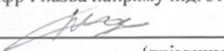


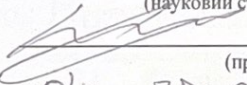
Міністерство освіти і науки України  
Вінницький національний технічний університет  
Факультет електроенергетики та електромеханіки  
Кафедра електричних станцій та систем

**МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**  
на тему:  
**«ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА АТОМНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ  
ПОТУЖНІСТЮ 1760 МВТ З ДОСЛІДЖЕННЯМ ОСОБЛИВОСТЕЙ  
СИНХРОННИХ ГЕНЕРАТОРІВ»**

Виконав: студент 2-го курсу, групи 1ЕС-22м  
спеціальності 141 «Електроенергетика,  
електротехніка та електромеханіка»  
освітня програма «Електричні станції»  
(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)


  
\_\_\_\_\_ **Богачук О. В.**  
(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС  
(науковий ступінь, учене звання, посада)

  
\_\_\_\_\_ **Вишневський С.Я.**  
(прізвище та ініціали)

«04» 27 08 2023 р.

Опонент: Ph.D., doc. of Eng. ECEEM  
(науковий ступінь, учене звання, посада)

  
\_\_\_\_\_ **Кобозь В. В.**  
(прізвище та ініціали)

«04» 12 2023 р.

Допущено до захисту  
Завідувач кафедри ЕСС  
д.т.н., професор Комар В. О.

  
\_\_\_\_\_ «04» 27 2023 р.

Вінниця ВНТУ – 2023 рік

Вінницький національний технічний університет  
Факультет електроенергетики та електромеханіки  
Кафедра електричних станцій та систем  
Рівень вищої освіти другий (магістерський)  
Галузь знань – 14 «Електрична інженерія»  
Спеціальність – 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»  
Освітньо-професійна програма – Електричні станції

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

**Завідувач кафедри ЕСС**  
д.т.н., професор В. О. Комар

«18» серпня 2023 р.

**ЗАВДАННЯ**

**НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

Богачук Олександр Вадимович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Електрична частина атомної електростанції потужністю 1760 МВт з дослідженням особливостей синхронних генераторів»

Керівник роботи к.т.н., доцент ЕСС Вишневський С.Я.

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджена наказом ВНТУ від «18» вересня 2023 року № 247

2. Строк подання студентом роботи 05 грудня 2023 року



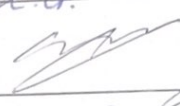
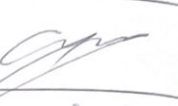


3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи: 1. Електричне обладнання підстанцій систем електропостачання [Орлович А.Ю., Плешков П.Г., Козловський О.А., Співак О.В., Котиш А.І., Величко Т.В.]; М-во освіти і науки України, Центральноукр. нац. техн. ун-т.– Кропивницький : Видавець Лисенко В.Ф., 2019. – 272 с. 2. «Енергоатом» виробив 47,6% електроенергії в ОЕС України за 7 місяців 2023р. [Електронний ресурс]. URL: <https://expro.com.ua/novini/energoatom-virobiv-476-elektroenerg-v-oes-ukrani-za-7-msyacv-2023r>. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів. Відстань до енергосистеми 500 км; максимальна потужність, що віддається в систему 1200 МВт; максимальна потужність, що віддається в район 300 МВт; номінальна потужність системи 16000 МВА; номінальний опір системи 0,1 в.о.; номінальна напруга системи 500кВ

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Техніко-економічне обґрунтування проектування АЕС. 2. Електротехнічна частина. 3. Осодливості синхронних генераторів. 4. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. 5. Техніко-економічна частина. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових

креслень 1.Титулка. 2. Мета та задачі МДР. 3. Об'єкт та предмет дослідження. 4. Головна схема електричних з'єднань 1760 МВт (4xВВЕР-440). 5. Схема власних потреб. 6. Спеціальна частина. 7. Техніко-економічні показники станції. 8. Висновок.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Вишневський С. Я., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Кобиланський О. В. д. пед. н., професор кафедри БЖДПБ		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		

Дата видачі завдання «18» вересня 2023р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва та зміст етапів	Термін виконання етапів роботи		Примітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	18.09.23	20.09.23	всн
2	Техніко-економічне обґрунтування проектування АЕС	21.09.23	25.09.23	всн
3	Електротехнічна частина	26.09.23	01.11.23	всн
4	Дослідження схем розподільних пристроїв	02.11.23	20.11.23	всн
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	21.11.23	25.11.23	всн
6	Техніко-економічна частина	26.11.23	28.11.23	всн
7	Оформлення пояснювальної записки	29.11.23	01.12.23	всн
8	Виконання графічної частини та оформлення презентації	02.12.23	04.12.23	всн
	Захист МКР	III декада грудня (за графіком)		

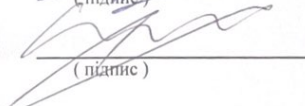
Студент

  
(підпис)

Богачук О.В.

(ініціали та прізвище)

Керівник роботи

  
(підпис)

Вишневський С.Я.

(ініціали та прізвище)

## ЗМІСТ

ВСТУП .....	9
1 ТЕХНІКО – ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ.....	11
2.1 Графіки електричних навантажень станції.....	13
2.2 Вибір основного обладнання .....	19
2.3 Вибір структурної схеми електричної станції.....	20
2.4 Вибір схем розподільчих пристроїв .....	25
2.5 Вибір схеми власних потреб станції .....	28
2.6 Розрахунок струмів короткого замикання для вибору апаратури і струмоведучих частин .....	29
2.7 Вибір комутаційної апаратури.....	48
2.8 Вибір струмоведучих частин .....	50
2.9 Вибір вимірювальних трансформаторів .....	58
2.10 Вибір апаратури для обмеження перенапруг та високочастотних загороджувачів.....	62
2.11 Вибір акумуляторної батареї.....	63
3 ОСОБЛИВОСТІ СИНХРОННИХ ГЕНЕРАТОРІВ .....	67
3.1 Конструктивні характеристики турбогенераторів.....	67
3.2 Конструктивні характеристики гідрогенераторів.....	73
3.3 Системи охолодження .....	76
3.4 Режими роботи генераторів .....	83
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	91
4.1 Задача розділу .....	91
4.2 Розрахунок параметрів заземлювального пристрою синхронного генератора, відповідно дипломної роботи.....	91
4.3 Висновок .....	99
5 РОЗРАХУНОК ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ АЕС .....	100
5.1 Техніко-економічне обґрунтування проектування даної станції .....	100
5.2 Визначення кошторисної вартості проєктованої АЕС .....	101
5.3 Розрахунок собівартості електроенергії на станції .....	103
5.4 Аналіз отриманих результатів .....	108
ВИСНОВКИ.....	109
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ.....	111
ДОДАТКИ.....	113
ДОДАТОК А – ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ .....	114
ДОДАТОК Б - Технічне завдання МКР .....	115
ДОДАТОК В - Головна схема електричних з'єднань 1760 МВт (4xВВЕР-440) .....	119
ДОДАТОК Г - ПРЕЗЕНТАЦІЯ ДО МАГІСТЕРСЬКОЇ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ .....	120

## АНОТАЦІЯ

Богачук О. В. «Електрична частина атомної електростанції потужністю 1760 МВт з дослідженням особливостей синхронних генераторів». Магістерська кваліфікаційна робота – Вінниця: ВНТУ, 2023. –110 с./ На Укр. мові, табл.: 25, рис.:42, бібліогр.:9 назв .

У магістерській кваліфікаційній роботі розглядаються такі розділи, як техніко – економічне обґрунтування, електротехнічна частина, спеціальна частина, охорона праці у надзвичайних ситуаціях, розрахунок техніко – економічних показників станції.

У вступі обговорюється актуальність теми, визначаються цілі та завдання дослідження. У розділі "Техніко-економічне обґрунтування" представлено аналіз проекту теплової електростанції.

У розділі "Електротехнічна частина" розглядаються основні аспекти проектування електричної частини атомної електростанції. Аналізуються питання, пов'язані з графіками електричного і теплового навантаження, вибором обладнання, головними електричними схемами, електричними схемами станції, розрахунком струмів короткого замикання, розрахунком теплових ефектів струмів короткого замикання, вибором розподільчих пристроїв, струмоведучих частин і вимірювальних трансформаторів.

У розділі «Особливості синхронних генераторів» досліджено конструктивні характеристики турбо- і гідрогенераторів та їх систем охолодження. Досліджено режими роботи синхронних генераторів. У розділі безпеки розглянуто розрахунок параметрів заземлюючого обладнання.

У розділі «Охорони праці та безпека у надзвичайних ситуаціях» було розглянуто розрахунок параметрів заземлюючого обладнання.

Економічний розділ визначає собіартість виробленої електроенергії, включаючи амортизацію, витрати на паливо, заробітну плату та інші витрати .

Таким чином, магістерська робота надає комплексний огляд проектування електричної частини атомної електростанції, з особливим акцентом на дослідженні особливостей синхронних генераторів. Результати дослідження сприятимуть підвищенню якості проектування та експлуатації атомних електростанцій, забезпеченню надійної та безпечної роботи електричної частини електростанції в різних умовах експлуатації.

Ключові слова: атомна електростанція, синхронні генератори, струмоведучі частини, системи охолодження, турбогенератор.

## ABSTRACT

Bogachuk O. V. "Electrical part of a 1760 MW nuclear power plant with a study of the features of synchronous generators". Master's thesis - Vinnytsia: VNTU, 2023. -110 p. / In Ukrainian, tables: 25, figures: 42, bibliography: 9 titles.

The master's qualification work covers such sections as feasibility study, electrical engineering part, special part, labor protection in emergency situations, calculation of technical and economic indicators of the station.

The introduction discusses the relevance of the topic, defines the goals and objectives of the study. The section "Feasibility Study" presents an analysis of the thermal power plant project.

The section "Electrical part" deals with the main aspects of designing the electrical part of a nuclear power plant. It analyzes issues related to electrical and thermal load schedules, equipment selection, main electrical circuits, plant electrical circuits, calculation of short-circuit currents, calculation of thermal effects of short-circuit currents, selection of switchgear, current-carrying parts and measuring transformers.

In the chapter "Features of Synchronous Generators", the design characteristics of turbo- and hydrogenerators and their cooling systems are studied. The operating modes of synchronous generators are studied. The safety section discusses the calculation of grounding equipment parameters.

The section on health and safety in emergency situations covers the calculation of grounding equipment parameters.

The economic section determines the cost of electricity generated, including depreciation, fuel costs, wages and other expenses.

Thus, the master's thesis provides a comprehensive overview of the design of the electrical part of a nuclear power plant, with a special emphasis on the study of the features of synchronous generators. The results of the study will contribute to improving the quality of design and operation of nuclear power plants, ensuring

reliable and safe operation of the electrical part of the power plant under various operating conditions.

Keywords: nuclear power plant, synchronous generators, current-carrying parts, cooling systems, turbine generator.



## ВСТУП

**Актуальність теми.** Електроенергетичний сектор України є фізично та морально застарілим. Понад 40% електростанцій відпрацювали свій термін експлуатації. Енергетичний сектор розвивається останнім часом, в основному завдяки введенню в експлуатацію атомних електростанцій. Більшість теплових електростанцій не відповідають сучасним вимогам. Зношеність спричинена через низьку якість палива, робота ТЕС при змінних режимах роботи.

Атомні електростанції є важливою складовою сучасної енергетики, забезпечуючи стабільне та ефективне виробництво електроенергії. У рамках цієї структури, електрична частина відіграє вирішальну роль, забезпечуючи генерацію та передачу електроенергії до системи. АЕС України – це базова постійна генерація. Частка у загальній структурі виробництва електричної енергії найбільша, в останні декілька років становила близько 53% (84398.1 млн. кВт·год). На чотирьох АЕС працює 15 енергоблоків. При даній ситуації, що відбувається на територіях нашої країни, до нашої енергосистеми під'єднано, лише 9 енергоблоків, сумарною потужністю 7800 МВт. Ці станції не в змозі оперативно збільшувати/зменшувати виробництво електроенергії. Сплески споживання, денні й сезонні коливання здійснюються так званими маневровими потужностями – гідро- і тепловими електростанціями.

Синхронні генератори визначають ефективність та надійність електростанції, забезпечуючи синхронізацію виробленої електроенергії із системою.

**Мета і задачі дослідження:** Метою магістерської роботи є проектування електричної частини атомної електростанції з реакторами ВВЕР-440, вибір обладнання та розрахунок режимів роботи станції. Дослідження особливостей синхронних генераторів.

Відповідно до цієї мети, у цьому дослідженні вирішуються такі **основні завдання**:

- аналіз та дослідження конструктивних характеристик гідрогенераторів і турбогенераторів, методів охолодження;
- дослідження особливостей режимів роботи синхронних генераторів;
- проекування головної схеми електричних з'єднань АЕС;
- розрахунок основних техніко-економічних показників АЕС.

**Об'єктом дослідження** даної магістерської роботи є електрична частина атомної електростанції, яка включає схеми, компоненти, обладнання та системи, що необхідні для надійної та ефективної роботи при великому промисловому навантаженні. Дослідження включає аналіз та оптимізацію схем, визначення оптимальних параметрів і режимів роботи з метою забезпечення надійності, ефективності та економічності.

**Предметом дослідження** – є проектування електричної частини атомної електростанції та вивченні особливостей синхронних генераторів. Дослідження включає аналіз проектування електричних систем атомних електростанцій, розгляд основних елементів та компонентів електричної частини, аналіз вимог, стандартів та нормативних документів, визначення оптимальних схемних рішень та параметрів електричної частини, проведення чисельних експериментів та аналіз отриманих результатів.

Усі результати досліджень є самостійним внеском автора у магістерську роботу.

## 1 ТЕХНІКО – ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ

За 7 місяців 2023 року на українських АЕС було вироблено 47,6% електроенергії від загальних потреб країни, на ТЕЦ і ТЕС – 27,8%, гідрогенерація – 14,1 %, інші – 10,5%. Через пошкодження більшості ліній електропередачі, які з'єднують ЗАЕС із українською енергосистемою, станцію довелося повністю зупинити 11 вересня 2022 року. Відповідно вона не дає, а лише «бере» електроенергію[1].

