

**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 атомної електростанції АЕС-3000 МВт»**

**Виконавець:** \_\_\_\_\_ **Бездень В.Ф.**  
(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**

**Бездень Володимира Федоровича**

(прізвище, ім'я, по батькові)

**1. Тема дипломної роботи:** «Електрична частина атомної електростанції АЕС-3000 МВт»

затверджена наказом ректора від «    »    \_\_\_\_\_ р. №

**2. Термін виконання роботи:** з 20.12.2022 р. по 28.02.2023 р.

**3. Вихідні дані до роботи:** АЕС-3000 МВт працює в складі енергосистеми; потужність – 3000 МВт; три турбогенератори потужністю по 1000 МВт; розподільчі установки РУВН–750 кВ, РУСН–330 кВ; п'ять повітряних ліній напругою 330 кВ та три повітряні лінії напругою 750 кВ.

**4. Зміст пояснювальної записки:** Вступ. Розділ 1. Загальний аналіз стану атомних електростанцій. Розділ 2. Вибір головної схеми електричних з'єднань АЕС-3000 МВт. Розділ 3. Розрахунок струмів трифазного короткого замикання. Розділ 4. Вибір електричних апаратів і струмопровідних частин. Висновки. Список використаних джерел.

**5. Перелік обов'язкового графічного матеріалу:** структурні та електричні схеми АЕС-3000 МВт; схеми електричні принципові АЕС-3000 МВт; розрахункова схема КЗ та схеми заміщення.

## 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. Загальний аналіз стану атомних електростанцій.	02.01.23-10.01.23	Виконано
4	Розділ 2. Вибір головної схеми електричних з'єднань АЕС-3000 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: 20. 12. 2022 р

Керівник \_\_\_\_\_ доцент Сірий Д.Т.

(підпис)

Завдання прийняв до виконання \_\_\_\_\_ Бездень В.Ф.

(підпис)

## РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка дипломного проекту «Електрична частина атомної електростанції АЕС-3000 МВт» включає: 42 сторінки, 11 рисунків, 13 таблиць, 12 використаних джерел.

ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯ, ТУРБОГЕНЕРАТОР, ЕЛЕКТРИЧНА СХЕМА, ТРАНСФОРМАТОР, АВТОТРАНСФОРМАТОР ЗВ'ЯЗКУ, ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ, ГЕНЕРАТОР, КОРОТКЕ ЗАМИКАННЯ.

Об'єкт дослідження: атомна електростанція АЕС-3000 МВт.

Предмет дослідження: електрична частина АЕС потужністю 3000 МВт.

Мета дипломної роботи: розробка надійної та економічної електричної частини атомної електростанції АЕС-3000 МВт з використанням новітньої комутаційної апаратури.

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

Використані такі засоби підвищення надійності та ефективності атомної електростанції АЕС-3000 МВт:

- вибір головної електричної схеми, що задовольняє потребам надійності, зручності експлуатації та економічності;
- використання новітніх електричних апаратів і струмопровідних частин, що задовольняють техніко-економічному обґрунтуванню.

Найбільш економічний варіант електричної частини атомної електростанції АЕС-3000 МВт вибраний в роботі на підставі техніко-економічного порівняння двох можливих варіантів.

## ЗМІСТ

Вступ.....	7
Розділ 1. Загальний аналіз стану атомних електростанцій. ....	8
1.1. Загальні відомості про атомні електростанції.....	8
1.2. Технології виробництва та експлуатації АЕС .....	10
Розділ 2. Вибір головної електричної схеми АЕС-3000 МВт .....	14
2.1. Вибір схеми приєднання електростанції до енергосистеми .....	14
2.2. Вибір блочних силових трансформаторів та автотрансформатора зв'язку.....	16
2.3. Вибір схеми електричних з'єднань розподільчих установок підвищених напруг.....	19
2.4. Техніко-економічне обґрунтування вибору головної електричної схеми.....	22
Розділ 3. Розрахунок струмів трифазного короткого замикання.....	26
3.1. Складання схеми заміщення і визначення її параметрів.....	26
3.2. Розрахунок струмів трифазного короткого замикання на збірних шинах РУВН-750 кВ .....	29
Розділ 4. Вибір електричних апаратів і струмопровідних частин.....	34
4.1. Вибір вимикачів та роз'єднувачів.....	34
4.2. Вибір трансформаторів струму та напруги.....	34
4.3. Вибір перерізу проводів та підвісних ізоляторів.....	37
4.4. Вибір електричних апаратів .....	38
Висновки.....	41
Список бібліографічних посилань.....	42

## ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

АЕС – атомна електрична станція;  
АТ – автотрансформатор;  
ВЕС – вітроелектростанція;  
ВП – власні потреби;  
ВРУ – відкрита розподільча установка;  
ГАЕС – гідроакумуюча електростанція;  
ГЕС – гідроелектростанція;  
ЕРС – електрорушійна сила;  
ЕС – електрична станція;  
ЗРУ – закрита розподільча установка;  
КЕС – конденсаційна електростанція;  
КРУ – комплектна розподільча установка;  
КРУЗ – комплектна розподільча установка зовнішнього установлення;  
КЗ – коротке замикання;  
ЛЕП – лінія електропередачі;  
НН – нижча напруга;  
ОЕС – об'єднана енергетична система;  
ПУЕ – правила улаштування електроустановок;  
РУ – розподільча установка;  
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 – теплоелектроцентраль.

## ВСТУП

Електроенергетика – одна з основних галузей народного господарства України. Вона забезпечує всебічний науково-технічний прогрес у всіх без винятку виробництвах, поліпшує умови праці і побуту.

Електроенергію в Україні виробляють теплові (ТЕС), гідравлічні (ГЕС), гідроакумулятивні (ГАЕС) та атомні (АЕС) станції. Потужність електростанцій України – 54 млн кВт.

На сучасному етапі розвитку держави атомна енергетика займає все більш значущі позиції. Однак прихильники і противники атомної енергетики різко розходяться в оцінках її безпеки, надійності та економічній ефективності.

Задовольнити величезну потребу України в електроенергії можна шляхом розвитку саме цього виду енергії, тому що зараз гостро стоїть питання про збереження енергоресурсів і поліпшення екологічного стану навколишнього середовища. Тому в цьому випадку слід збільшувати виробництво атомної енергії. В Україні є всі умови для її розвитку, однак є і проблеми, що не дадуть можливостей максимально використати наявний потенціал, зменшити державні витрати, дозволить економити ресурси.

Зростаюча потреба в електроенергії, наявність значних запасів урану, кваліфікованих кадрів, сприяли розвитку атомної енергетики в Україні. АЕС виробляють більшу частку електроенергії серед інших електростанцій. На даний час в Україні працює 4 АЕС: Запорізька АЕС (найбільша в Європі, 6 атомних енергоблоків.), Південно-Українська АЕС (3 енергоблоки), Рівненська АЕС (4 енергоблоки), Хмельницька АЕС (2 енергоблоки).

Атомна електростанція працює в складі енергосистеми і служить для централізованого тепло– та електропостачання великого промислового району. Зв'язок з системою виконується п'ятьма повітряними лініями 330 кВ та трьома 750 кВ. На цій АЕС використовують три турбогенератори потужністю 1000 МВт типу ТВВ-1000-УЗ. Основне паливо – ядерне.

## РОЗДІЛ 1

# ЗАГАЛЬНИЙ АНАЛІЗ СТАНУ АТОМНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ

### 1.1. Загальні відомості про атомні електростанції

АЕС – це по суті теплові електростанції, які використовують теплову енергію ядерних реакцій, ядерне паливо, в основному уран U 235, в якості джерела теплоти пов'язаних із здійсненням ланцюгової реакції розподілу речовини і виділенням при цьому величезної кількості енергії.

Ядерне паливо використовують зазвичай у твердому вигляді. Його укладають у запобіжну оболонку. Теплова енергія, що виділяється при реакції поділу, відводиться з активної зони реактора за допомогою теплоносія, що прокачують під тиском через кожен робочий канал або через всю активну зону. Найбільш поширеним теплоносієм є вода, яку ретельно очищають. При діленні ядер урану або плутонію утворюються швидкі нейтрони, енергія яких велика.

Як сповільнювач, використовують речовини, які містять елементи з малою атомною масою, що володіють низькою поглинаючою здатністю по відношенню до нейтронів. Основними сповільнювачами є вода, важка вода, графіт.

Технологічна схема АЕС залежить від типу реактора, виду теплоносія і сповільнювача, а також від ряду інших чинників. Схема може бути одноконтурною, двоконтурною і трьохконтурною.

На рис. 1.1, як приклад, представлена двоконтурна схема АЕС, де: (1 - реактор; 2 - парогенератор; 3 - турбіна, 4 - трансформатор; 5 - генератор, 6 - конденсатор турбіни; 7 - конденсатний (поживний) насос, 8 - головний циркуляційний насос).

Атомні електростанції вигідно оснащувати енергоблоками з великою потужністю. В даний час розроблено реактори з електричною потужністю 440 і 1000 МВт типу ВВЕР, а так само 1000 і 1500 МВт типу РВПК. При цьому енергоблок формується таким чином: реактор поєднується з двома турбоагрегатами або з турбоагрегатом однакової потужності.



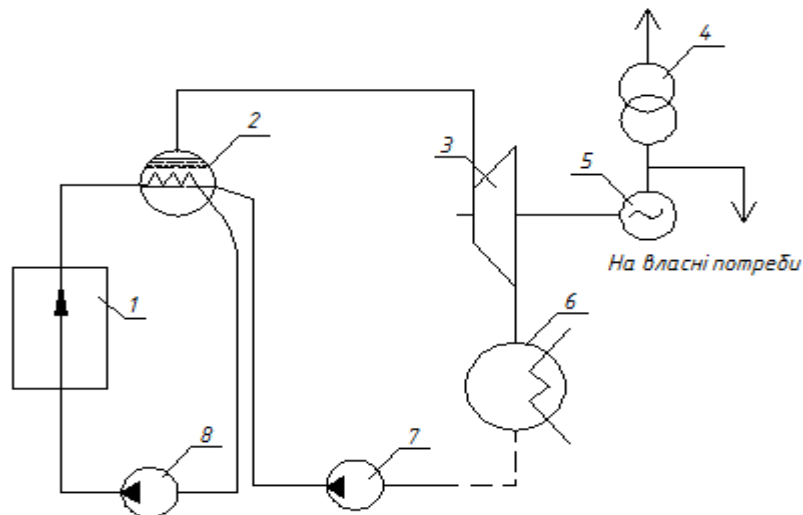


Рис.1.1. Двоконтурна схема АЕС для електростанції з реактором типу ВВЕР

На рис. 1.2, як приклад, представлена технологічна схема з реактором БН (швидкісні нейтрони): (1 - реактор; 2 - парогенератор; 3 - турбіна; 4 - трансформатор; 5 - генератор; 6 - конденсатор; 7,8,9 - насоси; 10 - теплообмінник першого контуру).

