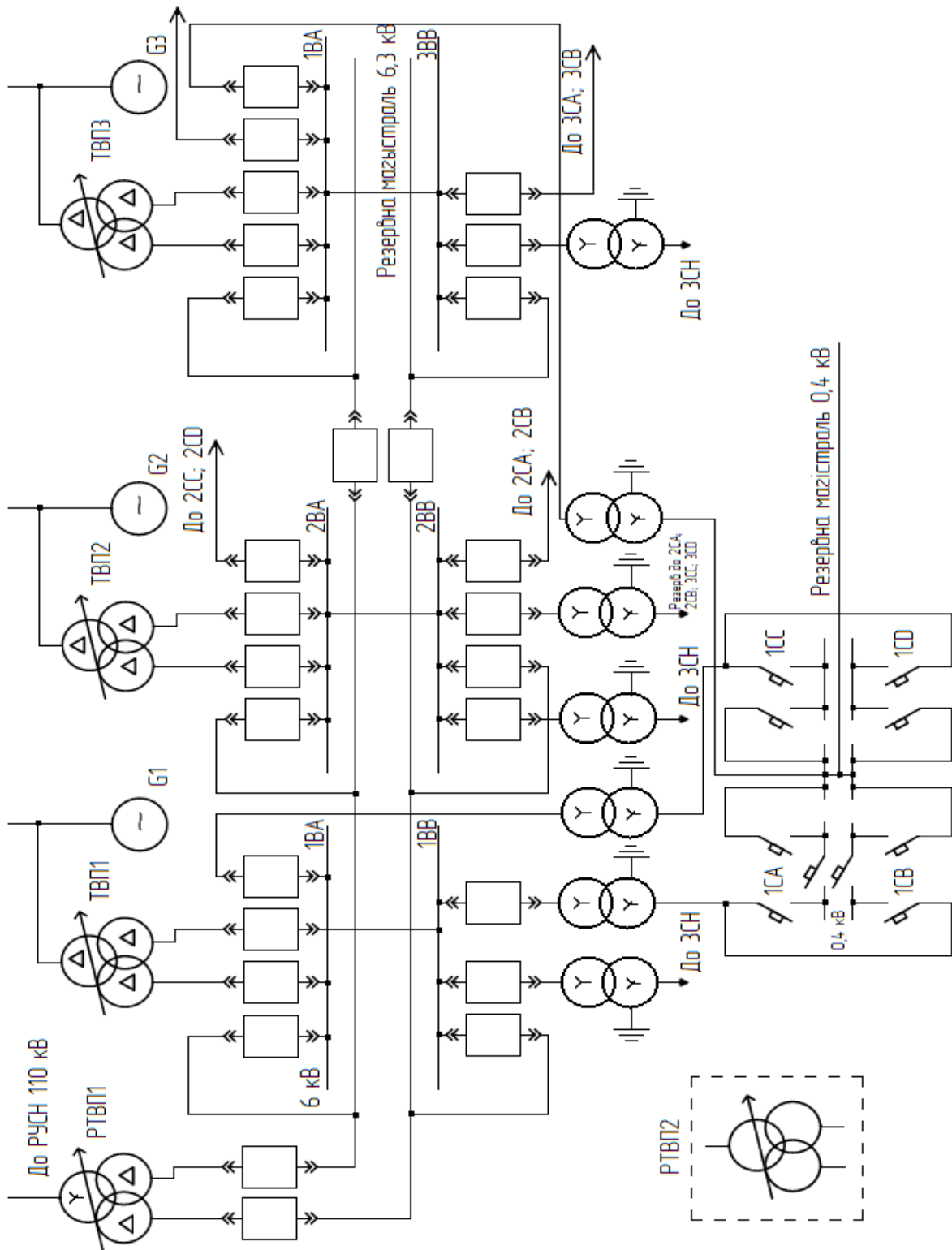


Рис. 4.1. Схема електропостачання власних потреб

ВИСНОВКИ

Проектована ТЕЦ-750 МВт працює в складі енергосистеми і служить для централізованого тепло та електрозабезпечення великого промислового району. Зв'язок з системою виконується десятима повітряними лініями 110 кВ та трьома повітряними лініями 330 кВ. Основне паливо – газ, мазут.

Вибрані три турбогенератори ТВВ-320-2. Електрична схема проекрованої ТЕЦ-750 МВт. Зв'язок між РУСН-110 кВ і РУВН-330 кВ автотрансформаторний. На стороні 110 кВ та на стороні 330 кВ використовується схема з трьома вимикачами на два приєднання. Для станції вибрані блочні трансформатори: ТДЦ-400000/110 і ТДЦ-400000/330. Для зв'язку між РУ використаний автотрансформатор зв'язку типу АТДЦТН-200000/330/110.

Було виконане техніко-економічне порівняння двох варіантів головних схем, на підставі якого вибраний більш економічний варіант, представлений на головній схемі. Був також зроблений розрахунок струмів КЗ, згідно з яким вибрані електричні апарати. Відповідно вибране сучасне елегазове обладнання: трансформатор напруги типу НОГ, вимикачі типу ВГГ, трансформатори струму типу ТОГ, роз'єднувачі типу РДЗ. З боку генераторної напруги: вимикач НЕС, трансформатори струму типу ТШ, трансформатори напруги ЗНОЛ, а також ячейка КРУ з вакуумним вимикачем ВРС-6 на ввід робочого ТВП. З'єднання між генератором і трансформатором виконано трифазним пофазно екранованим струмопроводом ТЕКН, в якому фактично виключена можливість міжфазного короткого замикання, фізичних пошкоджень і підвищена надійність.

Для схеми власних потреб станції вибрані трансформатори власних потреб ТРДНС-32000/35 і ТРДН-40000/110.

СПИСОК БІБЛІОГРАФІЧНИХ ПОСИЛАНЬ ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

- 1 Міністерство палива та енергетики tre.kmu.da.ua.
- 2 Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций и тепловых сетей: ВНТП-81 Минэнерго СССР.-М.: ЦНТИ Информэнерго, 1981-122с
- 3 Рожкова Л.Д., Козулин В.С., Электрооборудование станций и подстанций: учебник для техникумов.-3-е изд. перераб. и доп.– М.:Энергоатомиздат,1987-648с.
- 4 Коваль І.О. Електричні апарати напругою понад 1кВ сучасних виробників. Довідкові матеріали для курсового та дипломного проектування. Навчальний посібник. - Київський енергетичний коледж 2008.
5. Правила улаштування електроустановок / Мінпаливенерго України – 3-тє перероб. і доп. Київ, 2011.–736 с.
- 6 Ларионов В.П. и др. Техника высоких напряжений : Учебник для техникумов/ В. П. Ларионов, В. В. Базуткин, Ю. Г. Сергеев; Под ред. В.П. Ларионова – М.: Энергоиздат, 1982. – 296 с.
- 7 Неклепаев Б. Н., Крючков И. П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. – пособие для вузов – 4-е изд., перераб. и доп. – М.:Энергоатомиздат. 1989 – 608 с.
8. Голубев М.Л. Расчет токов короткого замыкания в электросетях 0,4-35 кВ.- М.: Энергия, 1980.– 88 с.
9. Правила безпечної експлуатації електроустановок ДНАОП 1.1.10-2.01.-97
10. Козлов В.Д., Захарченко В.П., Тачиніна О.М. Електрична частина станцій та підстанцій.– К. : НАУ, 2018. – 312 с.