Згідно зі звітом, зниження виробництва пов'язане з російськими ракетними та безпілотними ударами по об'єктах енергетичної інфраструктури та падінням споживання електроенергії [2].

Споживання електроенергії в Україні в січні-квітні 2023 року становило 32,2 ТВт-год, що на 18,9% менше, ніж у 2022 році, і на 33,5% менше, ніж у 2021 році (48.8 ТВт-год). За словами колишньої міністерки енергетики Ольги Буславець, загальне виробництво електроенергії в Україні у 2022 році скоротилося на 27,5 % порівняно з 2021 роком, а споживання – на 31,5%, зокрема, промисловість – на 45%, населенням – на 16%.

Ці обставини слід мати на увазі при розгляді перспективи розвитку ядерної енергетики. Пропозиції від Міністерства енергетики та палива, щодо реабілітації атомних електростанцій, які зосереджені на будівництво нових енергоблоків АЕС. Успішну реконструкцію та забезпечення надійної та безпечної експлуатації існуючого парку електростанцій. Будівництво новий АЕС та спорудження нових об'єктів можливе лише за умови потужної науково-технічної підтримки.

З точки зору вартості виробленої електроенергії, найдешевша електроенергія виробляється на АЕС та ГЕС. Найдорожчою є альтернативна електроенергія. Щодо останньої, то активний розвиток відновлюваних джерел енергії в Україні розпочався після прийняття «зеленого тарифу» у 2008 році,

згідно з яким електроенергія, вироблена з енергії сонця, вітру тощо, викупується з системи за ціною, значно вищою за ринкову.

Електроенергія – специфічний товар. Специфіка виробництва електроенергії полягає в тому, що її виробництво має відповідати її споживанню. Іншими словами, не можна накопичити певну кількість е/е, а потім продати її кінцевому споживачеві.

Що стосується вартості е/е, то вона залежить від низки факторів:

Організація виробництва електроенергії включає в себе різні структури та аспекти. Якщо збільшується генерація на АЕС, то це може призвести до зниження вартості е/е.

Регулювання енергетичних систем вимагає балансування, тобто забезпечення рівноваги між виробництвом та споживанням енергії.

Фактори, такі як сезонні зміни, впливають на попит і пропозицію електроенергії, що може визначати ринкові та економічні умови в галузі.

Торівля е/е через кордони включає імпорт та експорт, що може впливати на регіональні ринки енергії та сприяти глобальній енергетичній взаємодії.

## 2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

### 2.1 Графіки електричних навантажень станції

Режим роботи електростанції визначається графіками навантажень енергосистеми та району, що обслуговується. Потужність електростанції повинна забезпечувати покриття графіків навантажень з урахуванням втрат енергії, пов'язаних з передачею від місця виробництва до місця перетворювання і споживання, а також витрати на власні потреби електростанції.

Побудова графіків навантажень в іменованих одиницях здійснюється за формулою:

$$P_{pt} = \frac{P'_{pt} \cdot P_{p \max}}{100}, \quad (2.1)$$

де  $P'_{pt}$  – навантаження місцевого району, %;

$P_{p \max}$  – максимальне навантаження місцевого району, МВт.

Передача електроенергії пов'язана з втратами, які поділяються на постійні  $\Delta P_1$ , що не залежать від струму навантаження, та змінні  $\Delta P_2$ , що пропорційні квадрату струмів навантаження. При розрахунку графіків навантажень відносну величину втрат можна прийняти:

- в мережах місцевого району  $\Delta P'_1 = (0,01 \div 0,015)$ ;  $\Delta P'_2 = (0,06 \div 0,08)$ ;

- в мережах системи  $\Delta P''_1 = (0,02 \div 0,03)$ ;  $\Delta P''_2 = (0,14 \div 0,16)$ .

Навантаження місцевого району в (МВт):

$$P_{pt} = \frac{P'_{pt} \cdot P_{p \max}}{100}; \quad (2.2)$$

$$P_{pt} = \frac{65 \cdot 300}{100} = 195 \text{ (МВт)}.$$

Навантаження системи в (МВт):

$$P_{ct} = \frac{P'_{ct} \cdot P_{ctmax}}{100}; \quad (2.3)$$

$$P_{ct} = \frac{60 \cdot 1200}{100} = 720 \text{ (МВт)}.$$

Постійні витрати в мережах МР:

$$\Delta P_{1p} = \Delta P'_1 \cdot P_{pmax}; \quad (2.4)$$

$$\Delta P_{1p} = 0,01 \cdot 300 = 3 \text{ (МВт)}.$$

Постійні витрати в мережах С:

$$\Delta P_{1c} = \Delta P'_1 \cdot P_{ctmax}; \quad (2.5)$$

$$\Delta P_{1c} = 0,02 \cdot 1200 = 24 \text{ (МВт)}.$$

Змінні витрати в мережах місцевого району:

$$\Delta P_{2p} = \Delta P'_2 \cdot \frac{P_{pt}^2}{P_{pmax}}; \quad (2.6)$$

$$\Delta P_{2p} = 0,06 \cdot \frac{195^2}{300} = 7,6 \text{ (МВт)};$$

$$\Delta P_{2c} = \Delta P'_2 \cdot \frac{P_{ct}^2}{P_{ctmax}}; \quad (2.7)$$

$$\Delta \Delta P_{2c} = 0,14 \cdot \frac{720^2}{1200} = 60,48 \text{ (МВт)}.$$

Сумарна потужність, яка віддається у місцевий район:

$$P_{pвід} = P_{pt} + \Delta P_{1p} + \Delta P_{2p}; \quad (2.8)$$

$$P_{pвід} = 195 + 3 + 7,6 = 205,6 \text{ (МВт)}.$$

Сумарна потужність, яка віддається у систему:

$$P_{свід} = P_{ct} + \Delta P_{1c} + \Delta P_{2c}; \quad (2.9)$$

$$P_{свід} = 720 + 24 + 60,48 = 804,48 \text{ (МВт)}$$

Сумарна потужність, яка віддається з шин станції:

$$P_{від} = P_{рвід} + P_{свід}; \quad (2.10)$$

$$P_{від} = 205,6 + 804,48 = 1010,1 \text{ (МВт)}.$$

Встановлена потужність станції:

$$P_{вст} = 4 \cdot 440 = 1760 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, яка віддається на власні потреби станції:

$$P_{вп} = \left( 0,4 + 0,6 \cdot \frac{P_{від}}{P_{вст}} \right) \cdot \frac{P'_{вп} \cdot P_{від,max}}{100}; \quad (2.11)$$

$$P_{вп.t} = \left( 0,4 + 0,6 \cdot \frac{1010,1}{1760} \right) \cdot \frac{5 \cdot 1619,87}{100} = 60,287 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, яка виробляється генераторами:

$$P_{вир} = P_{від} + P_{вп}; \quad (2.12)$$

$$P_{вир} = 1010,1 + 60,287 = 1070,4 \text{ (МВт)}.$$

Алгоритм використовується для розрахунку зимового та літнього графіків електричного навантаження доби в різні інтервали часу. Дані наведені в таблицю 2.1.

Таблиця 2.1 – Добові графіки електричних навантажень

Складові витрат потужності	Пора року	Години доби							
		0-6	6-8	8-12	12-14	14-16	16-18	18-20	20-24
Навантаження місцевого р-ну, %	зима	65	70	95	95	80	85	80	70
	літо	65	70	80	85	75	85	80	75
Навантаження місцевого р-ну, МВт	зима	195	210	285	285	240	255	240	210
	літо	195	210	240	255	225	255	240	225
Постійні втрати потужності в мережах місцевого р-ну, МВт	зима	3							
	літо								
Змінні втрати потужності в мережах місцевого р-ну, МВт	зима	7,61	8,82	16,25	16,25	11,52	13,01	11,52	8,82
	літо	7,61	8,82	11,52	13,01	10,13	13,01	11,52	10,13
Потужності, що віддається до місцевого району, МВт	зима	205,61	221,82	304,25	304,25	254,52	271,01	254,52	221,82
	літо	205,61	221,82	254,52	271,01	238,13	271,01	254,52	238,13
Навантаження системи, %	зима	60,00	70,00	95,00	90,00	85,00	80,00	90,00	70,00
	літо	50,00	60,00	90,00	90,00	80,00	75,00	85,00	65,00
Навантаження системи, МВт	зима	720,00	840,00	1140,00	1080,00	1020,00	960,00	1080,00	840,00
	літо	600,00	720,00	1080,00	1080,00	960,00	900,00	1020,00	780,00
Постійні втрати потужності в мережах системи, МВт	зима	24							
	літо								
Змінні втрати потужності в мережах системи, МВт	зима	60,48	82,32	151,62	136,08	121,38	107,52	136,08	82,32
	літо	42,00	60,48	136,08	136,08	107,52	94,50	121,38	70,98
Потужність, що віддається в систему, МВт	зима	804,48	946,32	1315,62	1240,08	1165,38	1091,52	1240,08	946,32
	літо	666,00	804,48	1240,08	1240,08	1091,52	1018,50	1165,38	874,98
Сумарна потужність, що віддається з шин станції, МВт	зима	1010,1	1168,14	1619,87	1544,33	1419,90	1362,53	1494,60	1168,14
	літо	871,61	1026,30	1494,60	1511,09	1329,65	1289,51	1419,90	1113,11
Витрати на власні потреби станції, МВт	зима	60,29	64,65	77,12	75,04	71,60	70,02	73,67	64,65
	літо	56,46	60,73	73,67	74,12	69,11	68,00	71,60	63,13
Потужність, що виробляється генераторами, МВт	зима	1070,4	1232,79	1696,99	1619,36	1491,50	1432,54	1568,27	1232,79
	літо	928,07	1087,03	1568,27	1585,21	1398,76	1357,51	1491,50	1176,24

Використовуючи річний графік по тривалості, визначимо техніко-економічні показники роботи електричної станції:

1) Максимальне навантаження станції:

$$P_{max} = 1689 \text{ (МВт)}.$$



2) Річне вироблення електроенергії:

$$E_p = \sum_{i=1}^m P_{\text{вир } i} \cdot t_i \quad (2.13)$$

$$E_p = \left( 6 \cdot 1070,4 + 4 \cdot (1696,99 + 1232,79) + \right. \\ \left. + 2 \cdot (1232,79 + 1619,36 + 1491,5 + 1432,54 + 1568,27) \right) \cdot 183 + \\ + \left( 6 \cdot 928,07 + 4 \cdot (1568,27 + 1176,24) + \right. \\ \left. + 2 \cdot (1087,03 + 1585,21 + 1398,76 + 1357,51 + 1491,5) \right) \cdot 182 = \\ = 11538272,21 \text{ (МВт} \cdot \text{год)}.$$

Використовуючи річний графік електричних навантажень розрахуємо техніко-економічні показники роботи станції, результати наведені у таблиці 2.2

Таблиця 2.2 – Техніко-економічні показники роботи станції

Показник	Розрахункова формула	Числове значення
Максимальне навантаження станції, МВт	$P_{\text{max}}$	1696,99
Річний виробіток електроенергії, МВт·год.	$E_p = \sum_{i=1}^m P_{\text{вир } i} \cdot t_i$	11538272,21
Встановлена потужність станції, МВт	$P_{\text{вст}}$	1760,00
Середнє навантаження станції, МВт	$P_{\text{cp}} = \frac{E_p}{8760}$	1317,15
Коефіцієнт заповнення графіка	$k_z = \frac{P_{\text{cp}}}{P_{\text{max}}}$	0,78
Коефіцієнт використання встановленої потужності	$k_v = \frac{P_{\text{cp}}}{P_{\text{вст}}}$	0,75
Число годин використання максимального навантаження, год.	$T_{\text{max}} = \frac{E_p}{P_{\text{max}}}$	6799,26
Число годин використання встановленої потужності, год.	$T_{\text{вст}} = \frac{E_p}{P_{\text{вст}}}$	6555,84
Коефіцієнт резерву	$k_{\text{рез}} = \frac{P_{\text{вст}}}{P_{\text{max}}}$	1,04

Продовження таблиці 2.2

Річне споживання електроенергії механізмами власних потреб станції, МВт·год	$E_{\text{ВПР}} = \sum_{i=1}^m P_{\text{ВПР}_i} \cdot t_i$	586201,64
Загальна річна кількість електроенергії, що видається з шин станції, МВт·год	$E_{\text{вид.р}} = E_p - E_{\text{ВПР}}$	10952070,57
Час максимальних втрат електроенергії, год.	$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760$	5661,56

За даними розрахунків побудуємо графіки навантажень, приймаючи тривалість зимового періоду 183 доби, а літнього періоду -182 доби рисунки 2.1, 2.2.