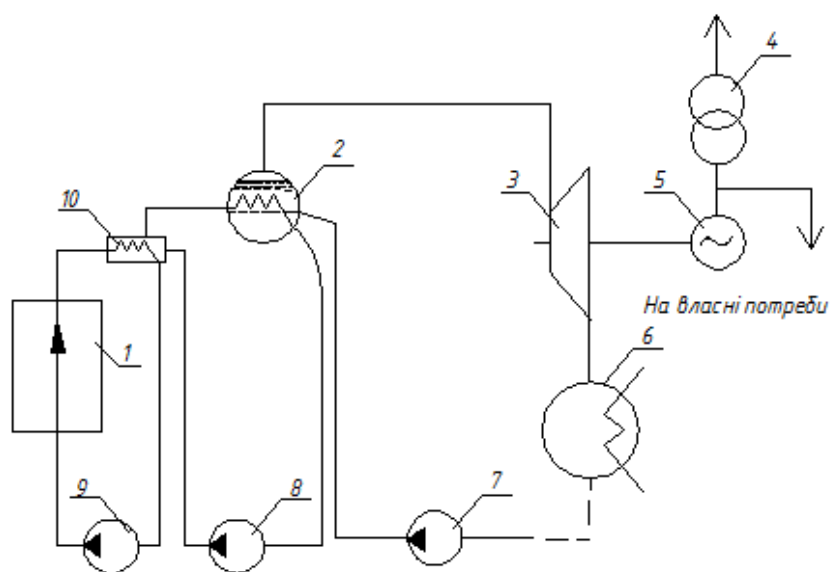


Рис. 1.2. Технологічна схема з реактором типу БН

Рідкий натрій бурхливо реагує з водою і водяною парою. Тому, щоб уникнути при аваріях контакту радіоактивного натрію першого контуру з водою або водяною парою, виконують другий (проміжний) контур, теплоносієм в якому є нерадіоактивних натрій. Робочим тілом третього контуру є вода і водяна

пара. В даний час в експлуатації знаходяться ряд енергоблоків типу БН, з них найбільш великий БН-600.

Атомні електростанції не мають викидів димових газів і не мають відходів у вигляді золи і шлаків. Однак питомі тепловиділення в охолоджуючу воду у АЕС більше, ніж у теплових електростанцій (ТЕС), внаслідок більшої питомої витрати пари, а отже, і великих питомих витрат охолоджуючої води. Тому на більшості нових АЕС передбачається установка градирень, в яких тепло від охолоджуючої води відводиться в атмосферу. Особливістю АЕС є необхідність поховання радіоактивних відходів. Це робиться в спеціальних могильниках, які виключають можливість впливу радіації на людей.

Що стосується забруднення, то на АЕС відсутній викид з димовими газами золи. При роботі АЕС, не споживають органічне паливо (вугілля, нафта, газ), в атмосферу не викидаються оксиди сірки, азоту, вуглекислий газ. Це дозволяє знизити парниковий ефект, що веде до глобальної зміни клімату.

Основні принципи розвитку атомної енергетики в Україні зафіксовано в «Енергетичній стратегії України до 2030 року». У ній пропонується продовжити експлуатацію 13 діючих ядерних енергоблоків і будівництво 22 нових, створення заводу для виробництва ядерного палива. Планується збільшення виробництва атомної електроенергії шляхом побудови нових АЕС. Відмінною рисою АЕС є радіоактивність теплоносія, а також утворення радіоактивних газоподібних, рідких і твердих відходів. Для їх вилучення АЕС оснащують додатковими пристроями і спорудами: спеціальною технологічною вентиляцією, спеціальною каналізацією, системою дезактивації і захоронення радіоактивних відходів.

## **1.2. Технології виробництва та експлуатації АЕС**

Енергетичні ядерні реактори можна розділити на декілька категорій за типом охолоджувача і сповільнювача, які вони використовують. Охолоджувач - це газ або рідина, які використовуються для перенесення тепла від активної зони реактора до турбінного генератора. Сповільнювач - це середовище, яке зменшує

швидкість нейтронів таким чином, щоб вони затрималися в активній зоні на довший час, достатній для підтримання ланцюгової реакції. Існує багато можливих комбінацій охолоджувача і сповільнювача, але для реакторів, які вже експлуатуються або пропонуються, використовуються чотири можливих охолоджувача і три сповільнювача.

Найбільш звичні типи ядерних реакторів - реактор з водою під тиском (PWR65) і реактор з киплячою водою (BWR66). Вони були розроблені на основі реакторів підводних човнів; в них використовується звичайна вода („легка вода“) як охолоджувач і сповільнювач.

Перевага води полягає у її дешевизні, хоч вона і не найкращий сповільнювач. Як у охолоджувача, недолік у води в тому, що реактор розраховано на воду як рідину. Якщо в контурі охолодження станеться розрив, вода закипить і перестане бути ефективним охолоджувачем. Уникнення можливості так званих „аварій з втратою теплоносія“ є, таким чином, основним пріоритетом при розробці конструкції реактора.

Основною відмінністю між реакторами PWR і BWR є те, що в реакторах BWR охолоджуючій воді дозволяється кипіти, і потім вона направляється безпосередньо в турбінний генератор, де пара, яка утворилася в активній зоні реактора, крутить турбіну. В реакторах PWR вода утримується в рідкому стані завдяки тиску.

Теплообмінник (парогенератор) використовується для передачі енергії в другий контур, де вода вже закипає і приводить в рух турбіну. Через це реактори BWR менш складні, ніж PWR, але оскільки охолоджуюча вода йде прямо на турбіну, радіоактивне забруднення станції більш значне.

Важка вода є більш ефективним сповільнювачем, тому реактори Candu можуть використовувати природний (незбагачений) уран. Однак важка вода має не лише перевагу більшої ефективності, а й недолік великої вартості її виробництва. Графіт є ефективним сповільнювачем, але у порівнянні з водою досить дорогим. Його недоліками також є горючість та тенденція давати тріщини і деформації під впливом радіації.

З 2010 в Україні мали б почати закривати атомні реактори в яких вже закінчився експлуатаційний строк. Проте енергетики планують подовжити час роботи реакторів ще на 15 років. 12-ть з 15-ти ядерних блоків в Україні повинні бути закриті до 2020.

На цей час потреби атомної енергетики України задовольняються за рахунок вітчизняного урану лише на 30%. Паливо для українських АЕС закупаються у Росії і США.

Поновлення повномасштабних геологорозвідувальних робіт з пошуку урану може зумовити відкриття нових родовищ, багатих на уранові руди, що дозволить зменшити собівартість виробництва концентрату природного урану. Освоєння Новоконстантинівського родовища і реконструкція гідрометалургійного заводу в Жовтих Водах дозволить збільшити випуск продукції до рівня потреби України.

Майданчик для будівництва АЕС вибирають з таким розрахунком, щоб навколо АЕС можна було організувати санітарно-захисну зону. Санітарна зона – це круг з центром в місці розташування вентиляційної труби.

Радіус санітарної зони встановлюють залежно від кількості реакторів, їх параметрів, кліматичних і топографічних умов. В санітарній зоні забороняється будівництво населених пунктів, але дозволяється розміщати будови підсобного призначення – службові корпуси, їдальні, майстерні, пожежне депо, гаражі, склади і т.д.

На рисунку 1.3 наведено приклад компоновки споруд АЕС на виробничому майданчику 1. Головний корпус 2, який складається з реакторного відділення і машинного залу, зорієнтований відносно берегової лінії водосховища 3. Циркуляційна вода подається до машинного залу за допомогою берегової насосної 4. Паралельно машинному залу проходить скидний трубопровід 5, який переходить в скидний канал 6.

В безпосередній близькості від головного корпусу розташовані всі спеціальні споруди, призначені для усунення, дезактивації та збереження радіоактивних відходів: корпус спецводоочищення 7, сховища 8 радіоактивних

відходів (розташовані під будівлею спецводоочищення), вентиляційна труба 9. Поряд з корпусом спецводоочищення знаходиться дизель-генераторна 10, де змонтовані джерела надійного живлення – дизель-генератори.

Неподалік розташовані допоміжні виробничі будівлі та споруди: хімводоочищення 11, допоміжна котельня 12, об'єднаний допоміжний корпус і майстерні 13, склад 14, пожежна охорона 15, гараж 16. Маслогосподарство 17 і азотно-киснева станція 18 з метою пожежобезпеки віддалені на периферію промислового майданчика.

Трансформатори блоків 19 встановлені біля зовнішньої стіни машинного залу. Прямими гнучкими струмопроводами вони приєднуються до РУ СН 20 та РУ ВН 21. За допомогою перехідних галерей головний корпус з'єднаний з інженерно-побутовим 22 та адміністративно-службовим 23 корпусами.

Згідно з останніми проектними рішеннями системи спецводоочищення і зменшення активності газів внесені в головний корпус, а вентиляційна труба розташована безпосередньо на головному корпусі. Ці заходи зменшили внутрішні комунікації і зробили компоновання більш компактним.

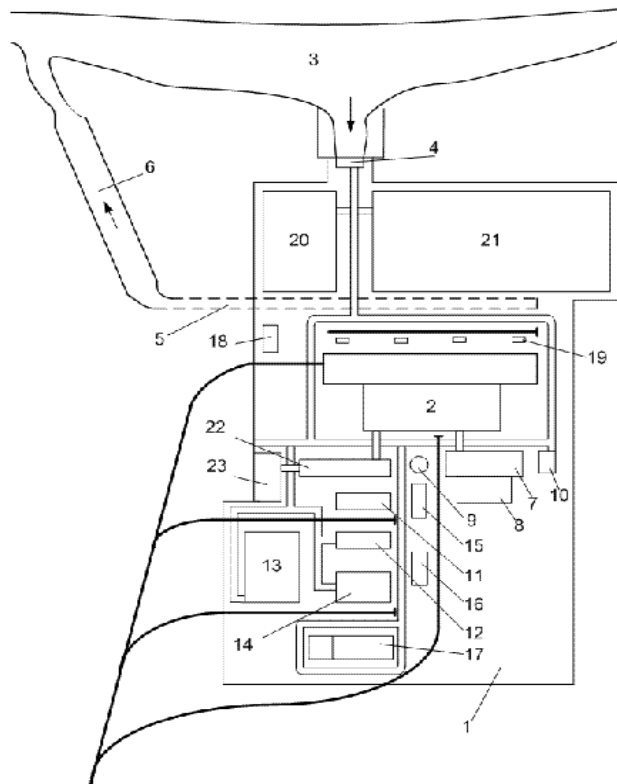


Рис. 1.3. Компонування споруд АЕС на виробничому майданчику

## РОЗДІЛ 2

### ВИБІР ГОЛОВНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СХЕМИ АЕС-3000 МВт

#### 2.1. Вибір схеми приєднання електростанції до енергосистеми

Проектована АЕС-3000 МВт працює в складі енергосистеми і служить для централізованого електрозабезпечення великого промислового району. Зв'язок з системою виконується п'ятьма повітряними лініями 330 кВ та трьома повітряними лініями 750 кВ.