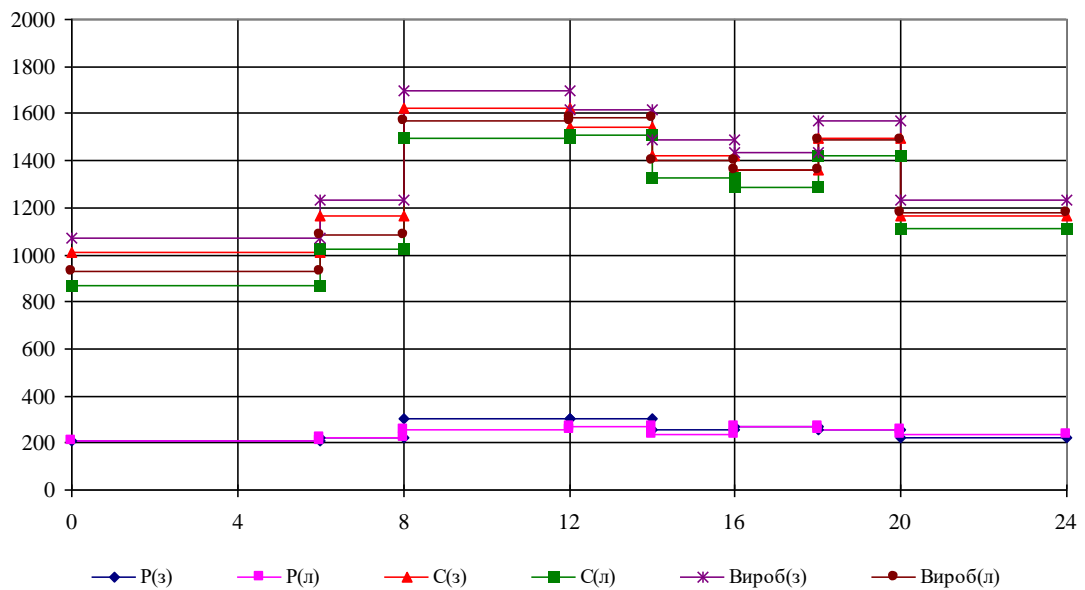


Рисунок 2.1 - Добовий графік потужності, яка виробляється генераторами

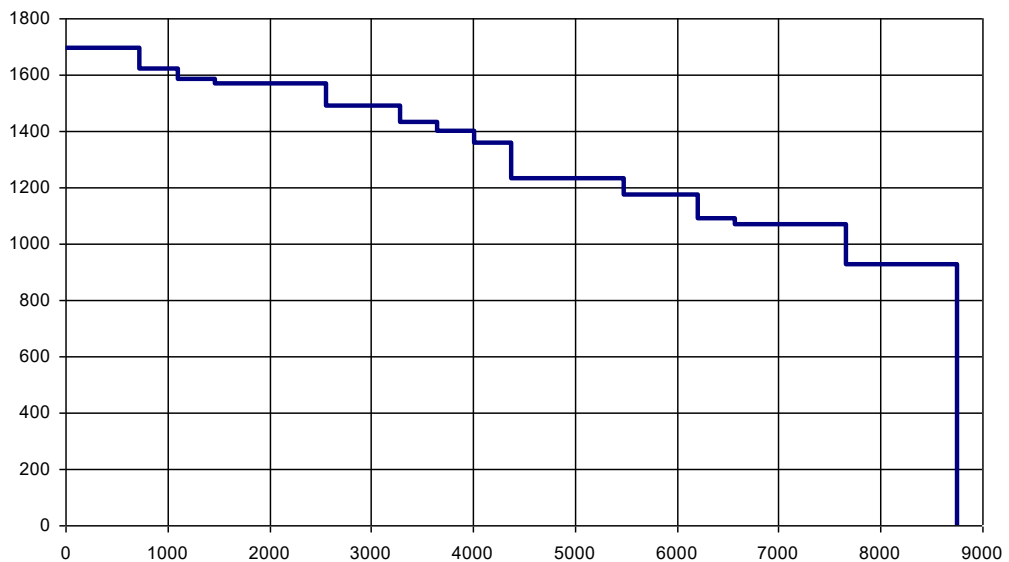


Рисунок 2.2 - Річний графік навантаження

## 2.2 Вибір основного обладнання

Для основного обладнання бажано, щоб воно було однотипним, оскільки це забезпечує індустріалізацію проекту і покращує умови експлуатації та технічного обслуговування. Основне обладнання атомної електростанції включає реактори, турбіни та генератори.

### 2.2.1 Вибір реакторних установок

Відповідно завдання буде обрано 4 реактори ВВЕР-440, технічні характеристики яких наведені в таблиці 2.3

Таблиця 2.3 – Технічні характеристики реакторів

Параметр	P <sub>ном</sub> , МВт	ККД, %	Параметри пари:		Кількість ГЦН	Число петель
			p, МПа	t, °C		
ВВЕР-440	440	32	12,3	268	6	6

### 2.2.2 Вибір турбін

Згідно завдання вибираємо з для блоків 440 МВт обираються турбіни типу К-220-44 [3].

Параметри турбін з [4] наведені в таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – Вибір турбін

Тип турбіни	Номінальна потужність, МВт	Тиск свіжого пару, ата	Температура свіжого пару, °С	Витрата свіжого пару при ном. навантаженні, т/год
К-220-44	220	44	255	1445

### 2.2.3 Вибір генераторів

Вибір турбогенераторів. Кількість та одинична потужність турбогенераторів повинна дорівнювати кількості та електричній потужності реакторів.

Для енергоблоків потужністю 440 МВт використовуються турбогенератори ТВВ-220-2ЕУЗ. Параметри турбогенераторів, взяті з [4], наведені в таблиці 2.5

Таблиця 2.5 - Вибір турбогенератора

Марка.	Потужність		Напруга $U_{н1}$ , кВ	$I_H$ , кА	$\cos \varphi$	$x''_d$
	S, МВА	P, МВт				
ТВВ-220-2ЕУЗ	258,3	220	15,75	8,625	0,85	0,1906

Обране технологічне обладнання забезпечить надійну роботу станції та її здатність генерувати електроенергію відповідно до визначених графіків навантаження.

### 2.3 Вибір структурної схеми електричної станції

Вибір головної схеми електричних з'єднань є ключовою ланкою в

проектуванні електричної частини електростанції, оскільки вона визначає загальний склад компонентів і з'єднань між ними. Основними вхідними даними для вибору головної схеми є тип електростанції та вид палива; кількість і потужність енергоблоків електростанції; графіки навантажень споживачів та їх склад; а також системні дані.

### 2.3.1. Вибір схеми приєднання станції з системою

Основна електрична схема визначає головні показники електричної частини станції, а також визначає характеристики енергосистеми в цілому: економічність, надійність, ремонтпридатність, і безпека експлуатації, простота експлуатації, зручність в розташуванні електрообладнання,

Відповідно до завдання, ми приймаємо напругу 500 кВ, а для районної мережі – 110 кВ. Розрахуємо кількість ліній електропередач для зв'язку, необхідних для з'єднання станції з системою та районною мережею.

При виборі кількості та потужності ліній 110 кВ і вище повинні бути дотримані наступні умови:

1) у разі відключення однієї лінії повинна бути гарантована повна потужність станції;

2) у разі одночасного відключення двох ліній електропередачі допускається обмеження потужності на всій схемі однієї з ліній або у разі аварійного відключення однієї з ліній у разі ремонтного стану схеми мережі, але бажано без зупинки агрегатів.

Кількість ліній зв'язку з системою:

$$n_c = \frac{P_{c.від.max}}{P_{гр.}} + 1; \quad (2.14)$$

де  $P_{гр.}$  - потужність лінії електропередач [4] МВт;

$$n_c = \frac{1315,62}{800} + 1 = 2,64 \approx 3 \text{ (лінії)}.$$

З місцевим районом:

$$n_c = \frac{P_{p.від.max}}{P_{сп.}} + 1; \quad (2.15)$$

$$n_{mp} = \frac{304,25}{50} + 1 = 6,9 \approx 7 \text{ (лінії)}.$$

Станція з'єднана з енергосистемою 3 повітряними лініями напругою 500 кВ та з місцевою мережею 7 повітряними лініями напругою 110 кВ.

### 2.3.2. Вибір електричної схеми станції

Розглянемо два варіанти структурної схеми станції. Використовуючи рекомендації [4], спроектуємо дві структурні схеми на основі завдання, які наведені на рисунках 2.3 та 2.4

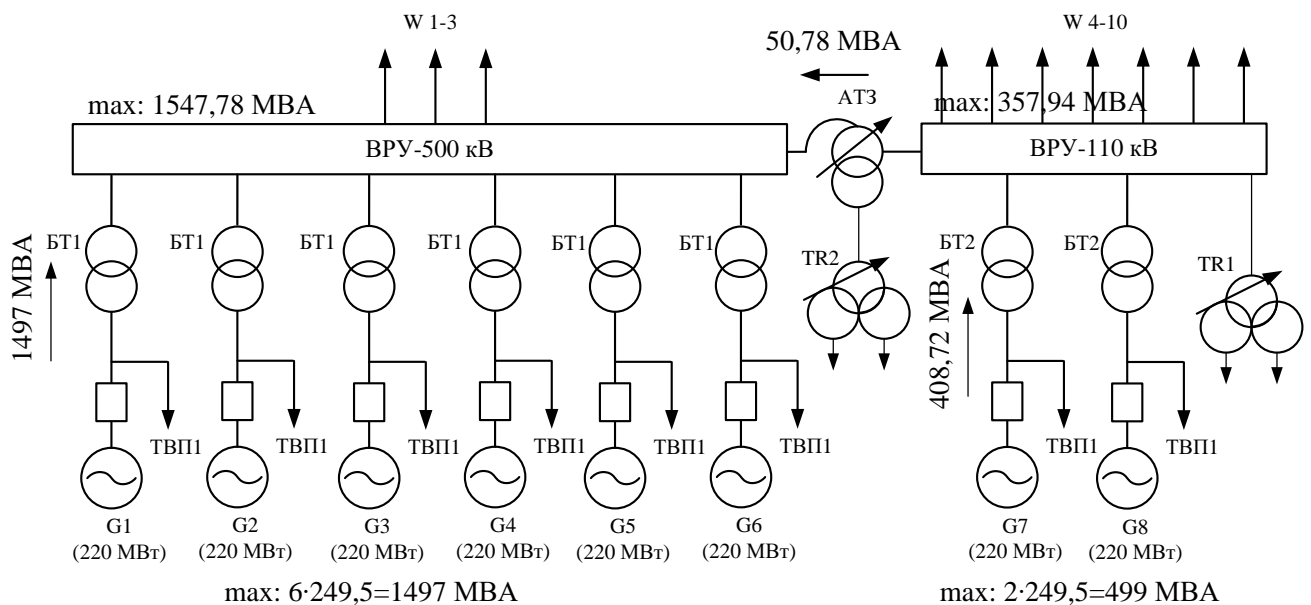


Рисунок 2.3, а – Структурна схема станції

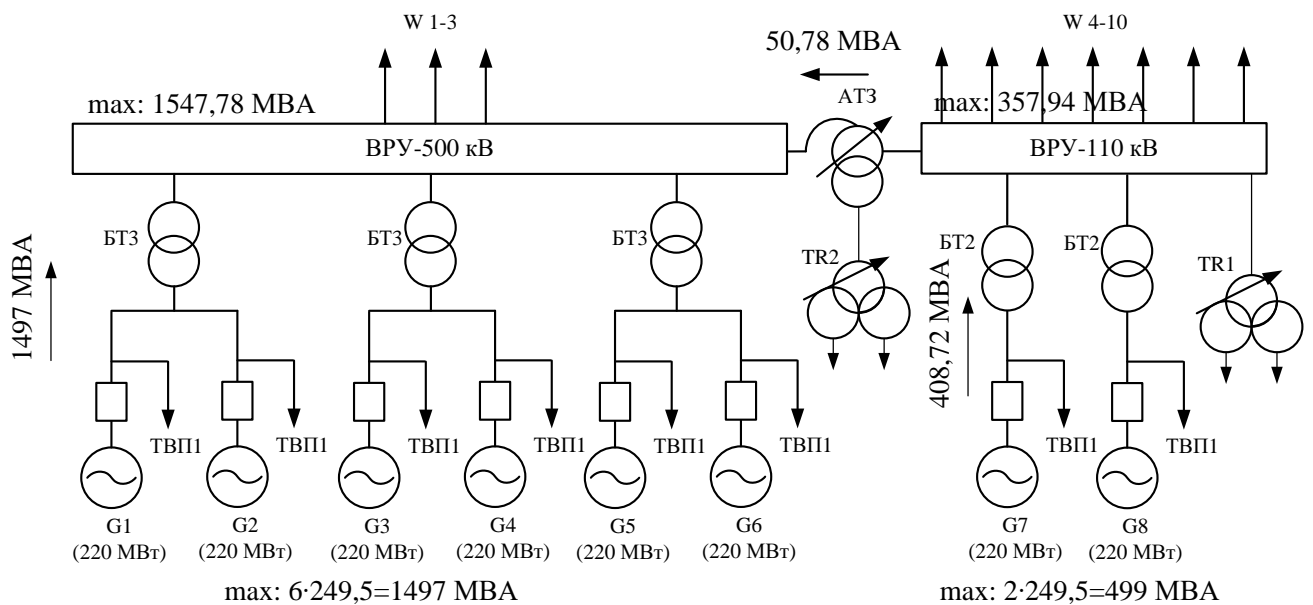


Рисунок 2.4, б – Структурна схема станції

Для вибору найкращого варіанту структурної схеми проводиться техніко-економічне порівняння варіантів структурних схем.

### 2.3.3 Вибір силових трансформаторів

#### а) Вибір трансформаторів власних потреб

Потужність робочих ТВП наближено за формулою:

$$S_{\text{ТВП}} \geq P'_{\text{вп}} \cdot P_{\text{ном.Г}} \cdot K_{\text{п}}, \quad (2.16)$$

де  $K_{\text{п}}$  – коефіцієнт попиту ( $K_{\text{п}} = 0,8$ );

$P_{\text{ном.Г}}$  – номінальна потужність генератора, МВт.

Для блоків 220 МВт:

$$S_{\text{ТВП}} \geq 0,05 \cdot 220 \cdot 0,8 = 8,8 \text{ (МВА)},$$

Технічні характеристики трансформаторів приведено в таблиці 2.3

#### б) Вибір пускорезервних трансформаторів власних потреб.

$$S_{\text{пртвен}} = 1,3 \cdot S_{\text{твен}} = 1,3 \cdot 8,8 = 11,44 \text{ (МВА)}. \quad (2.17)$$

в) Вибір блочних трансформаторів.

Для блоків 220 МВТ:

$$S_{ном.т} > S_{ном.г} - S_{ТВП}; \quad (2.18)$$

де  $S_{ТВП}$  – потужність ТВП, МВА;

$S_{ном.г}$  – номінальна потужність генератора, МВА.

Для блоків 220 МВТ:

$$S_{ном.т} \geq 258,3 - 8,8 = 249,5 (МВА);$$

г) Вибір трансформаторів зв'язку.