Лінії 330 кВ служать для живлення розподільчих мереж, а також для видачі вільної потужності АЕС в енергосистему.

Лінії 750 кВ входять до складу основних системо утворюючих мереж системи. Кількість і пропускна здатність ліній електропередачі вибрані з урахуванням надійної роботи електричної системи і системи електрозабезпечення споживачів згідно з [2].

Згідно з завданням на проєктованій АЕС-3000 МВт встановлюємо три турбогенератори потужністю 1000 МВт, технічні дані яких згідно з [3] наведені в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1

Технічні дані турбогенераторів

Тип	Частота обертання об/хв	Номинальні значення					Зв'язок перехідний індуктивний опір, відн.од	Система збудження	Охолодження		
		Потужності МВ А	cos φ	Струму статора, А	Напруги статора, В	ККД, %			Обмотки статора	Обмотки ротора	Сталі статора
ТВВ-1000-2У3	3000	1111	0,9	26730	24000	98,9	0,27	БЩ	НВ	НВР	НВ

Турбогенератор ТВВ-1000-2У3 має безпосереднє водяне охолодження обмотки статора і сталі водою (НВ) і водневе охолодження обмотки ротора (НВР), система збудження безщіткова (БЩ).

Намічаємо два варіанти структурної електричної схеми із урахуванням розподілу блоків генератор-трансформатор між РУСН-330 кВ та РУВН-750 кВ. Зв'язок між РУ – автотрансформаторний.

Визначаємо максимальну та мінімальну потужності видачі електроенергії з шин РУСН-330 кВ.

$$S_{\max, CH} = n \frac{P_{\max}}{\cos \varphi} \cdot K_o = 5 \cdot \frac{215}{0,89} \cdot 0,98 = 1183,708 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{\min, CH} = n \frac{P_{\min}}{\cos \varphi} \cdot K_o = 5 \cdot \frac{210}{0,89} \cdot 0,98 = 1156,18 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

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

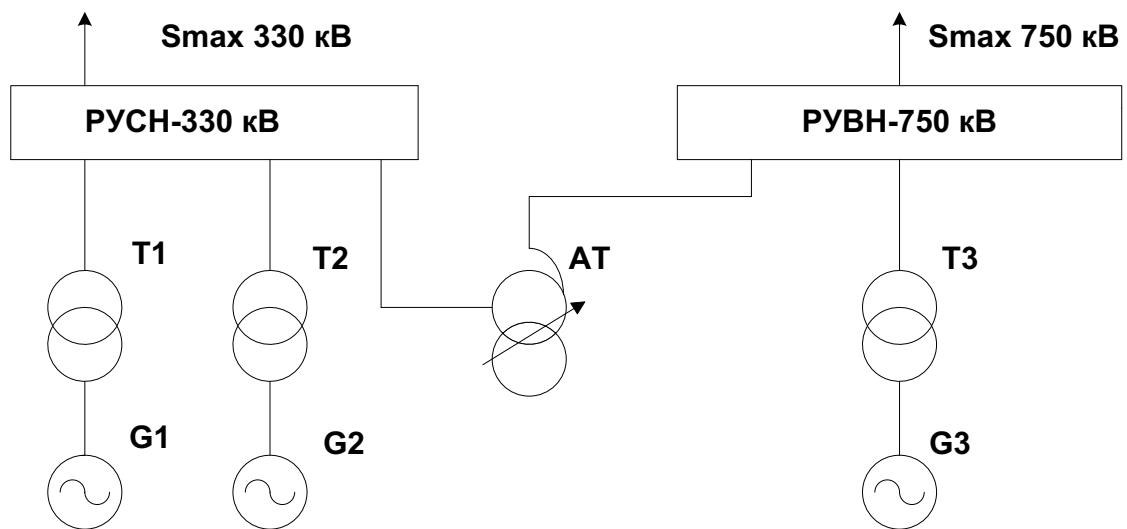


Рис. 2.1. Структурна електрична схема варіанту 1

У варіанті 1 до шин РУСН-330 кВ приєднано два блоки G1-T1 та G2-T2, а до шин РУВН-750 кВ приєднано один блок G3-T3.

У варіанті 2 до шин РУСН-330 кВ приєднано один блок G1-T1, а до шин РУВН-750 кВ приєднано два блоки G2-T2 та G3-T3.

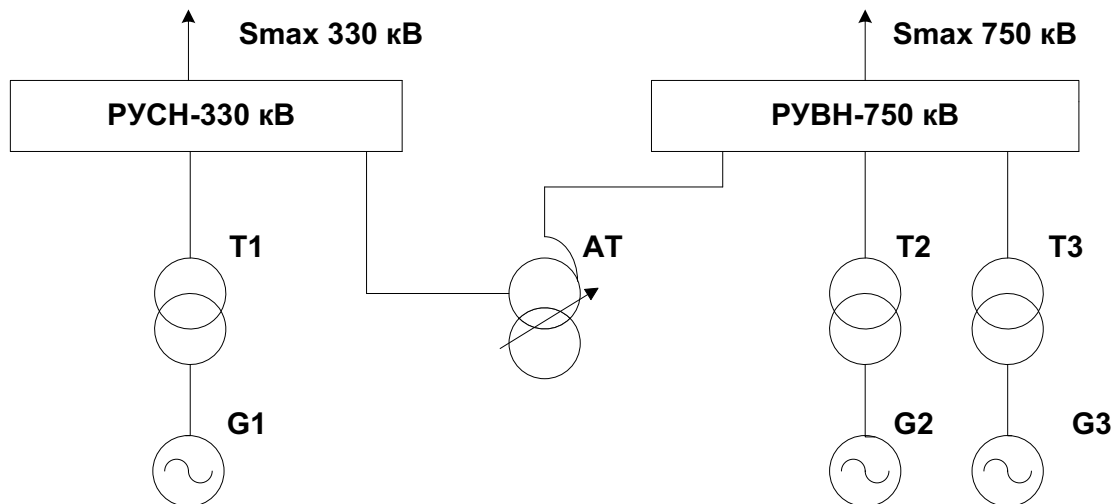


Рис. 2.2. Структурна електрична схема варіанту 2

## 2.2. Вибір блочних силових трансформаторів та автотрансформатора зв'язку

Потужність блочного трансформатора вибираємо за умовою  $ST \geq S_{розр}$   
 технічні дані блочних трансформаторів наведені в таблиці 2.2 згідно з [ 3 ].

$$S_{розр} = \sqrt{(P_{НОМ,G} - P_{В.П.})^2 + (Q_{НОМ,G} - Q_{В.П.})^2} = \sqrt{(1000 - 51,2)^2 + (490 - 38,4)^2} = \sqrt{1104164} = 1050,792 \text{ МВА}$$

Для генератора  $\cos \varphi = 0,9$ ,  $\text{tg } \varphi = 0,49$

$$Q_{НОМ,G} = P_{НОМ,G} \cdot \text{tg } \varphi = 1000 \cdot 0,49 = 490 \text{ Мвар}$$

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

$$S_{В.П.} = \frac{P_{\max В.П.}}{100} \cdot P_{НОМ,G} \cdot K_C = \frac{8}{100} \cdot 1000 \cdot 0,8 = 64 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$\frac{P_{\max В.П.}}{P_{УСТ}} = 8\% \quad K_C = 0,8$$

$$P_{В.П.} = S_{В.П.} \cdot \cos \varphi = 64 \cdot 0,8 = 51,2 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$Q_{В.П.} = S_{В.П.} \cdot \text{tg } \varphi = 64 \cdot 0,75 = 48 \text{ Мвар}$$

Технічні дані блочних трансформаторів наведені в таблиці 2.2 згідно з [3].



Технічні дані блочних трансформаторів

Тип трансформатора	Номинальна напруга, кВ		Втрати, кВт		Напруга короткого замикання $U_k$ , вн-нн, %	Струм холостого ходу $I_x$ , %
	ВН	НН	$\Delta P_x$	$\Delta P_k$		
ТДЦ-1250000/330	347	24	715	2200	14,5	0,55
ОРЦ-417000/750	787/ $\sqrt{3}$	24	320	800	14	0,35

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

## Максимальний режим

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

## Мінімальний режим

$$S_{POЗP,2} = \sqrt{\left[ \left( \sum_1^n P_{НОМ,G} - \sum_1^n P_{В.П.} - P_{min,CH} \right)^2 + \left( \sum_1^n Q_{НОМ,G} - \sum_1^n Q_{В.П.} - Q_{min,CH} \right)^2 \right]} \text{ [МВ} \cdot \text{А]}$$

## Аварійний режим

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

Для навантаження РУСН-330 кВ  $\cos \varphi = 0,89$ ,  $\operatorname{tg} \varphi = 0,51$

$$P_{max,CH} = n \cdot P_{max} = 5 \cdot 215 = 1075 \text{ МВт}$$

$$Q_{max,CH} = S_{max,CH} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 1075 \cdot 0,51 = 548,25 \text{ Мвар}$$

$$P_{min,CH} = n \cdot P_{min} = 5 \cdot 210 = 1050 \text{ МВт}$$

$$Q_{min,CH} = S_{min,CH} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 1050 \cdot 0,51 = 535,5 \text{ Мвар}$$

## Варіант 1

$$S_{POЗP,1} = \sqrt{\left[ \left( \sum_1^2 1000 - \sum_1^2 51,2 - 1075 \right)^2 + \left( \sum_1^2 490 - \sum_1^2 38,4 - 548,25 \right)^2 \right]} =$$

$$= \sqrt{[677670,76 + 125989,5025]} = \sqrt{803660,2625} = 896,471 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{PO3P,2} = \sqrt{\left[ \left( \sum_1^2 1000 - \sum_1^2 51,2 - 1050 \right)^2 + \left( \sum_1^2 490 - \sum_1^2 38,4 - 535,5 \right)^2 \right]} =$$

$$= \sqrt{[718425,76 + 135203,29]} = \sqrt{853629,05} = 923,92 \text{ MB} \cdot A$$

$$S_{PO3P,3} = \sqrt{\left[ \left( \sum_1^2 1000 - 1000 \right) - \left( \sum_1^2 51,2 - 51,2 \right) - 1075 + \left( \sum_1^2 490 - 490 \right) - \left( \sum_1^2 38,4 - 38,4 \right) - 548,25 \right]^2} = 158,958 \text{ MVA}$$

### Варіант 2

$$S_{PO3P,1} = \sqrt{\left[ \left( \sum_1^1 1000 - \sum_1^1 51,2 - 1075 \right)^2 + \left( \sum_1^1 490 - \sum_1^1 38,4 - 548,25 \right)^2 \right]} =$$

$$= \sqrt{(-126,2)^2 + (96,65)^2} = 158,958 \text{ MB} \cdot A$$

$$S_{PO3P,2} = \sqrt{\left[ \left( \sum_1^1 1000 - \sum_1^1 51,2 - 1050 \right)^2 + \left( \sum_1^1 490 - \sum_1^1 38,4 - 535,5 \right)^2 \right]} =$$

$$= \sqrt{10241,44 + 7039,21} = \sqrt{17280,65} = 131,456 \text{ MB} \cdot A$$

$$S_{PO3P,3} = \sqrt{\left[ \left( \sum_1^1 1000 - 1000 \right) - \left( \sum_1^1 51,2 - 51,2 \right) - 1075 + \left( \sum_1^1 490 - 490 \right) - \left( \sum_1^1 38,4 - 38,4 \right) - 548,25 \right]^2} =$$

$$\sqrt{1155625 + 300578,0625} = \sqrt{1456203,0625} = 1206,732 \text{ MB} \cdot A$$

Для варіанту 1 за значенням  $S_{PO3P,MAX} = 923,92$  МВА вибираємо групу з трьох автотрансформаторів типу АОДЦТН-333000/750/330 і резервну фазу типу АОДЦТН-333000/750/330.

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

Таблиця 2.3

Технічні дані автотрансформатора

Тип автотрансформатора	Номінальна потужність, МВА		Номінальна напруга, кВ			Втрати, кВт			Напруга короткого замкнення, %			Струм ХХ, %	
	автотрансформатора	Обмотки НН	ВН	СН	НН	$\Delta P_x$	$\Delta P_k$			ВН-СН	ВН-НН		СН-НН
							ВН-СН	ВН-НН	СН-НН				
<b>АОДЦТН 333000/750/330</b>	<b>333</b>	<b>120</b>	<b>750√3</b>	<b>330√3</b>	<b>15,75 10,5</b>	<b>217</b>	<b>580</b>	<b>255</b>	<b>235</b>	<b>10</b>	<b>28</b>	<b>17</b>	<b>0,35</b>

Для варіанту 2 за значенням  $S_{розр,MAX}=1206,732$  МВА вибираємо дві групи з трьох автотрансформаторів типу АОДЦТН-333000/750/330.

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

Допустиме перевантаження автотрансформатора зв'язку

$$S_{НОМАТ} \cdot КП = 3 \cdot 333 \cdot 1,4 = 1398,6 \text{ МВА,}$$

$$S_{розрmax1} = 923,92 > 1398,6; \quad S_{розрmax2} = 1206,732 > 1398,6.$$

Одночасний вихід з ладу турбогенератора, блоку й автотрансформатора зв'язку, по-перше, малоймовірний, а по-друге, поблизу проектованої АЕС є районна вузлова підстанція, яка зв'язана з проектованою станцією. Через шини 330 і 750 кВ цієї підстанції і буде забезпечено необхідний переток потужності.

### **2.3. Вибір схеми електричних з'єднань розподільчих установок високих напруг**

Схему розподільної установки високої напруги визначаємо за надійністю видачі електростанції потужності і передачі обмінних перетоків потужностей з однієї частини системи в іншу, так і за надійністю електропостачання цілого району і окремих споживачів.

Схеми електричних з'єднань РУСН-330 кВ і РУВН-750 кВ проектованої АЕС-3000 МВт вибираємо в залежності від напруги, призначення та кількості приєднань трансформаторів і ліній згідно з [3].

Електрична схема проектованої АЕС-3000 МВт блочна.

Для РУСН-330 та РУВН-750 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.

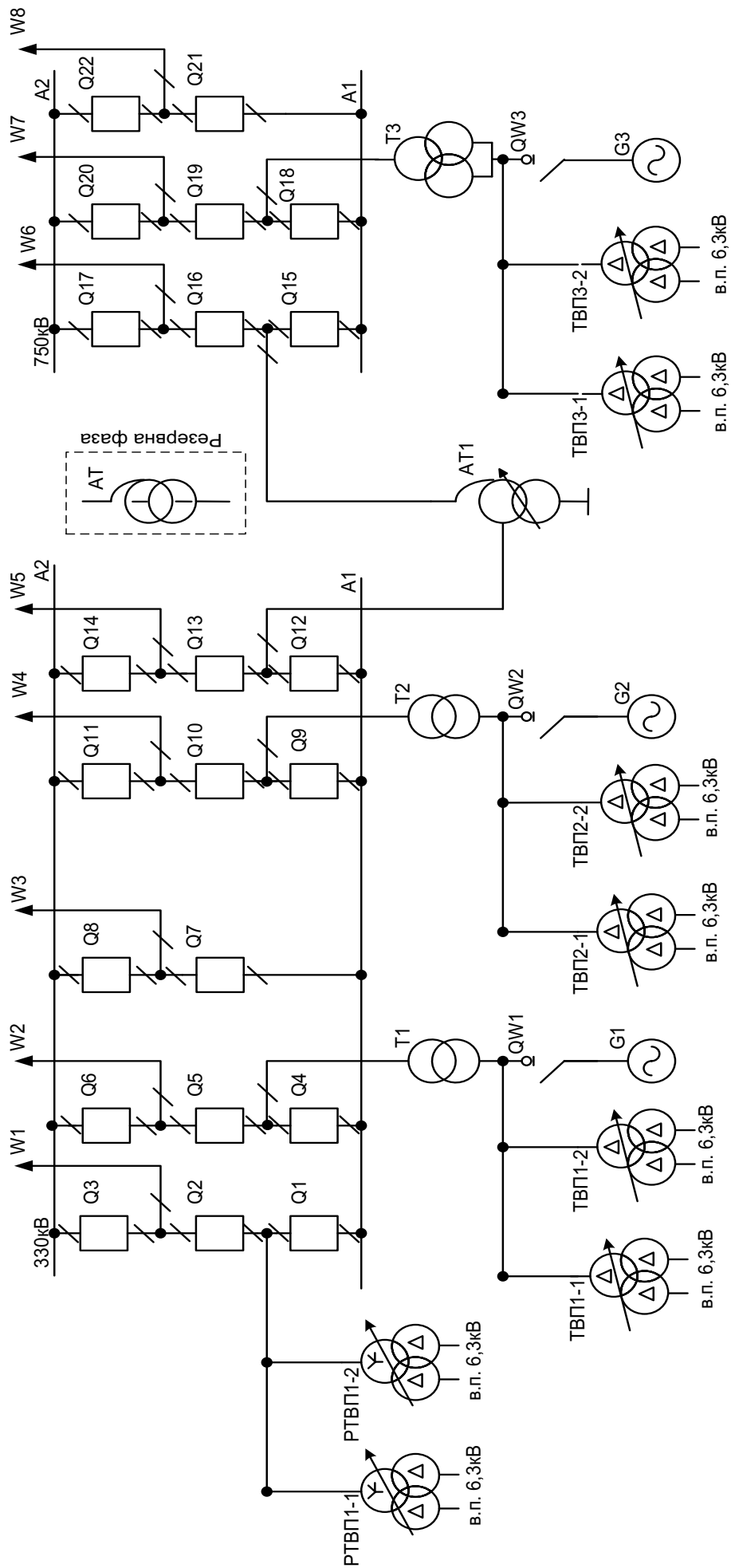


Рис. 2.3. Схема електрична принципова 1 варіанта

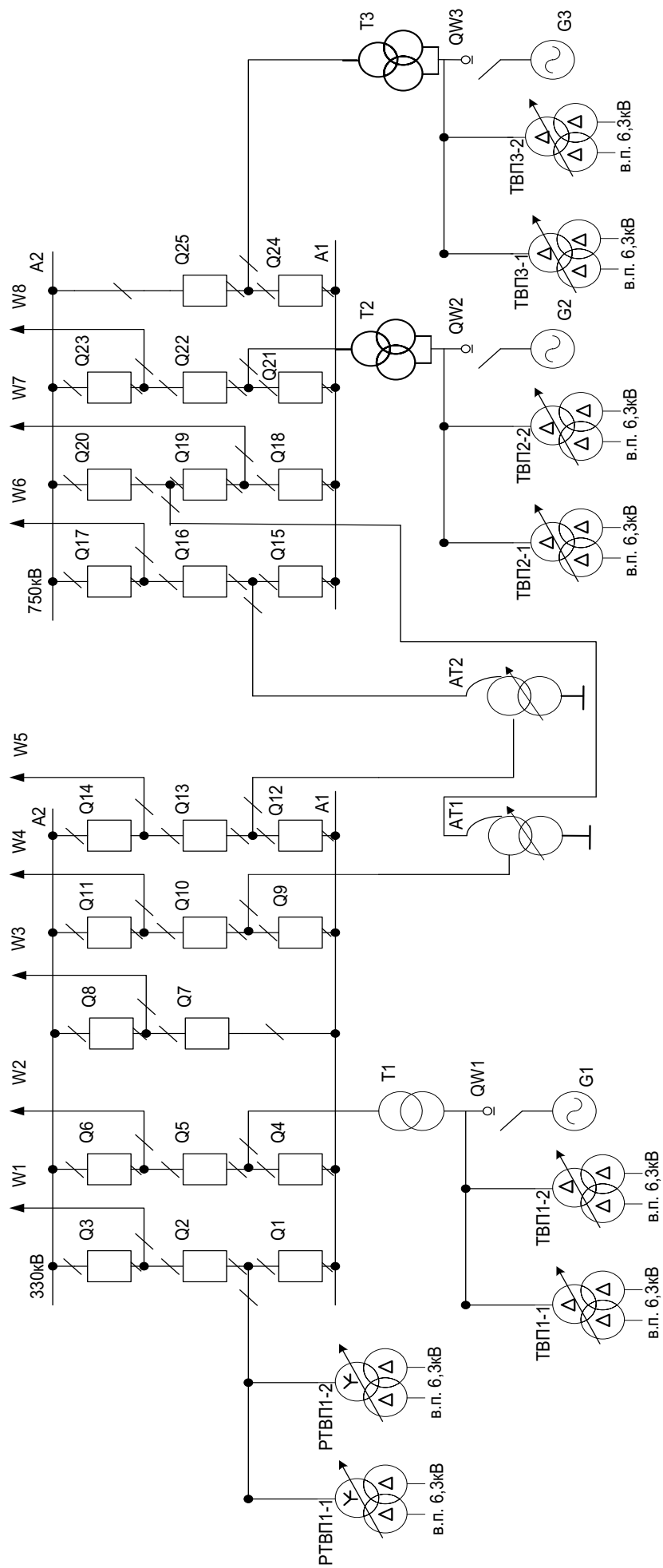


Рис. 2.4. Схема електрична принципова 2 варіанта

## 2.4. 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.

$Z = (E_n \cdot K + B + Y)$  [тис.грн./рік], 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 начальному 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.

Визначаємо річні експлуатаційні витрати

$$B = \frac{(H_a + H_o)\%}{100} \cdot K + \beta \cdot \sum \Delta W \cdot 10^{-5} \text{ [тис.грн/рік]} \quad (2.1)$$

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.