а) режим максимального навантаження місцевого району:

$$S_{р.маx} = \sum_{i=1}^n S_{ном.г i} - S_{вп.ном} - S_{р.від.маx}; \quad (2.19)$$

$$S_{р.маx} = 5 \cdot (125 - 5,1) - \frac{321}{0,8} = 198,25 (МВА);$$

$$S' = \frac{S_{р.маx}}{1,4} = \frac{198,25}{1,4} = 141,607 (МВА),$$

де  $S_{ном.г}$  - номінальна потужність генераторів, ввімкнених на шини місцевого району;  $S_{вп.ном}$  – потужність власних потреб при роботі генераторів з номінальним навантаженням;  $S_{р.від.маx}$  - максимальна потужність, що віддається з шин станції в місцевий район (табл. 2.1).

$$2 \cdot (258,3 - 8,8) - 304,25 / 0,85 = 118,7 (МВА);$$

б) режим мінімального навантаження місцевого району:

$$S_{р.мін} = \sum_{i=1}^n S_{ном.г i} - S_{вп.ном} - S_{р.від.мін}; \quad (2.20)$$

$$S_{р.мін} = 2 \cdot (258,3 - 8,8) - 205,61 / 0,85 = 242 (МВА),$$



де  $S_{p,\min}$  - мінімальна потужність, що віддається з шин станції в місцевий район (табл. 2.1).

в) Аварійний вихід самого найпотужнішого генератора, ввімкненого на шини місцевого району в період максимального навантаження:

$$S_{p,\text{ав}} = \sum_{i=1}^{n-1} S_{\text{ном},i} - S'_{\text{в.п.}} - S_{\text{р.від.мак}} ; \quad (2.21)$$

де  $S'_{\text{в.п.}}$  - потужність власних потреб блоків місцевого району, що лишилися в роботі.

$$S_{p,\text{ав}} = (2 - 1) \cdot (258,3 - 8,8) - 304,25 / 0,85 = -130,8 \text{ (MBA)}.$$

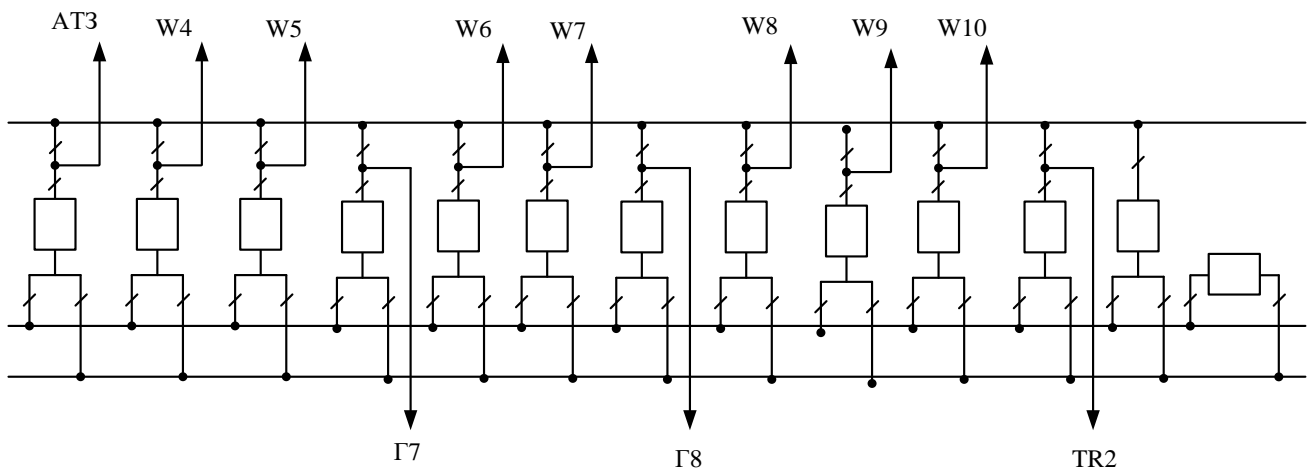
Таблиця 2.6 – Номінальні параметри трансформаторів

Позна-чення на схемі	Тип	$S_p$ , МВ А	$S_{\text{ном}}$ , МВ А	$U_{\text{ном}}$			Втрати, кВт		$U_k$ , %		
				ВН, кВ	СН, кВ	НН, кВ	$P_x$ , кВ Т	$P_k$ , кВт	ВН - СН	ВН - НН	СН - НН
ТВП1	ТДНС- 16000/20	8,8	16	15,7 5	-	6,3	17	85	-	10	-
TR1	ТРДНС- 2500/35	11,4 4	25	35,7 5	-	6,3- 6,3	25	115	-	10, 5	-
TR2	ТРДНС- 25000/110	11,4 4	25	121	-	6,3- 6,3	85	310	-	11	-
БТ 1	ТДЦ- 250000/500	249, 5	250	525	-	15,7 5	205	590	-	13	-
БТ 2	ТДЦ- 250000/110	249, 5	250	121	-	15,7 5	170	640	-	11	-
БТ 3	ТЦ- 630000/500	499	630	525	-	15,7 5	420	121 0	-	14	-
АТЗ	АТДЦТН- 250000/500/11 0	242	250	500	121	38,5	200	690	13	33	18, 5

#### 2.4 Вибір схем розподільчих пристроїв

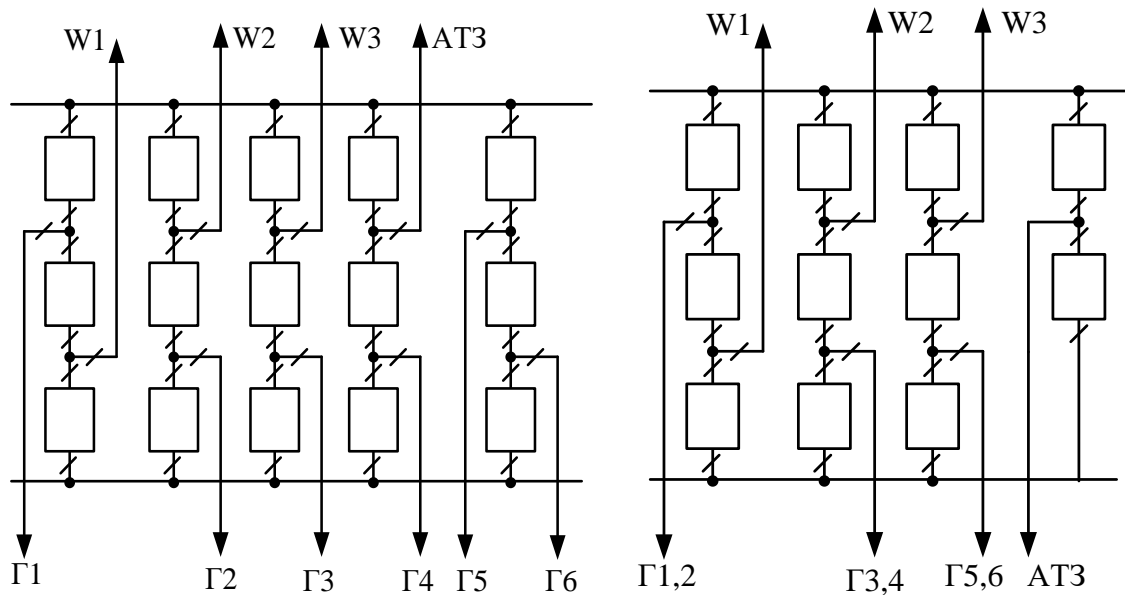
Електропостачання від електростанції здійснюється по розподільчих повітряних лініях 500 та 100 кВ. При виборі варіанту ВРП критеріями є надійність, економічність, можливість подальшого розширення (модернізації)

тощо. Для ВРП 500 кВ прийнята схема «дві системи збірних шин з обхідною»  
 рисунок 2.5. Для ВРП 500 кВ прийнята схема «3/2» рисунок 2.6.



а) варіант схеми станції №1, 2

Рисунок 2.5 – Схема ВРУ-110 кВ «дві системи збірних шин з обхідною»



а) варіант схеми станції №1

б) варіант схеми станції №2

Рисунок 2.6 – Схема ВРУ- 500 Кв «3/2»

#### 2.4.1 Техніко-економічне порівняння схем станції

Економічна доцільність схеми визначається зниженням мінімальних витрат:

$$Z = p_n \cdot K + I = p_n \cdot K + \frac{p_a + p_0}{100} \cdot K + \beta \cdot \Delta W_{\Sigma} \cdot 10^{-5}, \quad (2.22)$$

$p_n = 0,13$  - нормований коефіцієнт ефективності капіталу;

$K$  - інвестиції в електрообладнання, тис. грн;

$I$  - річні операційні витрати, тис. грн;

$p_a + p_0 = 9,4\%$  - витрати на амортизацію та технічне обслуговування;

$\beta = 160$  коп./кВт·год;

$\Delta W$  - річне споживання електроенергії працюючими трансформаторами, кВт-год.

Капітальні вкладення  $K$  визначаються вартістю нерівноцінних елементів варіантів схеми електропостачання. Оскільки ТВП та ПРТВП в обох варіантах однакові, то вони не розглядатимуться для спрощення розрахунків.

$$\Delta W_{\text{БТ}} = n \cdot P_x \cdot 8760 + \frac{1}{n} \cdot P_k \cdot \left( \frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau \quad (2.23)$$

де  $n$  — число паралельно працюючих трансформаторів.

Таблиця 2.7 – Капіталовкладення в електроустановку

Обладнання	Кількість, шт.		Вартість одиниці, тис.грн.	Капіталовкладення	
	1 в.	2 в.		1 варіант	2 варіант
БТ1	6	0	4632	27792	0
БТ2	2	2	4588	9176	9176
БТ3	0	3	8642	0	25926
АТ3	1	1	4955	4955	4955
Вимикачі:					
500 кВ	15	11	7000	105000	77000
110 кВ	13	13	2370	30810	30810
генераторні	8	8	270	2160	2160
Разом:				179893	150027

Споживання електроенергії трансформаторами визначається:

$$\Delta W_1 = \Delta W_{\text{БТ1}} + \Delta W_{\text{БТ2}} + \Delta W_{\text{АТ3}};$$

$$\Delta W_1 = \left[ 6 \cdot 205 \cdot 8760 + \frac{1}{6} \cdot 590 \cdot \left( \frac{1497}{250} \right)^2 \cdot 5661,56 \right] +$$

$$+ \left[ 2 \cdot 170 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 640 \cdot \left( \frac{408,72}{250} \right)^2 \cdot 5661,56 \right] +$$

$$+ \left[ 1 \cdot 200 \cdot 8760 + \frac{1}{1} \cdot 690 \cdot \left( \frac{50,78}{250} \right)^2 \cdot 5661,56 \right] = 40470575,95 \text{ (кВт} \cdot \text{год)}.$$

$$\Delta W_1 = \Delta W_{\text{BT3}} + \Delta W_{\text{BT2}} + \Delta W_{\text{AT3}};$$

$$\Delta W_1 = \left[ 3 \cdot 420 \cdot 8760 + \frac{1}{3} \cdot 1210 \cdot \left( \frac{1497}{630} \right)^2 \cdot 5661,56 \right] +$$

$$+ \left[ 2 \cdot 170 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 640 \cdot \left( \frac{408,72}{250} \right)^2 \cdot 5661,56 \right] +$$

$$+ \left[ 1 \cdot 200 \cdot 8760 + \frac{1}{1} \cdot 690 \cdot \left( \frac{50,78}{250} \right)^2 \cdot 5661,56 \right] = 33664800,81 \text{ (кВт} \cdot \text{год)}.$$

Приведенні затрати:

$$Z_1 = 0,13 \cdot 150027 + \frac{9,4}{100} \cdot 150027 + 160 \cdot 33664800,81 \cdot 10^{-5} = 87469,73 \text{ (тис.грн)};$$

$$Z_2 = 0,13 \cdot 179893 + \frac{9,4}{100} \cdot 179893 + 160 \cdot 40470575,95 \cdot 10^{-5} = 105048,95 \text{ (тис.грн)};$$

$$Z = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2} \cdot 100\% = \frac{105048,95 - 87469,73}{105048,95} \cdot 100\% = 16,73 > 5\%.$$

$\Delta Z = 16,73 > 5\%$ , отже приймаємо 2 варіант структурної схеми станції.

## 2.5 Вибір схеми власних потреб станції

ВП є важливою складовою атомних електростанцій. Пошкодження системи власних потреб може призвести до порушення роботи всієї енергосистеми та аварій в енергосистемах.

Склад і потужність споживачів електроенергії власних потреб залежить від типу реактора, і параметрів головного обладнання.

Схема живлення ВП для блоку ВВЕР-440 приведено на рисунку 2.7.

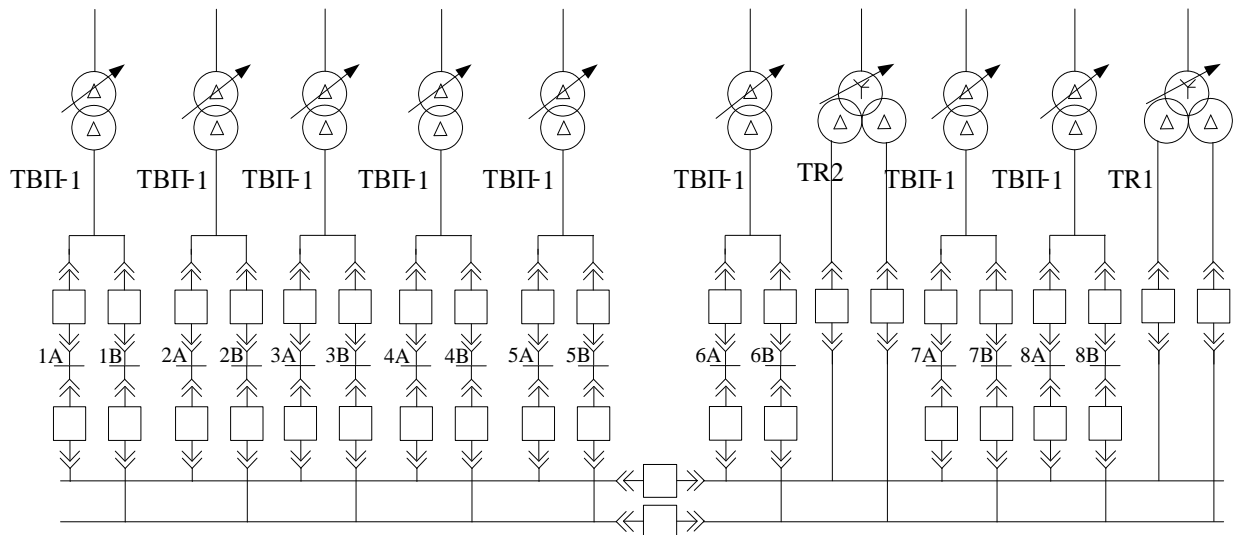


Рисунок 2.7 – Схема власних потреб електростанції

Вибрана схема власних потреб забезпечить надійне, безперервне живлення всіх допоміжних споживачів власних потреб, і запуск генераторів. Надійне допоміжне електропостачання забезпечує надійну роботу електростанції.