Таблиця 2.4

Капіталовкладення першого та другого варіанту

Устаткування	Вартість одиниць тис.грн.	Варіанти			
		Перший		Другий	
		Кількість одиниць шт.	Загальна вартість млн.грн	Кількість одиниць шт.	Загальна вартість млн.грн
Блочні трансформатори					
ТНЦ-1250000/330	1500 · 1,026	2	3078	1	1539
ОРЦ-417000/750	1789 · 1,026	3	5506,53	6	11013,06
АТ зв'язку					
АОДЦТН-333000/750/330	1700 · 1,026	3	5232,6	6	10465,2
Резервна фаза					
АОДЦТН-333000/750/330	1700 · 1,026	3	5232,6	-	-
Комірки РУ					
330кВ	170 · 1,026	2	348,84	2	348,84
750кВ	800 · 1,026	1	820,8	3	2462,4
Разом			20219,37		25828,5

\*Примітка – 1,026 – індекс цін Кабінету Міністрів України станом на 15.03.2021 року.

$$K_1=20219,37\text{млн.грн.};$$

$$K_2=25828,5 \text{ млн.грн.}$$

Втрати електроенергії в блочному трансформаторі.

$$\Delta W_T = \Delta P_x \cdot T + \Delta P_k (S_{\max} / S_{\text{нн}})^2 \tau [\text{кВт} \cdot \text{год}] \quad (2.2)$$

$T = 8760$  год тривалість роботи трансформатора

Час максимальних втрат електроенергії в трансформаторі -  $\tau$  [год] , визначаємо згідно з [3].

$$\tau = 4900 \text{ годин}$$

$$S_{\max} = S_{\text{НОМ},G} - S_{\text{В.П.}} = 1111 - 64 = 1047 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$\Delta W_{T,1} = 715 \cdot 8760 + 2200(1047/1250)^2 \cdot 4900 = 13,826 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$\Delta W_{T,2} = 320 \cdot 8760 + 800(1047/417)^2 \cdot 4900 = 27,515 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Визначаємо втрати електроенергії в автотрансформаторах зв'язку за формулою:

$$\begin{aligned} \Delta W_{AT} = \Delta P_X \cdot T + \Delta P_{K,ВН} \cdot \left( \frac{S_{\max,ВН}}{S_{\text{НОМ},AT}} \right)^2 \cdot \tau_{ВН} + \Delta P_{K,СН} \cdot \left( \frac{S_{\max,СН}}{S_{\text{НОМ},AT}} \right)^2 \cdot \tau_{СН} + \\ + \Delta P_{K,НН} \cdot \left( \frac{S_{\max,НН}}{S_{\text{НОМ},AT}} \right)^2 \cdot \tau_{НН} \quad [\text{кВт} \cdot \text{год}]. \end{aligned}$$

Обмотка НН автотрансформатора зв'язку не навантажена, тому витрати електроенергії в ній не враховуємо.

Для спрощення вважаємо

$$\tau_{ВН} = \tau_{СН} = \tau = 4900 \text{ год.}$$

$$\Delta P_{K,ВН} = 0,5 \left( \Delta P_{K,ВН-СН} + \frac{\Delta P_{K,ВН-НН}}{K_{\text{ВИГ}}^2} - \frac{\Delta P_{K,СН-НН}}{K_{\text{ВИГ}}^2} \right) [\text{кВт}]$$

$$\Delta P_{K,СН} = 0,5 \left( \Delta P_{K,ВН-СН} + \frac{\Delta P_{K,СН-НН}}{K_{\text{ВИГ}}^2} - \frac{\Delta P_{K,ВН-НН}}{K_{\text{ВИГ}}^2} \right) [\text{кВт}]$$

$$K_{\text{ВИГ}} = \frac{U_{ВН} - U_{СН}}{U_{ВН}} = 0,56$$

За формулами втрати електроенергії в трифазному автотрансформаторі визначаємо за умови, якщо потужність обмотки НН автотрансформатора буде дорівнювати

$$S_{\text{НОМ},НН} = K_{\text{ВИГ}} \cdot S_{\text{НОМ},AT} = 0,56 \cdot 999 = 559,44 \neq 120$$

Якщо  $S_{\text{НОМ},НН} = K_{\text{ВИГ}} \cdot S_{\text{НОМ},AT}$ , то у формулі 2.1 2.2 замість значення  $K_{\text{ВИГ}}^2$  підставляємо значення  $(S_{\text{НОМ},НН}/S_{\text{НОМ},AT})^2$ .

$$(S_{\text{НОМ},НН}/S_{\text{НОМ},AT})^2 = (120/333)^2 = 0,13$$

$$\Delta P_{K,ВН} = 0,5 \left( 580 + \frac{255}{0,13} - \frac{235}{0,13} \right) = 366,92 \text{ [кВт]}$$

$$\Delta P_{K,СН} = 0,5 \left( 580 + \frac{235}{0,13} - \frac{255}{0,13} \right) = 213,077 \text{ [кВт]}$$



$S_{\max, \text{вн}} = S_{\max, \text{сн}}$  і дорівнює більшому з двох значень  $S_{\text{розр},1}$  та  $S_{\text{розр},2}$  для кожного варіанту головної електричної схеми.

$$\Delta W_{\text{AT},1} = 3 \cdot 217 \cdot 8760 + 3 \cdot 366,92 (923,92/999)^2 \cdot 4900 + 3 \cdot 213,077 \cdot (923,92/999)^2 \cdot 4900 = 12,99 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$\Delta W_{\text{AT},2} = 3 \cdot 217 \cdot 8760 + 3 \cdot 366,92 (158,958/2 \cdot 999)^2 \cdot 4900 + 3 \cdot 213,077 \cdot (158,958/2 \cdot 999)^2 \cdot 4900 = 5,76 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Визначаємо сумарні витрати:

$$\sum \Delta W_1 = 2 \cdot \Delta W_{T_1} + \Delta W_{T_2} + \Delta W_{\text{AT}_1} = 2 \cdot 13,826 \cdot 10^6 + 27,515 \cdot 10^6 + 12,99 \cdot 10^6 = 68,157 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$\sum \Delta W_2 = \Delta W_{T_1} + 2 \Delta W_{T_2} + 2 \cdot \Delta W_{\text{AT}_2} = 13,826 \cdot 10^6 + 2 \cdot 27,515 \cdot 10^6 + 2 \cdot 5,76 \cdot 10^6 = 80,376 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$B_1 = \frac{(6,3 + 2)}{100} \cdot 5022 + 0,83 \cdot 68,157 \cdot 10 = 982,53 \text{ тис. грн / рік}$$

$$B_2 = \frac{(6,3 + 2)}{100} \cdot 14310,27 + 0,83 \cdot 79,476 \cdot 10 = 1854,9 \text{ тис. грн / рік}$$

$$Z_1 = (0,15 \cdot 5022 + 978,46) = 1731,76 \text{ тис. грн / рік}$$

$$Z_2 = (0,15 \cdot 14310,27 + 1847,4) = 3993,94 \text{ тис. грн / рік}$$

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

## РОЗДІЛ 3

### РОЗРАХУНОК СТРУМІВ ТРИФАЗНОГО КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ

#### 3.1. Складання схеми заміщення і визначення її параметрів

Розрахунки струмів короткого замикання здійснюються для вибору або перевірки параметрів електрообладнання, а також для вибору або перевірки уставок релейного захисту та автоматики.

При розв'язанні більшості задач, що зустрічаються на практиці, можна ввести припущення, які спрощують розрахунки і не вносять суттєвих похибок [2, 8].

До таких припущень відносяться:

- вважається, що фази електрорушійної сили (ЕРС) всіх генераторів не змінюються протягом всього процесу КЗ;
- не враховується насиченість магнітних систем, що дозволяє вважати постійними і не залежними від струму індуктивні опори всіх елементів короткозамкнутого кола;
- нехтують намагнічувальними струмами силових трансформаторів;
- не враховують, крім спеціальних випадків, ємнісні провідності елементів короткозамкнутого кола на землю;
- вважають, що трифазна система є симетричною;
- вплив навантаження на струм КЗ враховують наближено;
- при обчисленні струму КЗ звичайно нехтують активним опором кола.

Під розрахунковою схемою розуміють спрощену однолінійну схему електроустановки з позначенням всіх елементів та їх параметрів, які впливають на струм КЗ і тому повинні бути враховані при виконанні розрахунків (рис. 3.1).

Для визначення опору елементів мережі на розрахунковій схемі звичайно вказуються їх параметри в іменованих або, в більшості випадків, у відносних одиницях.

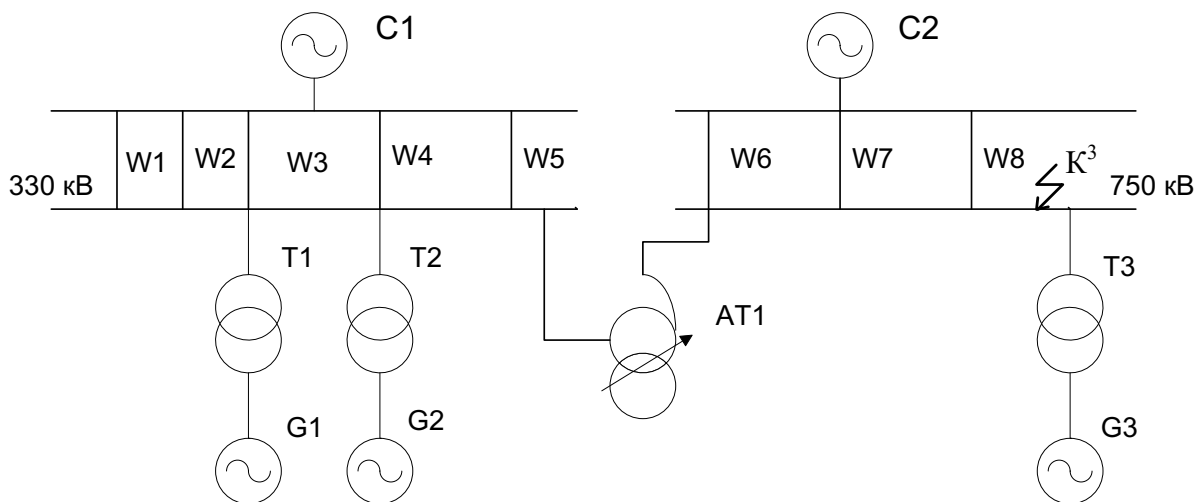


Рис. 3.1. Розрахункова схема

На розрахунковій схемі електроустановки назначають точки, в яких передбачається КЗ. Потім для вибраної точки КЗ складають еквівалентну електричну схему заміщення, яка за вихідними даними відповідає розрахунковій схемі, але в якій всі магнітні зв'язки замінені електричними (рис. 3.2).