2.6 Розрахунок струмів короткого замикання для вибору апаратури і струмоведучих частин

Створемо просту однолінійну схему електроустановки, показавши всі елементи, що впливають на струм короткого замикання, і позначавши точки короткого замикання (рис. 2.8).

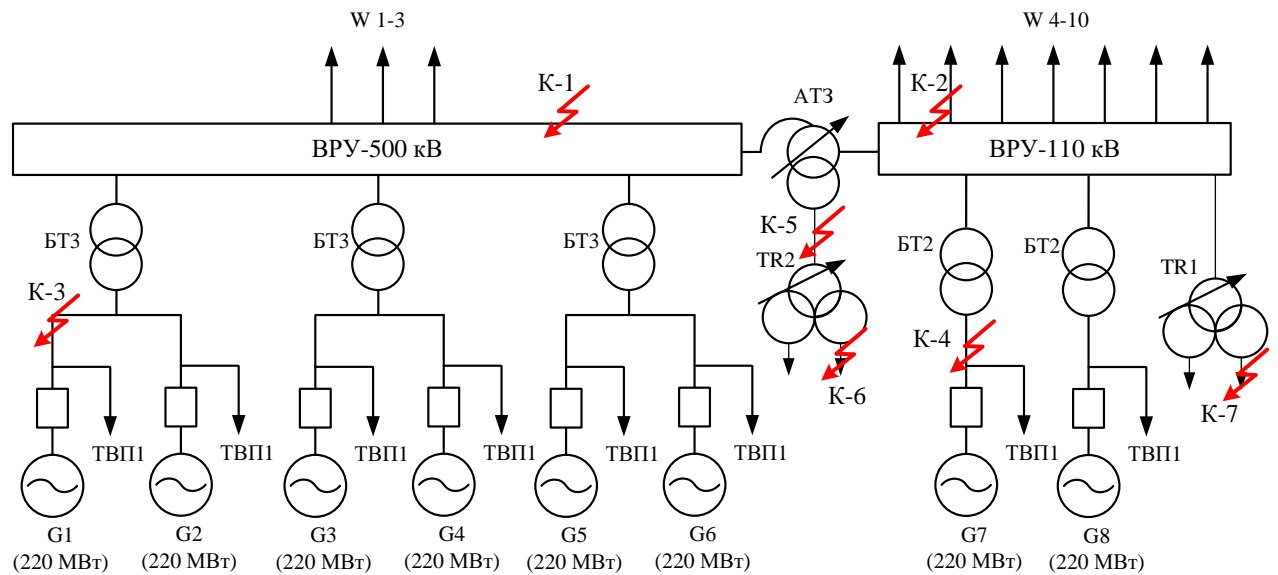


Рисунок 2.8 – Місцезнаходження точок короткого замикання

### 2.6.1 Заступна схема станції

Створюється еквівалентна електрична схема, яка відповідає вихідній розрахунковій схемі, але в якій всі магнітні (трансформаторні) з'єднання замінюються електричними (рис. 2.9).

Розрахунок виконується у відносних одиницях. Тому всі опори елементів схеми заміщення приводяться до однакових основних умов, дотримуючись рекомендацій [4].

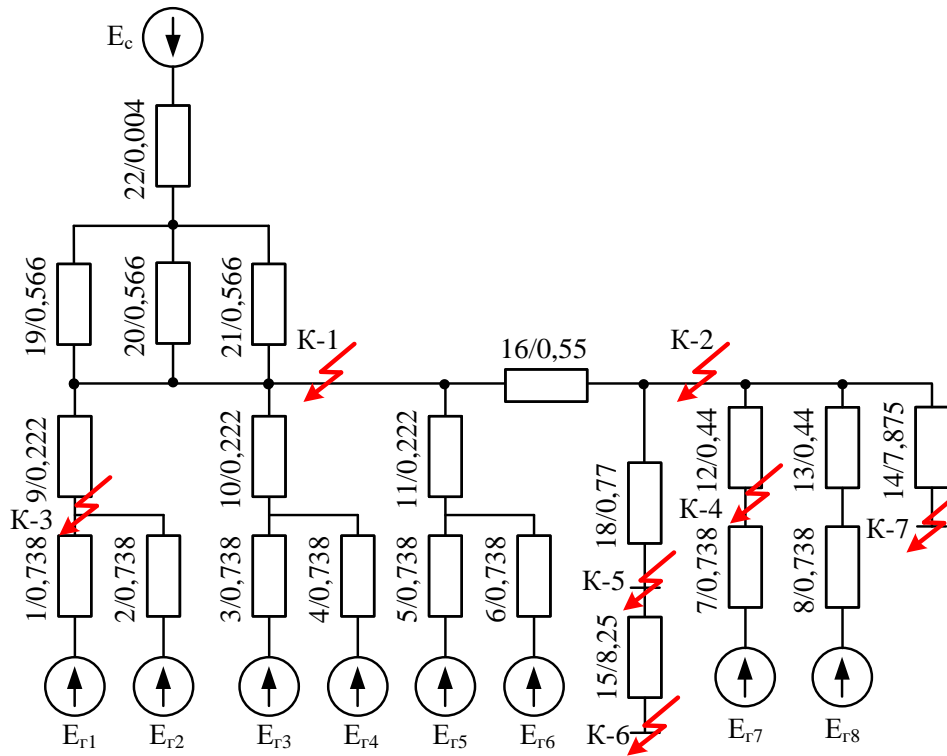


Рисунок 2.9 –Заступна схема електроустановки

### 2.6.2 Розрахунок величин усіх елементів схеми заміщення

Обираємо  $S_B = 1000$  (МВА).

Визначимо приведені значення опорів:

- опори генераторів у відносних одиницях:

$$X_{*\Gamma} = X''_{*\text{дном}} \frac{S_6}{S_{\text{ном}}}, \quad (2.24)$$

де  $S_{\text{ном}}$  - номінальна повна потужність генератора, МВА;

$X''_{*\text{дном}}$  - надперехідний опір генератора, в.о.,

$$X_{*1-8} = X_{*\Gamma 1-8} = 0,1906 \frac{1000}{258,3} = 0,738,$$

- опір трансформаторів у відносних одиницях:

$$x_{*T} = \frac{u_k \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{S_{\text{НОМ}}}, \quad (2.25)$$

де  $S_{\text{НОМ}}$  - номінальна повна потужність трансформатора, МВА;

$u_k$  % - напруга короткого замикання, %,

$$x_{*9-11} = x_{*BT3} = \frac{14}{100} \cdot \frac{1000}{630} = 0,222,$$

$$x_{*12,13} = x_{*BT2} = \frac{11}{100} \cdot \frac{1000}{250} = 0,44,$$

$$x_{*14} = x_{*TR1} = 1,875 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 7,875,$$

$$x_{*15} = x_{*TR2} = 1,875 \cdot \frac{11}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 8,25,$$

- опір автотрансформаторів у відносних одиницях:

$$u_{KB} \% = 0,5 \cdot (u_{KB-H\%} + u_{KB-C\%} - u_{K-C-H\%}), \quad (2.26)$$

$$u_{KC} \% = 0,5 \cdot (u_{KB-C\%} + u_{K-C-H\%} - u_{KB-H\%}), \quad (2.27)$$

$$u_{KH} \% = 0,5 \cdot (u_{KB-H\%} + u_{K-C-H\%} - u_{KB-C\%}), \quad (2.28)$$

$$u_{KB} \% = 0,5 \cdot (33 + 13 - 18,5) = 13,75 (\%),$$

$$u_{KC} \% = 0,5 \cdot (13 + 18,5 - 33) = -0,75 = 0 (\%),$$

$$u_{KH} \% = 0,5 \cdot (33 + 18,5 - 13) = 17,5 (\%),$$

$$x_{*16} = x_{*AT32 BC} = \frac{13,75}{100} \cdot \frac{1000}{250} = 0,55,$$

$$x_{*17} = x_{*AT32 CH} = 0,$$

$$x_{*18} = x_{*AT32 BH} = \frac{19,25}{100} \cdot \frac{1000}{250} = 0,77.$$



- опори ліній у відносних одиницях:

$$X_{*ЛЕП} = X_{пит} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2}, \quad (2.29)$$

де  $X_{пит}$  - питомий індуктивний опір лінії [4], Ом/км;

$l$  – довжина лінії, згідно із завданням  $l = 500$  км;

$U_{cp}$  - середня напруга, кВ,

$$X_{*19-21} = X_{*ЛЕП1-1} = 0,3 \cdot 500 \cdot \frac{1000}{515^2} = 0,566.$$

- опір системи:

$$X_{*c} = X_{*c.ном} \frac{S_6}{S_{c.ном}}, \quad (2.30)$$

де  $S_{c.ном}$  - номінальна повна потужність системи, наведена в завданні, МВА;

$X_{*c.ном}$  - відносний номінальний опір системи, наведений в завданні, в.о.,

$$X_{*22} = X_{*c} = 0,08 \cdot \frac{1000}{20500} = 0,004.$$

2.6.3 Розрахунок періодичної складової струму КЗ для моменту часу  $t=0$ .  
Розрахунок точки  $K_1$ . Перебудуємо схему заміщення таким чином, щоб кожна генеруюча вітка була з'єднана з точкою пошкодження результируючим опором.

$$X_{*23} = \frac{X_{*19}}{3} + X_{*22} = \frac{0,566}{3} + 0,004 = 0,193,$$

$$X_{*24} = \frac{X_{*7} + X_{*12}}{2} + X_{*16} = \frac{0,738 + 0,44}{2} + 0,55 = 1,139,$$

$$x_{*25} = \frac{x_{*1}}{2} + x_{*9} = \left( \frac{0,738}{2} + 0,222 \right) \cdot \frac{1}{3} = 0,197,$$

$$x_{*26} = \frac{x_{*24} \cdot x_{*25}}{x_{*24} + x_{*25}} = \frac{1,139 \cdot 0,197}{1,139 + 0,197} = 0,168,$$

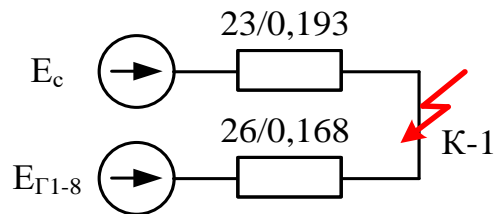


Рисунок 2.10 – Спрощення заступної схеми для точки  $K_1$

Визначаємо значення періодичної складової струму КЗ за формулою:

$$I_{п.о} = \frac{E_*''}{x_{*рез}} \cdot I_6, \quad (2.31)$$

де  $E_*''$  - ЕРС джерела, в.о., для даних турбогенераторів  $E_{*Г1-9}'' = 1,13$ , для системи  $E_{*c}'' = 1$ ,

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}, \quad (2.32)$$

$$I_6 = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 515} = 1,121 \text{ (кА)},$$

$$I_{п.оГ1-8} = \frac{1,13}{0,168} \cdot 1,121 = 7,54 \text{ (кА)},$$

$$I_{п.оC} = \frac{1}{0,193} \cdot 1,121 = 5,8 \text{ (кА)}.$$

Розрахунок точки  $K_2$ .

$$x_{*27} = \frac{x_{*7} + x_{*12}}{2} = \frac{0,738 + 0,44}{2} = 0,589,$$

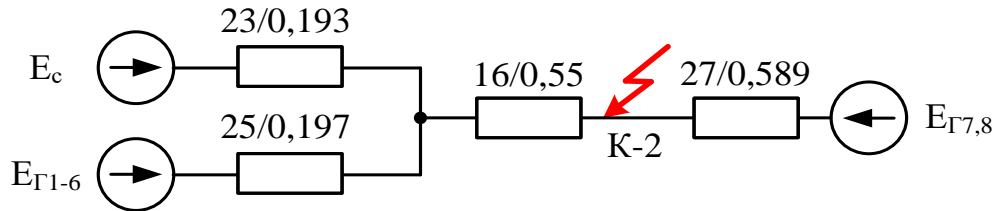


Рисунок 2.11 - Спрощення заступної схеми для точки К-2

Подальше перетворення здійснимо за допомогою методики наведеної в [4].

$$x_{*\Delta} = x_{*16} \cdot (x_{*23} + x_{*25}) = 0,55 \cdot (0,193 + 0,197) = 0,215,$$

$$x_{*28} = x_{*23} + \frac{x_{*\Delta}}{x_{*25}} = 0,193 + \frac{0,215}{0,197} = 1,282,$$

$$x_{*29} = x_{*25} + \frac{x_{*\Delta}}{x_{*23}} = 0,197 + \frac{0,215}{0,193} = 1,308.$$

$$x_{*30} = \frac{x_{*27} \cdot x_{*29}}{x_{*27} + x_{*29}} = \frac{0,589 \cdot 1,308}{0,589 + 1,308} = 0,406,$$

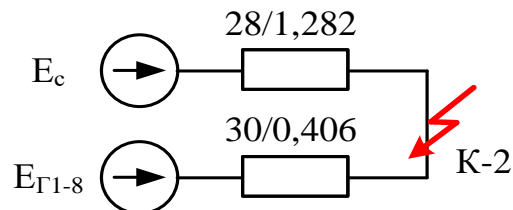


Рисунок 2.12 - Спрощення заступної схеми для точки К-2

$$I_6 = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ (кА)},$$

$$I_{п.оГ1-8} = \frac{1,13}{0,406} \cdot 5,02 = 13,97 \text{ (кА)},$$

$$I_{п.оС} = \frac{1}{1,282} \cdot 5,02 = 3,9 \text{ (кА)}.$$

Розрахунок точки К<sub>3</sub>.

$$x_{*31} = \frac{x_{*3}}{2} + x_{*10} = \left( \frac{0,738}{2} + 0,222 \right) \cdot \frac{1}{2} = 0,296,$$

$$x_{*32} = \frac{x_{*24} \cdot x_{*31}}{x_{*24} + x_{*31}} = \frac{1,139 \cdot 0,296}{1,139 + 0,296} = 0,235,$$