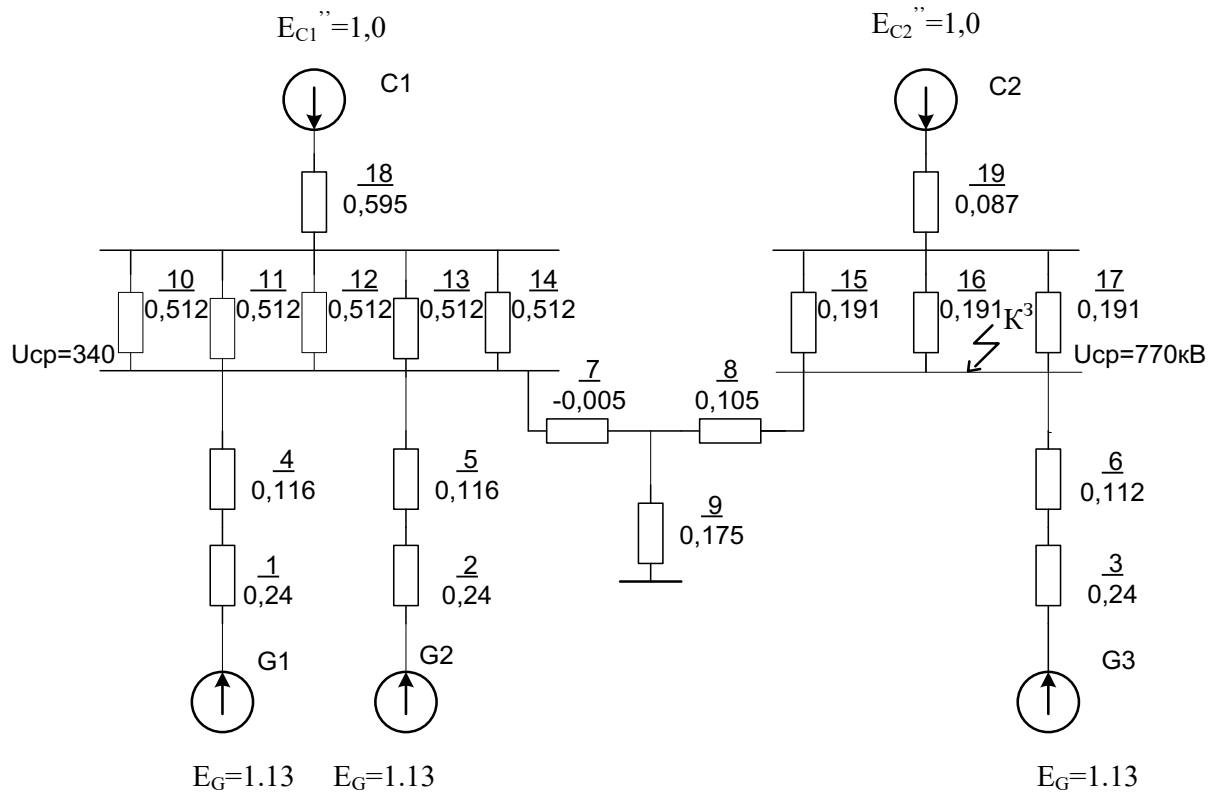


Рис. 3.2. Схема заміщення

Як вже вказувалось, параметри розрахункової схеми можуть бути задані в іменованих або відносних одиницях. При розрахунках в іменованих одиницях всі опори схеми повинні бути виражені в омах і приведені до однієї базової напруги (до середньої напруги одного електричного ступеня). Таке приведення необхідне, якщо між джерелом і точкою КЗ є один або декілька ступенів трансформації.

Якщо розрахунок виконується у відносних одиницях, то необхідно попередньо привести всі опори елементів схеми заміщення до одних і тих самих базисних умов, що і будемо робити далі.

Визначаємо опори схеми заміщення при базових умовах:

$$S_{\sigma} = 1000 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$U_{\sigma} = U_{\text{ср},1} = 750 \text{ кВ};$$

$$I_{\sigma,1} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 750} = 0,75 \text{ кА}.$$

– опір генераторів G1, G2, G3

$$x_1 = x_2 = x_3 = x_d'' \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{\text{ном},G}} = 0,27 \cdot \frac{1000}{1111} = 0,24;$$

– опір блочних трансформаторів Т1, Т2, Т3:

$$x_4 = x_5 = \frac{u_{K,1}^{\%}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{\text{ном},1}} = \frac{14,5}{100} \cdot \frac{1000}{1250} = 0,116;$$

$$x_6 = \frac{u_{K,2}^{\%}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{\text{ном},2}} = \frac{14}{100} \cdot \frac{1000}{3.417} = 0,112;$$

– опір автотрансформатора зв'язку АТ1:

$$x_7 = \frac{1}{200} \cdot (u_{K,B,-CH}^{\%} + u_{K,CH-HH}^{\%} - u_{K,BH-HH}^{\%}) \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{\text{ном},AT}} = \frac{1}{200} \cdot (10 + 17 - 28) \cdot \frac{1000}{3.333} = -0,005;$$

$$x_8 = \frac{1}{200} \cdot (u_{K,BH-HH}^{\%} + u_{K,BH-CH}^{\%} - u_{K,CH-HH}^{\%}) \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{\text{ном},AT}} = \frac{1}{200} \cdot (28 + 10 - 17) \cdot \frac{1000}{3.333} = 0,105;$$

$$x_9 = \frac{1}{200} \cdot (u_{K,BH-HH}^{\%} + u_{K,CH-HH}^{\%} - u_{K,BH-CH}^{\%}) \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{\text{ном},AT}} = \frac{1}{200} \cdot (28 + 17 - 10) \cdot \frac{1000}{3.333} = 0,175;$$

– опір ліній РУ СН: W1-W5

$$x_{10} = x_{11} = x_{12} = x_{13} = x_{14} = \frac{x_{\text{ном}} \cdot l_1 \cdot S_{\bar{\sigma}}}{U_{\text{сеп},1}^2} = \frac{0,32 \cdot 185 \cdot 1000}{340^2} = 0,512;$$

– опір ліній РУ ВН: W6-W8

$$x_{15} = x_{16} = x_{17} = \frac{x_{\text{уд.2}} \cdot l_2 \cdot S_{\bar{\sigma}}}{U_{\text{сеп},2}^2} = \frac{0,28 \cdot 405 \cdot 1000}{770^2} = 0,191;$$

– система С1

$$x_{18} = x_{\text{с1(ном)}} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{\text{ном,с1}}} = 2,5 \cdot \frac{1000}{4200} = 0,595;$$

– система С2

$$x_{19} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{\kappa}} = \frac{1000}{11500} = 0,087.$$

### 3.2. Розрахунок струмів трифазного короткого замикання на збірних шинах РУВН-750 кВ

Розрахуємо струми трифазного КЗ на збірних шинах РУВН-750 кВ.

Спершу визначимо приведені опори:

$$x_{20} = x_3 + x_6 = 0,24 + 0,116 = 0,356;$$

$$x_{21} = x_{20} / n_{G1} = 0,356 / 1 = 0,356;$$

$$x_{22} = x_{15} / n_{W2} = 0,191 / 3 = 0,064;$$

$$x_{23} = x_{19} + x_{22} = 0,087 + 0,064 = 0,151;$$

$$x_{24} = x_1 + x_4 = 0,24 + 0,116 = 0,356;$$

$$x_{25} = x_{24} / n_{G2} = 0,356 / 2 = 0,178;$$

$$x_{26} = x_{10} / n_{W1} = 0,512 / 5 = 0,102;$$

$$x_{27} = x_{26} + x_{18} = 0,102 + 0,595 = 0,697.$$

Опір  $x_9$  не враховуємо, тому що зі сторони обмотки НН автотрансформатора зв'язку відсутні джерела живлення.

$$x_{28} = x_7 + x_8 = -0,005 + 0,105 = 0,1;$$

$$x_{29} = x_{28} / n_{AT1} = 0,1 / 1 = 0,1;$$

$$x_{30} = \frac{x_{25} \cdot x_{27}}{x_{25} + x_{27}} = \frac{0,178 \cdot 0,697}{0,178 + 0,697} = 0,142.$$

$$E_{pez}'' = \frac{\frac{E_{G1}''}{X_{25}} + \frac{E_{C1}''}{X_{27}}}{\frac{1}{X_{25}} + \frac{1}{X_{27}}} = \frac{\frac{1,13}{0,178} + \frac{1}{0,697}}{\frac{1}{0,178} + \frac{1}{0,697}} = 1,104.$$

$$x_{31} = x_{29} + x_{30} = 0,1 + 0,142 = 0,242.$$

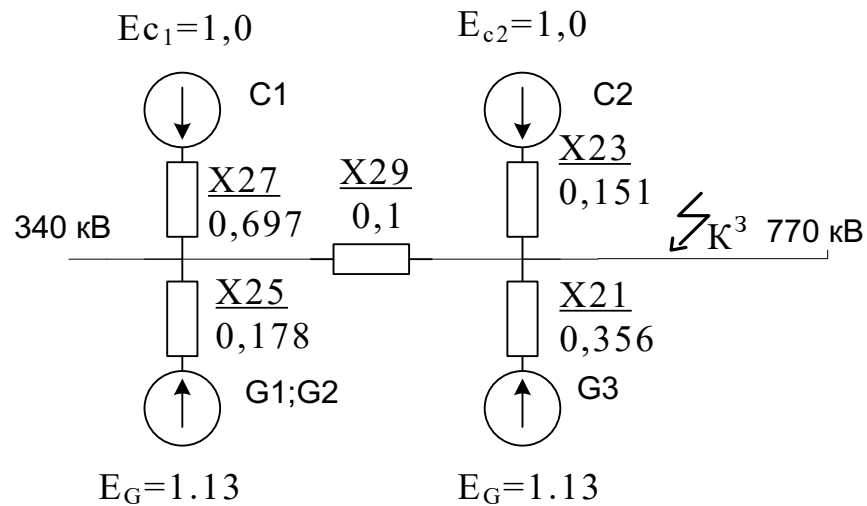


Рис. 3.3. Еквівалентна схема приведених опорів

Визначимо складові струмів трифазного короткого замикання в точці  $K^{(3)}$ , яка приведена на рис. 3.4.

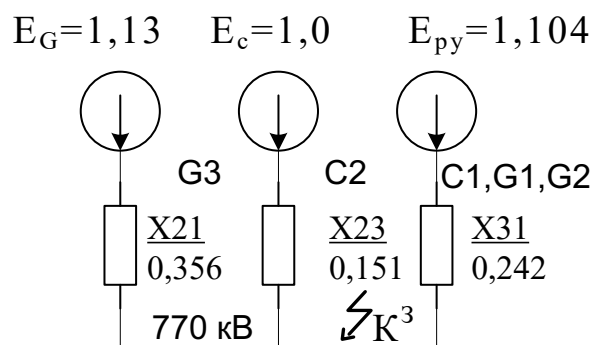


Рис.3.4. Спрощена схема розрахунку трифазного короткого замикання

Визначаємо початкове значення періодичної складової струму трифазного короткого замикання  $I_{n,0}^{(3)}$ :

$$I_{n,0,1} = \frac{E_G^v}{x_{21}} \cdot I_6 = \frac{1,13}{0,356} \cdot 0,75 = 2,408 \text{ кА};$$

$$I_{n,0,2} = \frac{E_C^v}{x_{23}} \cdot I_6 = \frac{1,0}{0,151} \cdot 0,75 = 4,967 \text{ кА};$$

$$I_{n,0,3} = \frac{E_{\text{рес.1}}^v}{x_{31}} \cdot I_6 = \frac{1,04}{0,242} \cdot 0,75 = 3,421 \text{ кА};$$

$$I_{n,0}^{(3)} = I_{n,0,1} + I_{n,0,2} + I_{n,0,3} = 2,408 + 4,967 + 3,421 = 10,796 \text{ кА}.$$

Визначаємо ударний струм трифазного короткого замикання  $i_y^{(3)}$ :

$$i_y^{(3)} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \cdot K_y.$$

Ударний коефіцієнт  $K_y$  визначаємо згідно [3]:

$$K_{y,1} = 1,967; \quad K_{y,2} = 1,895; \quad K_{y,3} = 1,78.$$

$$i_{y,1} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0,1} \cdot K_{y,1} = \sqrt{2} \cdot 2,408 \cdot 1,967 = 6,679 \text{ кА};$$

$$i_{y,2} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0,2} \cdot K_{y,2} = \sqrt{2} \cdot 4,967 \cdot 1,895 = 13,272 \text{ кА};$$

$$i_{y,3} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0,3} \cdot K_{y,3} = \sqrt{2} \cdot 3,421 \cdot 1,78 = 8,59 \text{ кА};$$

$$i_y^{(3)} = i_{y,1} + i_{y,2} + i_{y,3} = 6,679 + 13,272 + 8,59 = 28,541 \text{ кА}.$$

Визначаємо аперіодичну складову струму трифазного КЗ  $i_{a,\tau}^{(3)}$ :

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

$\Gamma_a$  – визначаємо згідно з [3, с.150, табл.3.8]

$$\Gamma_{a,1} = 0,3$$

$$\Gamma_{a,2} = 0,08$$

$$\Gamma_{a,3} = 0,04$$

$$\tau = t_{\text{св}} + 0,01 \text{ с}$$

$t_{\text{св}} = 0,025$  для вимикача ВГГ-750П-40/3150У1 визначаємо згідно з [3], тоді

$$\tau = 0,035$$

$e^{\tau/\Gamma_a}$  – визначаємо згідно з [3, с.150, рис. 3.25]

$$e_1 \frac{-0,035}{0,3} = 0,89;$$

$$e_2 \frac{-0,035}{0,08} = 0,65;$$

$$e_3 \frac{-0,035}{0,04} = 0,42.$$

$$i_{a,\tau,1} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0,1} \cdot e_1 = \sqrt{2} \cdot 2,408 \cdot 0,89 = 3,022 \text{ кА}$$

$$i_{a,\tau,2} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0,2} \cdot e_2 = \sqrt{2} \cdot 4,967 \cdot 0,65 = 4,552 \text{ кА}$$

$$i_{a,\tau,3} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0,3} \cdot e_3 = \sqrt{2} \cdot 3,421 \cdot 0,42 = 2,026 \text{ кА}$$

$$i^{(3)}_{a,\tau} = i_{a,\tau,1} + i_{a,\tau,2} + i_{a,\tau,3} = 3,022 + 4,552 + 2,026 = 9,6 \text{ кА.}$$

Визначаємо періодичну складову струму короткого замикання  $I_{n,\tau}^{(3)}$ :

$$I_{*n,0} = \frac{I_{n,0,1}}{I'_{\text{НОМ.Г}}} = \frac{2,408}{0,834} = 2,887 \text{ кА, де}$$

$$I'_{\text{НОМ.Г}} = \frac{\sum S_{\text{НОМ.Г}}}{\sqrt{3} U_6} = \frac{1 \cdot 1111}{\sqrt{3} 770} = 0,834 \text{ кА.}$$

За типовими кривими згідно з [3. с 152. рис. 3.26] при  $I_{*n,0} = 2,887$  і  $\tau = 0,035$

визначаємо  $\gamma_\tau$ :

$$\gamma_\tau = 0,85$$

$$I_{n,\tau,1} = \gamma_\tau \cdot I_{n,0,1} = 0,85 \cdot 2,408 = 2,047 \text{ кА}$$

$$I_{n,\tau,2} = I_{n,0,2} = 4,967 \text{ кА}$$

$$I_{n,\tau,3} = I_{n,0,3} = 3,421 \text{ кА}$$

$$I_{n,\tau}^{(3)} = I_{n,\tau,1} + I_{n,\tau,2} + I_{n,\tau,3} = 2,047 + 4,967 + 3,421 = 10,435 \text{ кА}$$

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];

$$B_{K,1} = I_{n,0,1}^2 (t_{\text{омк}} + T_{a,1}) = 2,408^2 (0,2 + 0,3) = 2,899 \text{ кА}^2$$

$$B_{K,2} = I_{n,0,2}^2 (t_{\text{омк}} + T_{a,2}) = 4,967^2 (0,2 + 0,08) = 6,908 \text{ кА}^2$$

$$B_{K,3} = I_{n,0,3}^2 (t_{\text{омк}} + T_{a,3}) = 3,421^2 (0,2 + 0,04) = 2,809 \text{ кА}^2$$

$$B_K^{(3)} = B_{K,1} + B_{K,2} + B_{K,3} = 2,899 + 6,908 + 2,809 = 12,606 \text{ кА}^2$$

Результати розрахунків струмів трифазного короткого замикання і визначення теплового імпульсу наведені в табл. 3.1.



Результати розрахунків струмів трифазного короткого замикання і  
теплового імпульсу

Точка короткого замикання	Джерело	$I_{n,o}^{(3)}$ , кА	$i_y^{(3)}$ , кА	$i_{a,\tau}^{(3)}$ , кА	$I_{n,\tau}^{(3)}$ , кА	$В_K^{(3)}$ , кА <sup>2</sup> с
Збірні шини 750 кВ	Генератор G3	2,408	6,679	3,022	2,047	2,899
	Система С2	4,967	13,272	4,552	4,967	6,908
	Об'єднане джерело G1,G2, C1	3,421	8,59	2,026	3,241	2,809
	Разом	10,796	28,541	9,6	10,435	12,606

Таким чином було проведено розрахунок струмів трифазного короткого замикання та визначено тепловий імпульс. Ці дані будуть використані при виборі комутаційних електричних апаратів.

## РОЗДІЛ 4

### ВИБІР ЕЛЕКТРИЧНИХ АПАРАТІВ ТА СТРУМОПРОВІДНИХ ЧАСТИН

#### 4.1. Вибір вимикачів та роз'єднувачів

Вибираємо вимикач і роз'єднувач для електричного кола приєднання ліній до РУ-750.

$$S_{\max} = \sum S_{\text{ном},G} - \sum S_{\text{в.п.}} - \sum S_{\text{макс,вн}} = (3 \cdot 1111) - (3 \cdot 64) - 1183,708 = 1957,292 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\max} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1957,292 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 750} = 1508,51 \text{ А}; \quad I_{\max} = \frac{n}{n-1} \cdot I_{\text{норм}} = \frac{3}{3-1} \cdot 1508,51 = 2262,77 \text{ А}$$

Вибираємо вимикач ВГГ-750П-40/3150У1 і роз'єднувач типу РНВЗ-750/4000У1, технічні дані яких згідно з [4] наведені в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1

Технічні дані вимикача і роз'єднувача

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	Вимикач ВГГ-750П-40/3150У1	Роз'єднувач РНВЗ-750/4000У1
$U_{\text{уст}} = 750 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 750 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 750 \text{ кВ}$
$I_{\max} = 2262,77 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$
$I_{\text{н}}^{(3)}_{\text{T}} = 10,058 \text{ кА}$	$I_{\text{откл, ном}} = 40 \text{ кА}$	----
$i^{(3)}_{\text{а, T}} = 9,377 \text{ кА}$	$i_{\text{а, ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{ном}} \cdot I_{\text{откл, ном}}}{100} =$ $= \frac{\sqrt{2} \cdot 46 \cdot 40}{100} = 26 \text{ кА}$	----
$I_{\text{н, о}}^{(3)} = 10,796 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$	----
$i_{\text{у}}^{(3)} = 28,541 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 160 \text{ кА}$
$W_{\text{к}}^{(3)} = 12,606 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} = 63^2 \cdot 3 = 7938 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

#### 4.2. Вибір трансформаторів струму та напруги

Вибираємо трансформатори струму для електричного ланцюга приєднання до ліній РУ-750 кВ.

$$I_{\text{норм}} = 1508,51 \text{ А}; \quad I_{\max} = 2262,77 \text{ А}$$

Намічаємо до установки трансформатор струму типу ТОГ-750П-ІУ1, технічні дані якого [4] приведені в таблиці 4.2.

## Технічні дані трансформатора струму

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{уст} = 750 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 750 \text{ кВ}$
$I_{max} = 2262,77 \text{ А}$	$I_{1, ном} = 1000 \text{ А}$
$i_y^{(3)} = 28,541 \text{ кА}$	$i_{дин} = 214 \text{ кА}$
$W_k^{(3)} = 12,606 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 84^2 \cdot 1 = 6889 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$Z_2 = 9,825 \text{ Ом}$	$Z_{2 ном} = \frac{S_{2, ном}}{I_{2, ном}^2} = \frac{40}{1} = 40 \text{ Ом}$

Перевіряємо вибраний трансформатор струму за вторинним навантаженням, дані про яке, згідно з [3], приведені в таблиці 4.3.

Таблиця 4.3

## Дані перевірки трансформатора струму за вторинним навантаженням

Прилад	Тип	Навантаження		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	0,5	0,5
Ватметр з дв. шк	Д-335	0,5	-	0,5
Варметр з дв. шк.	Д-335	0,5	-	0,5
Датчик активної потужності	САЗ-4670	1,0	-	1,0
Датчик реактивної потужності	СРУ-4676	1,0	-	1,0
Лічильник активної енергії	И-680	2,5	-	2,5
Лічильник реактивної енергії	И-680	2,5	-	2,5
Разом		8,5	0,5	8,5

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

Для визначення  $Z_2$  вважаємо, що  $Z_2 = R_2$

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

$$R_{прил.} = \frac{S_{прил.}}{I_{2 ном}^2} = \frac{8,5}{1^2} = 8,5 \text{ Ом}$$

$$R_k = 1 \text{ Ом згідно з [3].}$$

Для того, щоб вибраний трансформатор струму працював у номінальному класі точності необхідно дотримуватися умови  $R_2 = Z_{2, ном}$ .

$$R_{пр} = Z_{2, ном} - R_{прил.} - R_k = 40 - 8,5 - 0,1 = 31,4 \text{ Ом}$$

$$q = \frac{\rho l_{розр}}{R_{пр}} = \frac{0,0175 \cdot 175}{31,4} = 0,098 \text{ мм}^2$$

$l_{розр}$  вибираємо згідно з [3]

$$l = 175 \text{ м}$$

$$l_{розр} = 175$$

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

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

$$R_{пр} = \frac{\rho \cdot l_{розр}}{\dot{q}} = \frac{0,0175 \cdot 175}{2,5} = 1,225 \text{ Ом}$$

$$Z_2 = \dot{R}_2 = R_{прил} + \dot{R}_{пр} + R_k = 8,5 + 1,225 + 0,1 = 9,825 \text{ Ом}$$

$$Z_2 = 9,825 \text{ Ом} < Z_{2,ном} = 40 \text{ Ом}$$

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

Вибираємо трансформатор напруги на лінях РУ 750 кВ.