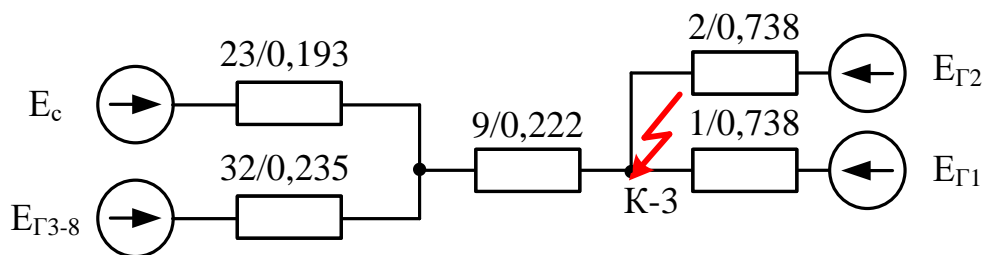


Рисунок 2.13 Спрощення заступної схеми для точки К-3

Подальше перетворення здійснимо за допомогою методики наведеної в [4].

$$x_{*\Delta} = x_{*9} \cdot (x_{*23} + x_{*32}) = 0,222 \cdot (0,193 + 0,235) = 0,095,$$

$$x_{*33} = x_{*23} + \frac{x_{*\Delta}}{x_{*32}} = 0,193 + \frac{0,095}{0,235} = 0,597,$$

$$x_{*34} = x_{*32} + \frac{x_{*\Delta}}{x_{*23}} = 0,235 + \frac{0,095}{0,193} = 0,727.$$

$$X_{*35} = \frac{X_{*2} \cdot X_{*34}}{X_{*2} + X_{*34}} = \frac{0,738 \cdot 0,727}{0,738 + 0,727} = 0,366,$$

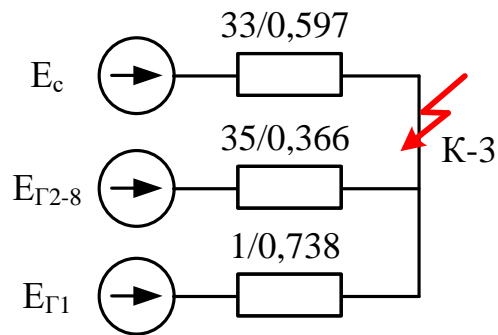


Рисунок 2.14 - Спрощення заступної схеми для точки К-3

$$I_6 = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 36,65 \text{ (кА)},$$

$$I_{п.оГ1} = \frac{1,13}{0,738} \cdot 36,65 = 56,1 \text{ (кА)},$$

$$I_{п.оГ2-8} = \frac{1,13}{0,366} \cdot 36,65 = 113,1 \text{ (кА)},$$

$$I_{п.оC} = \frac{1}{0,597} \cdot 36,65 = 61,4 \text{ (кА)}.$$

Розрахунок точки К<sub>4</sub>.

$$X_{*36} = X_{*8} + X_{*13} = 0,738 + 0,44 = 1,178,$$

$$X_{*37} = \frac{X_{*36} \cdot X_{*29}}{X_{*36} + X_{*29}} = \frac{1,178 \cdot 1,308}{1,178 + 1,308} = 0,62,$$

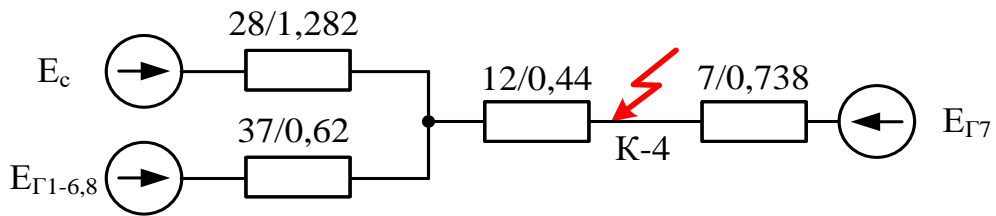


Рисунок 2.15 Спрощення заступної схеми для точки К-3

Подальше перетворення здійснимо за допомогою методики наведеної в [4].

$$x_{*\Delta} = x_{*12} \cdot (x_{*28} + x_{*37}) = 0,44 \cdot (1,282 + 0,62) = 0,837,$$

$$x_{*38} = x_{*28} + \frac{x_{*\Delta}}{x_{*37}} = 1,282 + \frac{0,837}{0,62} = 2,632,$$

$$x_{*39} = x_{*37} + \frac{x_{*\Delta}}{x_{*28}} = 0,62 + \frac{0,837}{1,282} = 1,273.$$

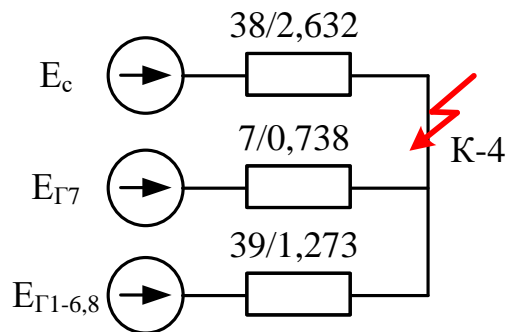


Рисунок 2.16 - Спрощення заступної схеми для точки К-4

$$I_{п.оГ7} = \frac{1,13}{0,738} \cdot 36,65 = 56,1 \text{ (кА)},$$

$$I_{п.оГ1-6,8} = \frac{1,13}{1,273} \cdot 36,65 = 32,5 \text{ (кА)},$$

$$I_{п.о.с} = \frac{1}{2,632} \cdot 36,65 = 13,9 \text{ (кА)}.$$

Розрахунок точки К<sub>5</sub>.

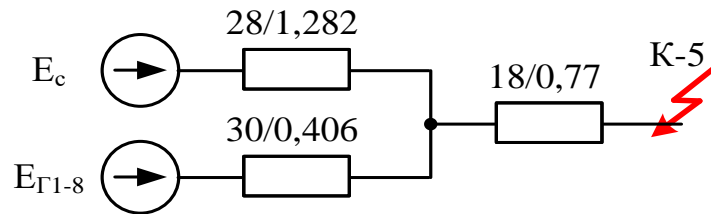


Рисунок 2.17 Спрощення заступної схеми для точки К-5

Подальше перетворення здійснимо за допомогою методики наведеної в [4].

$$X_{*\Delta} = X_{*18} \cdot (X_{*28} + X_{*30}) = 0,77 \cdot (1,282 + 0,406) = 1,3,$$

$$X_{*40} = X_{*28} + \frac{X_{*\Delta}}{X_{*30}} = 1,282 + \frac{1,3}{0,406} = 4,483,$$

$$X_{*41} = X_{*30} + \frac{X_{*\Delta}}{X_{*28}} = 0,406 + \frac{1,3}{1,282} = 1,42.$$

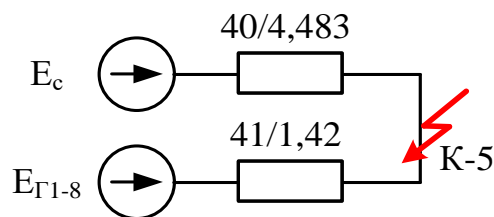


Рисунок 2.18 - Спрощення заступної схеми для точки К-5

$$I_{\sigma} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15,6 \text{ (кА)},$$

$$I_{n.o\Gamma 1-8} = \frac{1,13}{1,42} \cdot 15,6 = 12,4 \text{ (кА)},$$

$$I_{n.oC} = \frac{1}{4,483} \cdot 15,6 = 3,48 \text{ (кА)}.$$

Розрахунок точки К<sub>6</sub>.

Для розрахунку цього випадку можна скористатися результатом із розрахунку точки КЗ К<sub>5</sub>. Тільки потрібно буде здвинути точку КЗ на опір  $x_{*15}$ .

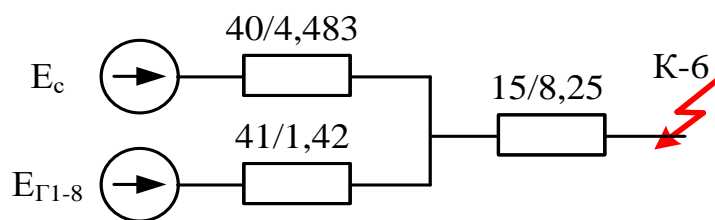


Рисунок 2.19 - Спрощення заступної схеми для точки К-6

$$x_{*42} = \frac{x_{*40} \cdot x_{*41}}{x_{*40} + x_{*41}} + x_{*15} = \frac{4,483 \cdot 1,42}{4,483 + 1,42} + 8,25 = 9,33.$$

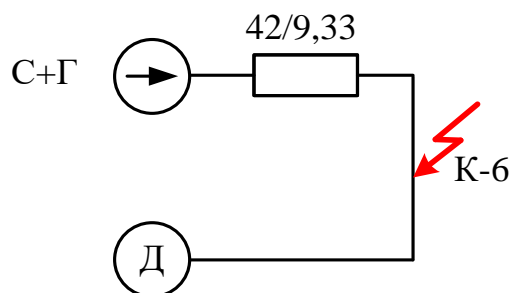


Рисунок 2.20 - Спрощення заступної схеми для точки К-6

$$I_{\sigma} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,6 \text{ (кА)},$$



$$I_{n.o.C+\Gamma} = \frac{1}{9,33} \cdot 91,6 = 9,8 \text{ (кА)},$$

$$I_{n.o.D} = 4,0 \cdot \frac{\sum P_{ном}}{2 \cdot U_{ном}}, \quad (2.33)$$

де  $\sum P_{ном}$  - сумарна номінальна потужність всіх двигунів ВП, для приблизних оцінок струму КЗ приймаємо при живленні від робочого трансформатора ( $\sum P_{ном} \approx 1,25 \cdot S_{ном.ТВП}$ );

$S_{ном.ТВП}$  - номінальна повна потужність робочого або резервного трансформаторів, МВА;

$U_{ном}$  - номінальна міжфазна напруга двигунів, кВ ( $U_{ном} = 6$  кВ),

$$I_{n.o.D} = 4,0 \cdot \frac{1,25 \cdot 25}{6 \cdot 2} = 10,4 \text{ (кА)}.$$

Розрахунок точки К<sub>7</sub>.

Для розрахунку цього випадку можна скористатися результатом із розрахунку точки КЗ К<sub>2</sub>. Тільки потрібно буде здвинути точку КЗ на опір  $x_{*14}$ .

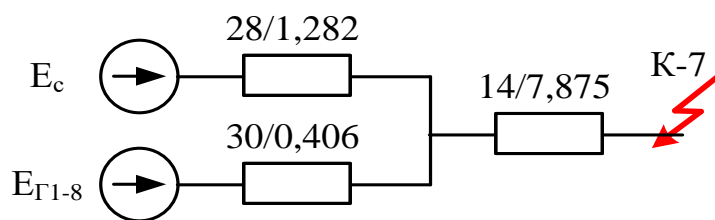


Рисунок 2.21 - Спрощення заступної схеми для точки К-7

$$x_{*43} = \frac{x_{*28} \cdot x_{*30}}{x_{*28} + x_{*30}} + x_{*14} = \frac{1,282 \cdot 0,406}{1,282 + 0,406} + 7,875 = 8,183.$$

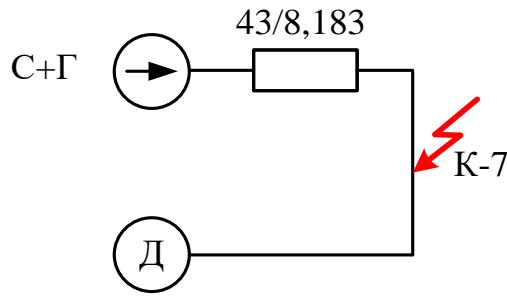


Рисунок 2.22 - Спрощення заступної схеми для точки К-7

$$I_{n.o.C+Г} = \frac{1}{8,183} \cdot 91,6 = 11,2 \text{ (кА)},$$

$$I_{n.o.Д} = 4,0 \cdot \frac{1,25 \cdot 25}{6 \cdot 2} = 10,4 \text{ (кА)}.$$

Попередньо встановлюємо вимикачі [4]:

1) ВРУ-500 кВ	ВГБ-500 У1	$t_{BB}=0,02 \text{ с.};$
2) ВРУ-110 кВ	ВГБ-110	$t_{BB}=0,035 \text{ с.};$
3) Генератор 220 МВт	ВМГ-15	$t_{BB}=0,15 \text{ с.};$
4) Сторона АТЗ	ВР35НС	$t_{BB}=0,04 \text{ с.};$
5) РУ ВП-6 кВ	ВР1	$t_{BB}=0,05 \text{ с.}$

Визначаємо коефіцієнти  $\gamma_{n\tau}$  для генераторних віток.

К<sub>1</sub>: G<sub>1-8</sub>:

$$I'_{ном} = \frac{8 \cdot 258,3}{\sqrt{3} \cdot 515} = 2,317 \text{ (кА)},$$

$$\frac{I_{no}}{I'_{ном}} = \frac{7,54}{2,317} = 3,2; \quad \text{з [2, рис. 4.2]: } \gamma_{n,\tau} = 0,92.$$

К<sub>2</sub>: а) G<sub>1-8</sub>:

$$I'_{ном} = \frac{8 \cdot 258,3}{\sqrt{3} \cdot 230} = 5,187 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{no}}{I'_{ном}} = \frac{9,454}{13,97} = 0,74 < 1; \quad \gamma_{n,\tau} = 1.$$

К<sub>3</sub>: а) G<sub>1</sub>:

$$I'_{ном} = \frac{258,3}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 9,47 (\text{кА}),$$

$$\frac{I_{по}}{I'_{ном}} = \frac{56,1}{9,47} = 5,9; \quad \gamma_{н,\tau} = 0,72.$$

б) G<sub>2-8</sub>:

$$I'_{ном} = 7 \cdot 9,47 = 66,29 (\text{кА});$$

$$\frac{I_{по}}{I'_{ном}} = \frac{113,1}{66,29} = 1,7; \quad \gamma_{н,\tau} = 0,95.$$

К<sub>4</sub>: а) G<sub>7</sub>:

$$I'_{ном} = \frac{258,3}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 9,47 (\text{кА}),$$

$$\frac{I_{по}}{I'_{ном}} = \frac{56,1}{9,47} = 5,9; \quad \gamma_{н,\tau} = 0,72.$$

б) G<sub>1-6,8</sub>:

$$I'_{ном} = 7 \cdot 9,47 = 66,29 (\text{кА});$$

$$\frac{I_{по}}{I'_{ном}} = \frac{56,1}{66,29} = 0,84 < 1; \quad \gamma_{н,\tau} = 1.$$

Ударний струм КЗ звичайно має місце через 0,01 с після початку КЗ.  
Його значення визначається за формулою:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{н.о} \cdot k_y; \quad (2.34)$$

де  $I_{н.о}$  - початкове значення періодичної складової струму КЗ, А;

$k_y$  - ударний коефіцієнт, що залежить від постійного часу загасання аперіодичної складової струму КЗ.