Намічаємо до установки трансформатор напруги НДЕ-750, технічні дані якого згідно з [3] наведені в таблиці 4.4.

Таблиця 4.4

Технічні дані трансформатора напруги

Тип	Номінальна напруга обмотки			Номінальна потужність в класі точності				$S_{2ном}$ В·А
	первинної В	основної вторинної В	додавкової В	0,2	0,5	1	3	
НДЕ-750	$750/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100	-	300	500	1000	1200

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

$$S_2 = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{37^2 + 19,4^2} = 41,8 \text{ В} \cdot \text{А} \quad S_2 = 41,8 \text{ В} \cdot \text{А} < S_{2,ном} = 900 \text{ В} \cdot \text{А}$$

За умови механічної міцності переріз мідних жил контрольного кабелю приймаємо  $1,5 \text{ мм}^2$ .

Вибираємо струмопровідні частини для електричного ланцюга приєднання до ліній РУВН-750 кВ. Вибір перерізу проводів ведемо за економічною густиною.

$$I_{\text{норм}} = 1508,51 \text{ A} \quad I_{\text{max}} = 2262,77 \text{ A}$$

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{max}} \quad 3360 \text{ A} \geq 2262,77 \text{ A}$$

Вибір перерізу гнучких шин ведемо за допустимим струмом:

$$q_e = I_{\text{норм}} / J_e = 1508,51 / 1 = 1508,51 \text{ мм}^2$$

$$\text{де } J_e = 1 \cdot \text{А/мм}^2 \text{ згідно з [3].}$$

Таблиця 4.5

Дані перевірки трансформатора напруги за вторинним навантаженням

Прилад	Тип	Потужність однієї обмотки	Кількість обмоток	Cos φ	Sin φ	Кількість приладів	Загальна споживана потужність	
							P Вт	Q вар
Ватметр з 2-х шкалою	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Фіксуєчий прилад	ФІП	3	-	-	-	1	3	-
Варметр з 2-х шкалою	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Датчик активної потужності	Е-829	10	-	1	0	1	10	-
Датчик реактивної потужності	Е-830	10	-	1	0	1	10	-
Лічильник активної енергії	И-680	2	2	0,38	0,925	2	8	19,4
Осцилограф		-	-	-	-	-	-	-
Разом							37	19,4

### 4.3. Вибір перерізу проводів та підвісних ізоляторів

Вибираємо переріз проводу 2хПА-640, основні технічні характеристики якого згідно з [3] наведені в таблиці 4.6.

Таблиця 4.6

Технічні характеристики проводу 2хПА-640

Марка проводу	Діаметр, мм	I доп, А
2хПА-640	2х59	3360

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

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{5,9}}\right) = 27,902 \text{ кВ/см}$$

$$E = K \frac{0,354 \cdot U}{n \cdot r_0 \cdot \lg(D_{cp}/r_{ek})} = 1,295 \frac{0,354 \cdot 750}{3 \cdot 5,9 \cdot \lg(1260/15,362)} = 7,394 \text{ кВ/см}$$

$$D = 1000 \text{ см}$$

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D = 1,26 \cdot 1000 = 1,260 \text{ см}$$

$$k = 1 + 2 \frac{r_0}{a} = 1 + 2 \frac{5,9}{40} = 1,295$$

$$r_{ek} = \sqrt{r_0 \cdot a^2} = \sqrt{5,9 \cdot 40^2} = 15,362$$

$$1,07 \cdot E = 1,07 \cdot 7,394 = 7,912 \text{ кВ/см} < 0,9 \cdot E_0 = 0,9 \cdot 27,902 = 25,112 \text{ кВ/см}$$

Вибираємо підвісні ізолятори згідно з [7].

Намічаємо підвісні ізолятори типу ПС12-А технічні дані якого наведені в таблиці 4.7.

Таблиця 4.7

Технічні дані підвісних ізоляторів

Тип ізолятора	Н, мм	Е <sub>мр</sub> ,кВ/см
ПС 12-А	140	2,3

Кількість ізоляторів в гірлянді

$$n = \frac{K_p \cdot U_{\phi}}{E_{мр} \cdot H} = \frac{2,1 \cdot 750}{2,3 \cdot 14 \cdot \sqrt{3}} = 28,273 \approx 28 \text{ шт.}$$

$$E_{мр} \cdot H$$

$K_p = 2,1$  згідно з [ 7 ];  $H=140 \text{ мм} = 14 \text{ см}$ ;  $E_{мр}=2,3 \text{ кВ/см}$

Згідно з [7] приймаємо 38 шт. підвісних ізоляторів в гірлянді.

#### 4.4. Вибір електричних апаратів

Технічні характеристики електричних апаратів згідно з [3], [4], [8] наведені в табл. 4.8.

Таблиця 4.8

Технічні характеристики електричних апаратів

Приєднання	Розрахункова формула	Вимикач	Роз'єднувач	Трансформатор струму	Трансформатор напруги
Блочного трансформатора до РУ 330 кВ	$I_{НОРМ} = I_{МАХ} = \frac{S_{НОМ,Г} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ,СН}} =$ $= \frac{1111 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 330} = 1943,745 \text{ А}$	ВГТ – 330П40/3150У1	РД(З) – 330П/3150 У1	ТОГ – 330П-ІУ1	–
Лінії до РУ - 330 кВ	$I_{НОРМ} = \frac{P_{МАХ} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{СН} \cdot \cos \varphi} = \frac{215 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,89} =$ $= 423,144 \text{ А}$ $I_{МАХ} = \frac{n}{n-1} \cdot I_{НОРМ} = \frac{5}{5-1} \cdot 423,144 = 528,93 \text{ А}$	ВГТ – 330П40/3150У1	РД(З) – 330/3150УХЛП	ТОГ – 330П-ІУ1	3хНОГ-330 П-ПУ1
АТ до РУ-330 кВ	$I_{НОРМ} = I_{МАХ} = \frac{S_{НОМ,АТ} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ,ВН}} = \frac{3 \cdot 333 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 330}$ $= 1749,869 \text{ А}$	ВГТ – 330П-40/3150УХЛП	РД(З) – 330/3150УХЛП	ТОГ – 330П-ІУ1	–

Приєднання	Розрахункова формула	Вимикач	Роз' єднувач	Трансформатор струму	Трансформатор напруги
Блочного трансформатора до РУ 750 кВ	$I_{НОРМ} = I_{МАХ} = \frac{S_{НОМ,G} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ,ВН}} =$ $= \frac{1111 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 750} = 856,262 \text{ А}$	ВГГ – 750П40/3150У1	РНВ3-750/40000У1	ТОГ – 750П-ІУ1	–
АТ до РУ-750 кВ	$I_{НОРМ} = I_{МАХ} = \frac{S_{НОМ,АТ} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ,ВН}} = \frac{3 \cdot 333 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 750}$ $= 769,942 \text{ А}$	ВГГ – 750П40/3150У1	РНВ3-750/40000У1	ТОГ – 750П-ІУ1	–
РТВП до РУ - 330 кВ	$I_{НОРМ} = I_{МАХ} = \frac{S_{НОМ,РТВП}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ,СН}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 330} =$ $= 110,352 \text{ А}$	ВГГ-330П40/3150У	РД(3) – 330/3150 УХЛП	ТОГ-330-П-ІУ1	–
Ввод робочого ТВП	$I_{НОРМ} = I_{МАХ} = \frac{S_{НОМ,ТВП}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ,нн}} =$ $= \frac{63000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6,3} = 2886,75 \text{ А}$	Комірка КРУ з вакуумним вимикачем ВРС – 10			
Генератора	$I_{НОРМ} = \frac{S_{НОМ,G} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ,G}} =$ $= \frac{1111 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 24} = 26758,189 \text{ А}$ $I_{МАХ} = \frac{I_{НОРМ}}{0,95} = \frac{26758,189}{0,95} = 28,166,515 \text{ А}$	КАГ-24/30/30000У3	ТШВ – 24 – 30000/5	3хЗНОЛ 06/24	



## ВИСНОВКИ

Проектована АЕС-3000 МВт працює в складі енергосистеми і служить для централізованого тепло та електрозабезпечення великого промислового району. Зв'язок з системою виконується п'ятьма повітряними лініями 330 кВ та трьома повітряними лініями 750 кВ. Основне паливо ядерне.

Вибрані три турбогенератори типу ТВВ-1000-У3. Електрична схема проекрованої АЕС-3000 МВт – блочна. Зв'язок між РУСН-330 кВ і РУВН-750 кВ автотрансформаторний.

На стороні 750 кВ та 330 кВ реалізована схема з'єднання: три вимикачі на два приєднання. Для станції вибрані блочні трансформатори: ТДЦ-1250000/330 і ОРЦ-417000/750. Для зв'язку між РУ використані автотрансформатор зв'язку типу АОДЦТН – 333000/750/330.

Було виконане техніко-економічне порівняння двох варіантів, на підставі якого більш економічний варіант представлений на головній схемі.

Проведено розрахунок струмів КЗ, згідно з яким вибрані апарати в заданій точці, інші апарати вибиралися за номінальними параметрами. Відповідно вибране сучасне елегазове обладнання: трансформатор напруги НДЕ, вимикач ВГГ, трансформатор струму типу ТОГ, роз'єднувач РНВЗ. З боку генераторної напруги вибрані: КАГ-24, трансформатори струму типу ТШ, трансформатори напруги ЗНОЛ. З'єднання між генератором і трансформатором виконано трифазним пофазноекранованим струмопроводом ТЕКН, в якому фактично виключено можливість МФ КЗ і фізичних пошкоджень, підвищено надійність.

Дипломний проект виконаний згідно норм технологічного проектування атомних електричних станцій, відповідає правилам улаштування електроустановок та правилам безпечної експлуатації.

## СПИСОК БІБЛІОГРАФІЧНИХ ПОСИЛАНЬ ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Міністерство палива та енергетики України [tre.kmu.gov.ua](http://tre.kmu.gov.ua).
2. Нормы технологического проектирования атомных электростанций :  
ВНТП Минэнерго СССР.-М.: ЦНТИ Информэнерго, 1981.
3. Рожкова Л.Д., Козулин В.С., Электрооборудование станций и подстанций:  
-3-е изд. перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987.
4. Коваль І.О. Електричні апарати напругою понад 1 кВ сучасних виробників.  
Довідкові матеріали для курсового та дипломного проектування.  
Навчальний посібник.- Київський енергетичний коледж.
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.
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.
8. Методичні рекомендації з розрахунку техніко-економічних показників  
АЕС для виконання курсового проекту та економічної частини дипломного  
проекту - КЕК, Гумен А. В.,2008.
9. ПТЕЕС 2012.
10. ПТЕ 2002.
11. Правила безпечної експлуатації електроустановок ДНАОП 1.1.10-2.01.-97
12. Козлов В.Д., Захарченко В.П., Тачиніна О.М. Електрична частина станцій  
та підстанцій.– К. : НАУ, 2018. – 312 с.