Аперіодична складова струму КЗ:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n.o} \cdot e^{-\tau/T_a} \quad (2.35)$$

де  $T_a$  – стала затухання аперіодичної складової струму КЗ, с.

Визначимо складові струму КЗ від двигунів ВП [1, 5]:

$$\left. \begin{aligned} I_{пт.Дв} &= I_{но.Дв} \cdot e^{-\tau/0,07}; \\ i_{ат.Дв} &= \sqrt{2} \cdot I_{но.Дв} \cdot e^{-\tau/0,04}; \\ i_{у.Дв} &= \sqrt{2} \cdot I_{но.Дв} \cdot K_{у.Дв}. \end{aligned} \right\} \quad (2.36)$$

$$I_{пт.Дв} = 10,4 \cdot e^{-0,05/0,07} = 5,1 \text{ (кА)};$$

$$i_{ат.Дв} = \sqrt{2} \cdot 10,4 \cdot e^{-0,05/0,04} = 4,22 \text{ (кА)};$$

$$i_{у.Дв} = \sqrt{2} \cdot 10,4 \cdot 1,65 = 24,27 \text{ (кА)}.$$

Результати розрахунку струмів КЗ зводимо в таблиці 2.8 і 2.9.

Таблиця 2.8 – Дані для визначення складових струмів КЗ

Точка КЗ	Вітка живлення	$I_{n0}$ , кА	$K_y$	$T_a$ , с	$\tau$ , с	$e^{-\tau/T_a}$	$\gamma_{n,\tau}$
К-1 ВРУ-500	Система	7,54	1,85	0,06	0,03	0,607	1
	Г 1-8	5,8	1,955	0,26	0,03	0,891	0,92
К-2 ВРУ-110	Система	13,97	1,608	0,02	0,045	0,105	1
	Г 1-8	3,9	1,955	0,26	0,045	0,841	0,97
К-3 Г1 220 МВТ	Система	61,4	1,85	0,06	0,16	0,070	1
	Г 1	56,1	1,97	0,326	0,16	0,612	0,72
	Г 2-8	113,1	1,955	0,26	0,16	0,540	0,95
К-4 Г5 220 МВТ	Система	13,9	1,85	0,06	0,16	0,070	1
	Г 7	56,1	1,97	0,326	0,16	0,612	0,72
	Г 1-6,8	32,5	1,955	0,26	0,16	0,540	1

Продовження Таблиці 2.8

К-5 НН АТЗ 37 кВ	Система	3,48	1,85	0,06	0,05	0,435	1
	Г 1-8	12,4	1,955	0,26	0,05	0,825	1
К-6 РУ ВП- 6 кВ	С + Г 1-8	9,8	1,845	0,06	0,05	0,435	1
	Двигуни	10,4	1,65	0,04	0,05	0,287	0,49
К-7 РУ ВП- 6 кВ	С + Г 1-8	11,2	1,845	0,06	0,05	0,435	1
	Двигуни	10,4	1,65	0,04	0,05	0,287	0,49

Таблиця 2.9 – Таблиця результатів розрахунку струмів КЗ

Точка КЗ	Вітка живлення	$I_{n0}$ , кА	$i_y$ , кА	$i_{at}$ , кА	$I_{nt}$ , кА	Примітка
К1 ВРУ 500 кВ	Система	7,54	19,73	6,47	7,54	Комут.апар. і шини
	Г1-8	5,8	16,04	7,31	5,34	
	Сума	13,34	35,76	13,78	12,88	
К2 ВРУ 110 кВ	Система	13,97	31,77	2,07	13,97	Комут.апар. і шини
	Г1-8	3,9	10,78	4,64	3,78	
	Сума	17,87	42,55	6,71	17,75	
К3 Г1	Система	61,4	160,64	6,08	61,40	шини в осн. Колі
	Г2-8	113,1	312,70	86,37	107,45	
	Сума	174,5	473,34	92,45	168,85	
	Г1	56,1	156,29	48,55	40,39	шини до ВП
	Сума	230,6	629,63	141,00	209,24	
К4 Г7	Система	13,9	36,37	1,38	13,90	шини в осн. Колі
	Г1-6,8	32,5	89,86	24,82	32,50	
	Сума	46,4	126,22	26,20	46,40	
	Г7	56,1	156,29	48,55	40,39	шини до ВП
	Сума	102,5	282,52	74,75	86,79	
НН АТЗ	Система	3,48	9,10	2,14	3,48	
	Г1-8	12,4	34,28	14,47	12,40	
	Сума	15,88	43,39	16,61	15,88	
РУ ВП	С+Г	9,8	25,57	6,03	9,80	Комут.апар
	Д	10,4	24,27	4,22	5,10	Шини
	Сума	20,2	49,84	10,25	14,90	
РУ ВП	С+Г	11,2	29,22	6,89	11,20	Комут.апар
	Д	10,4	24,27	4,22	5,10	
	Сума	21,6	53,49	11,11	16,30	Шини

Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів  
 квадратичного струму  
 ВРУ-500 кВ:  
 Максимальні струми:

$$I_{\max.W} = \frac{P_{zp}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \phi}; \quad (2.37)$$

$$I_{\max.БТ} = \frac{S_{Г.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot 0,95}; \quad (2.38)$$

$$I_{\max.АТЗ} = \frac{1,5 \cdot S_{АТ.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}. \quad (2.39)$$

$$I_{\max.W} = \frac{800 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 500 \cdot 0,85} = 1087 (A);$$

$$I_{\max.БТ1} = \frac{2 \cdot 258,3 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 500 \cdot 0,95} = 628 (A);$$

$$I_{\max.АТЗ} = \frac{1,5 \cdot 250 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 500} = 433 (A).$$

Імпульс квадратичного струму:

$$B_{\kappa} = I_{по}^2 (t_{вим} + T_a), \quad (2.40)$$

де  $t_{вим}$  – час вимикання КЗ, с.

$$B_{\kappa} = 13,34^2 (0,2 + 0,26) = 81,8 (\kappa A^2 \cdot c).$$

ВРУ-110 кВ:

$$I_{\max.W} = \frac{50 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,85} = 67,9 (A);$$

$$I_{\max.БТ2} = \frac{258,3 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,95} = 1427 (A);$$

$$I_{\max.АТЗ} = \frac{1,5 \cdot 250 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 1968,2 (A);$$

$$I_{\max.ТR} = \frac{S_{TR.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (2.41)$$

$$I_{\max.ТR} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 131 (A);$$

$$B_{\kappa} = 17,87^2(0,2 + 0,26) = 146,9(\kappa A^2 \cdot c).$$

Коло генератора 220 МВт:

$$I_{\max.G} = \frac{I_{G.ном.}}{0,95}. \quad (2.42)$$

$$I_{\max G} = \frac{8,625 \cdot 10^3}{0,95} = 9079 (A);$$

$$I_{\max TBI} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 586,5 (A).$$

Імпульс квадратичного струму:

$$B_{\kappa} = B_{\kappa II} + B_{\kappa a} = (I_C^2 + B_{*III} \cdot I_{IIIG}^2 + 2 \cdot I_C \cdot T_* \cdot I_{IIIG}) \cdot t_{вим} + \\ + (I_C^2 \cdot T_{ac} + I_{IIIG}^2 \cdot T_{aГ} + \frac{4 \cdot I_C \cdot I_{IIIG}}{\frac{1}{T_{ac}} + \frac{1}{T_{aГ}}}), \quad (2.43)$$

$$B_{\kappa} = (174,5^2 + 0,3 \cdot 56,1^2 + 2 \cdot 174,5 \cdot 0,52 \cdot 56,1) \cdot 4 + \\ + (174,5^2 \cdot 0,26 + 56,1^2 \cdot 0,326 + \frac{4 \cdot 174,5 \cdot 56,1}{\frac{1}{0,26} + \frac{1}{0,326}}) = 36651,5 (\kappa A^2 \cdot c).$$

Сторона АТЗ 35 кВ:

$$I_{\max.} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 624,2 (A).$$

$$B_{\kappa} = 56,56^2(0,2 + 0,3) = 1599,5 (\kappa A^2 \cdot c).$$

РУ ВП-6 кВ:

$$I_{\max.TR} = \frac{23750}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 2} = 1142,7 (A).$$

$$B_{\kappa} = I_{noc}^2 (t_{вим} + T_{acx}) + I_{ноД}^2 (0,5T_{Д}' + T_{acx}) + 2I_{noc} \cdot I_{ноД} (T_{Д}' + T_{acx}),$$

$$T_{acx} = \frac{T_{ac} I_{noc} + T_{aД} I_{ноД}}{I_{noc} + I_{ноД}}; \quad (2.44)$$

$$T_{acx} = \frac{0,06 \cdot 11,2 + 0,04 \cdot 10,4}{11,2 + 10,4} = 0,043 (c).$$

$$B_{\kappa} = 11,2^2(0,3 + 0,043) + 10,4^2(0,5 \cdot 0,07 + 0,043) + \\ + 2 \cdot 11,2 \cdot 10,4(0,07 + 0,043) = 59,9(\kappa A^2 \cdot c)$$

## 2.7 Вибір комутаційної апаратури

Всі елементи розподільчого пристрою електростанції повинні надійно працювати в нормальних довгострокових умовах і мати достатню термічну і динамічну стійкість навіть до найскладніших КЗ. Надійність обладнання гарантується виробником лише за умови його правильного вибору. При виборі пристроїв слід перевірити, щоб їх параметри відповідали довготривалим робочим режимам і короткочасним аварійним режимам під час експлуатації.

Номінальне значення струму і напруги є ключовими параметрами для обладнання, які відповідають умовам тривалої експлуатації.

Таблиця 2.10 – Вибір вимикачів та роз'єднувачі

ВРУ-500 кВ Розрахункові дані	Каталожні дані	
	ВГБ-500 У1	РПД-500- 1/3200УХЛ1
$U_{уст} = 500 \text{ кВ}$ $I_{max} = 1087 \text{ А}$ $I_{пт} = 12,88 \text{ кА}$ $i_{ат} = 13,78 \text{ кА}$  $I_{по} = 13,34 \text{ кА}$ $i_y = 35,76 \text{ кА}$ $B_k = 81,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 500 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 3150 \text{ А}$ $I_{вим.ном} = 50 \text{ кА}$ $i_{а,ном} = \sqrt{2} \cdot B_{ном}$  $\cdot I_{вим.ном} =$ $= \sqrt{2} \cdot 0,5 \cdot 50 =$ $35,36 \text{ кА}$ $I_{дин} = 50 \text{ кА}$ $i_{дин} = 128 \text{ кА}$ $I^2_T \cdot t_T = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 500 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 3200 \text{ А}$ $-$ $-$  $i_{дин} = 160 \text{ кА}$ $I^2_T \cdot t_T = 63^2 \cdot 2 = 7938$ $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$



Продовження таблиці 2.10

ВРУ-110 кВ Розрахункові дані	Каталожні дані	
	ВГБ-110	РДН-110/3200
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$ $I_{max} = 1968,2 \text{ А}$ $I_{пт} = 17,75 \text{ кА}$ $i_{ат} = 6,71 \text{ кА}$ $I_{по} = 17,87 \text{ кА}$ $i_y = 42,55 \text{ кА}$ $B_k = 146,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 3000 \text{ А}$ $I_{вим.ном} = 40 \text{ кА}$ $i_{а,ном} = \sqrt{2} \cdot B_{ном} \cdot I_{вим.ном} =$ $= \sqrt{2} \cdot 0,35 \cdot 40 = 19,8 \text{ кА}$ $I_{дин} = 50 \text{ кА}$ $i_{дин} = 125 \text{ кА}$ $I^2_T \cdot t_T = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 3200 \text{ А}$ $-$ $-$ $i_{дин} = 100 \text{ кА}$ $I^2_T \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Генератор ТВВ-220: Розрахункові дані	Каталожні дані	
	ВМГ-15	РВПЗ-1-20/12500УЗ
$U_{уст} = 15,75 \text{ кВ}$ $I_{max} = 9079 \text{ А}$ $I_{пт} = 46,4 \text{ кА}$ $i_{ат} = 48,55 \text{ кА}$ $\sqrt{2} \cdot I_{п,\tau} + i_{а,\tau} =$ $= 119,2 \text{ кА}$ $I_{по} = 56,1 \text{ кА}$ $i_y = 156,29 \text{ кА}$ $B_k = 36651,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 15 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 11200 \text{ А}$ $I_{вим.ном} = 90 \text{ кА}$ $i_{а,ном} = \sqrt{2} \cdot 0 \cdot 90 = 0 \text{ кА}$ $\sqrt{2} \cdot I_{вим.ном} \cdot (1 + B_{ном}) =$ $= 127,3 \text{ кА}$ $I_{дин} = 90 \text{ кА}$ $i_{дин} = 320 \text{ кА}$ $I^2_T \cdot t_T = 44100 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 20 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 12500 \text{ А}$ $-$ $-$ $i_{дин} = 490 \text{ кА}$ $I^2_T \cdot t_T = 180^2 \cdot 4 = 129600$
РУВП-6 кВ: Розрахункові дані	Каталожні дані	
	ВР-1 (комірка КРУ типу КУ-10)	
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$ $I_{max} = 1142,7 \text{ А}$ $I_{пт} = 11,2 \text{ кА}$ $i_{ат} = 6,89 \text{ кА}$ $I_{по} = 11,2 \text{ кА}$ $i_y = 29,22 \text{ кА}$ $B_k = 59,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1250 \text{ А}$ $I_{вим.ном} = 20 \text{ кА}$ $i_{а,ном} = \sqrt{2} \cdot 0,35 \cdot 20 = 9,9 \text{ кА}$ $I_{дин} = 20 \text{ кА}$ $i_{дин} = 52 \text{ кА}$ $I^2_T \cdot t_T = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	

## 2.8 Вибір струмоведучих частин

ВРУ-500 кВ:

а) збірні шини:

$$I_{max} = 1087 \text{ (A)};$$

$$I_{no} = 13,34 \text{ (кА)} < 20 \text{ (кА)};$$

$$i_y = 37,76 \text{ (кА)} < 50 \text{ (кА)}.$$

Приймаємо три проводи марки АС 300/204:  $I_{дон} = 740 \text{ (A)}$ ;  $d = 29,2 \text{ (мм)}$ ;

$$D = 600 \text{ (см)};$$

$$D_{cp} = 1,26 \cdot 600 = 756 \text{ см.}$$

$$I_{max} = 1087 \text{ (A)} < I_{дон} = 3 \cdot 740 = 2200 \text{ (A)}$$

Перевірка на коронування:

– початкова критична напруженість електричного поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (2.45)$$

де  $m = 0,82$  – коефіцієнт жорсткуватості проводів;

$r_0$  – радіус проводу, см.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,46}} \right) = 31 \text{ (кВ / см)};$$

– напруженість електричного поля біля поверхні проводу, кВ/см:

$$E = \kappa \cdot \frac{0,354 \cdot U_{max}}{n \cdot r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_{ек}}}, \quad (2.46)$$

де  $U_{\max} = 1,05 \cdot U_{\text{ном}}$  – максимальна напруга установки;

$r_{\text{ек}}$  – еквівалентний радіус розщеплених проводів, см;

$n$  – кількість проводів у фазі, шт..

$$a = 40 \text{ (см);}$$

$$U_{\max} = 1,05 \cdot 500 = 525 \text{ (кВ);}$$

При  $n = 3$ :

$$\left. \begin{aligned} \kappa &= 1 + 2\sqrt{3} \frac{r_0}{a}; \\ r_{\text{ек}} &= \sqrt[3]{r_0 \cdot a^2}, \end{aligned} \right\} \quad (2.47)$$

$$K = 1 + 2\sqrt{3} \cdot \frac{1,46}{40} = 1,126;$$

$$r_{\text{ек}} = \sqrt[3]{1,46 \cdot 40^2} = 13,26 \text{ (см);}$$

$$E = 1,126 \cdot \frac{0,354 \cdot 525}{3 \cdot 1,46 \cdot \lg \frac{756}{13,26}} = 27,1 \text{ (кВ / см);}$$

$$1,07 \cdot 27,1 = 29 \text{ (кВ / см)} > 0,9 \cdot 31 = 27,9 \text{ (кВ / см)}.$$

Умова не виконується.

Встановлюємо три проводи марки АС 500/204:  $I_{\text{дон}} = 945 \text{ (А);}$

$d = 34,5 \text{ (мм);}$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,725}}\right) = 30,5 \text{ (кВ / см);}$$

$$K = 1 + 2\sqrt{3} \cdot \frac{1,725}{40} = 1,149;$$

$$r_{\text{ек}} = \sqrt[3]{1,725 \cdot 40^2} = 14,03 \text{ (см);}$$

$$E = 1,149 \cdot \frac{0,354 \cdot 525}{3 \cdot 1,725 \cdot \lg \frac{756}{14,03}} = 23,82 \text{ (кВ / см);}$$

$$1,07 \cdot 23,82 = 25,49 \text{ (кВ / см)} < 0,9 \cdot 30,5 = 27,45 \text{ (кВ / см)}.$$

Умова виконується.

б) відгалуження до БТЗ:

Економічний переріз:

$$q_{ек} = \frac{I_{норм}}{j_{ек}}, \quad (2.48)$$

де  $j_{ек}$  – економічна густина струму.  $A / мм^2$ ;

$I_{норм}$  – струм нормального режиму, А.

$$I_{норм.БТ1} = \frac{2 \cdot 258,3 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 500} = 596,5 (A);$$

$$q_{ек} = \frac{596,5}{1} = 596,5 (мм^2).$$

Встановлюємо три проводи марки АС 500/204.

в) відгалуження до АТЗ:

$$q_{ек} = \frac{433 / 1,5}{1} = 288,7 (мм^2).$$

Встановлюємо два проводи марки АС 500/204.

ВРУ-110 кВ.

а) збірні шини;

$$I_{max} = 1968,2 (A);$$

$$I_{но} = 17,87 (кА) < 20 (кА);$$

$$i_y = 42,55 (кА) < 50 (кА);$$

Приймаємо три проводи марки АС 300/204:  $I_{дон} = 680(A)$ ;  $d = 24,5 (мм)$ ;

$$D = 400 (см);$$

$$D_{ср} = 1,26 \cdot 400 = 504 \text{ см.}$$

Перевірка за максимальним струмом:

$$I_{\max} = 1968,2 \text{ (A)} < I_{\text{дон}} = 3 \cdot 680 = 2040 \text{ (A)}$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,225}} \right) = 31,558 \text{ (кВ/см)};$$

$$K = 1 + 2\sqrt{3} \cdot \frac{1,225}{30} = 1,141;$$

$$r_{\text{ек}} = \sqrt[3]{1,225 \cdot 30^2} = 10,331 \text{ (см)};$$

$$E = 1,141 \cdot \frac{0,354 \cdot 242}{3 \cdot 1,2225 \cdot \lg \frac{504}{10,331}} = 15,76 \text{ (кВ / см)};$$

$$1,07 \cdot 15,76 = 16,864 \text{ кВ/см} < 0,9 \cdot 31,558 = 28,402 \text{ кВ/см}$$

Умова виконується.

б) відгалуження до блочного трансформатора БТ2;

$$I_{\text{норм.БТ2}} = \frac{258,3 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 1055,7 \text{ (A)};$$

$$q_{\text{ек}} = \frac{1055,7}{1} = 1055,7 \text{ мм}^2.$$

Встановлюємо провід марки АС 700/86:

$$d = 36,2 \text{ мм};$$

$$I_{\text{доп}} = 1180 \text{ А.}$$

Перевірка на коронування.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,81}} \right) = 30,368 \text{ (кВ/см)};$$

При  $n = 1$ :

$$K = 1; r_{\text{ек}} = r_0;$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 242}{1,81 \cdot \lg \frac{504}{1,81}} = 19,36 \text{ кВ/см};$$

$1,07 \cdot 19,36 = 20,715 \text{ кВ/см} < 0,9 \cdot 31,368 = 27,331 \text{ кВ/см}$  — умова виконується.

в) відгалуження до АТЗ;

$$I_{\text{норм.БТ2}} = \frac{250 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 1312,1 \text{ (А)};$$

$$q_{\text{ек}} = \frac{1314,8}{1} = 1314,8 \text{ мм}^2.$$

Встановлюємо три проводи марки АС 450/56:  $d = 28,8 \text{ мм}$ ;  $I_{\text{доп}} = 960 \text{ А}$ .

Генератор 220 МВт:

Встановлюємо екрановані генераторні струмопроводи

а) в основному колі типу ТЭКНЕ-20/10000-300У1:

$$U_{\text{уст}} = 15,75 \text{ кВ} \leq U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{max}} = 9,079 \text{ кА} < I_{\text{ном}} = 10 \text{ кА};$$

$$i_y = 156,29 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 300 \text{ кА}.$$

б) на відгалуженні до ТВП типу ТЭКНЕ-20/3150-560У1:

$$U_{\text{уст}} = 15,75 \text{ кВ} < U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{max}} = 0,586 \text{ кА} < I_{\text{ном}} = 3,15 \text{ кА};$$

$$i_y = 282,52 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 560 \text{ кА}.$$

РУВП-6 кВ

а) Збірні шини РУ ВП 6 кВ:

$$I_{\text{max}} = 1142,7 \text{ А};$$

$$I_{n,o} = 21,6 \text{ кА};$$

$$i_y = 53,49 \text{ кА};$$

$$B_k = 59,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$v_0 = 25 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$K_2 = 1.$$

Встановлюємо дві однополосні алюмінієві шини прямокутного перерізу:

$$q = 50 \times 5 = 250 \text{ мм}^2; I_{\text{доп.ном}} = 1260 \text{ А.}$$

Перевірка за допустимим струмом:

$$I_{\text{доп.}} = K_2 \cdot I_{\text{доп.ном}} \geq I_{\text{max}}; \quad (2.49)$$

$$I_{\text{доп.}} = 1 \cdot 1260 = 1260 \text{ А} > I_{\text{max}} = 1142,7 \text{ А.}$$

Перевірка шин на термічну стійкість:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}; \quad (2.50)$$

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{59,9 \cdot 10^6}}{90} = 86 \text{ мм}^2 < q = 250 \text{ мм}^2;$$

Перевірка шин на механічну міцність [2]:

Розташовуємо шини горизонтально відносно фаз, а на ізоляторах – «плашмя»; відстань між фазами:  $a = 1 \text{ м}$ ;

Розрахункова довжина прогону між опорними ізоляторами [2, 5]:

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \sqrt{\frac{J}{q}}; \quad (2.51)$$

де  $J$  – момент інерції,  $\text{см}^4$ ;

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}; \quad (2.52)$$

$$J = \frac{0,5 \cdot 5^3}{12} = 5,2 \text{ (см}^4\text{)};$$

Момент опору:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}; \quad (2.53)$$

$$W = \frac{0,5 \cdot 5^2}{6} = 2,1 \text{ (см}^3\text{)};$$

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \sqrt{\frac{5,2}{2,5}} = 1,25 \text{ м}^2;$$

$$l \leq 1,12 \text{ м.}$$

Приймаємо  $l = 1,0 \text{ м.}$

Напруженість в матеріалі шин:

$$\sigma_{\phi.\max} = \sqrt{3} \frac{i_y^2 \cdot l^2}{a \cdot W} \cdot 10^{-2}; \quad (2.54)$$

$$\sigma_{\phi.\max} = \sqrt{3} \frac{53,49^2 \cdot 1,0^2}{1 \cdot 2,1} \cdot 10^{-2} = 14,6 \text{ МПа} < \sigma_{\text{дон}} = 40 \text{ МПа.}$$

Вибір ізоляторів.

Максимальна сила, що діє на ізолятор:

$$F_{3z} = \sqrt{3} \frac{i_y^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-1}; \quad (2.56)$$



$$F_{3z} = \sqrt{3} \frac{53,49^2 \cdot 1,0}{1,0} \cdot 10^{-1} = 305,8 \text{ (H)}.$$

Встановлюємо опорні ізолятори типу ИО-6-3,75 У3 [3]:

$$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ};$$

$$F_p = 3750 \text{ Н};$$

$$H_{\text{із}} = 100 \text{ мм}.$$

Перевіряємо ізолятор на механічну міцність:

$$F_{\text{розр}} = F_{3z} \leq 0,6 \cdot F_p; \quad (2.57)$$

$$F_{\text{розр}} = 305,8 \text{ (H)} < 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ (H)}.$$

Встановлюємо прохідні ізолятори типу ИП-10/1000-750 У [3]:

$$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А};$$

$$F_p = 7500 \text{ Н};$$

$$l_{\text{із}} = 520 \text{ мм}.$$

Перевіряємо ізолятор на механічну міцність:

$$F_{\text{розр}} = 0,5 \cdot F_{3z} \leq 0,6 \cdot F_p; \quad (2.58)$$

$$F_{\text{розр}} = 0,5 \cdot 305,8 = 152,9 \text{ (H)} < 0,6 \cdot 7500 = 4500 \text{ (H)}.$$

б) На відгалуженні від НН ТВП до збірних шин встановлюємо струмопровід типу ТЗК-6-1600-60:

$$U_{\text{уст}} = 6 \text{ кВ} < U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{max}} = 1,14 \text{ кА} < I_{\text{ном}} = 1,6 \text{ кА};$$

$$i_y = 53,49 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 60 \text{ кА}.$$

Вибір кабелів в РУВП-6 кВ

Вибираємо кабель для електродвигуна типу 2АЗМ-800/6000:

$$P_{\text{ном}} = 800 \text{ кВт};$$

$$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{ном}} = 89,5 \text{ А};$$

$$T_{\text{мах}} = 6000 \text{ год};$$

Вибираємо кабель марки ААШв, 6 кВ, трьох жильний.

Економічний переріз:

$$q_{\text{ек}} = 89,5 / 1,2 = 74,6 \text{ мм}^2;$$

Приймаємо кабель  $3 \times 95 \text{ мм}^2$ ,  $I_{\text{доп.ном}} = 165 \text{ А}$ ;

З врахуванням поправочного коефіцієнта на температуру повітря ( $k_2 = 0,87$ ) допустимий струм складає:

$$I_{\text{доп}} = 0,87 \cdot 165 = 143,6 \text{ А} > I_{\text{ном}} = 89,5 \text{ А}.$$

Перевірка на термічну стійкість:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{59,9 \cdot 10^6}}{90} = 86 \text{ мм}^2 < q = 95 \text{ мм}^2.$$

Кабель підходить.

## 2.9 Вибір вимірювальних трансформаторів

Вимірювальні трансформатори служать для перетворення величин у зручні для вимірювання значення.

Вибираємо вимірювальні трансформатори струму та напруги для ЛЕП-500 кВ.

Таблиця 2.11.1 - Розрахункові та каталожні дані трансформатора струму ТВ-500

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{уст} = 500 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 500 \text{ кВ}$
$I_{max} = 1087 \text{ А}$	$I_{ном} = 1500 \text{ А}$
$i_y = 35,76 \text{ кА}$	$i_{дин} = 50 \text{ кА}$
$B_k = 81,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$r^2 = 8,64 \text{ Ом}$	$r_{ном}^2 = 20 \text{ Ом}$

Примітки:

- а) варіант виконання вторинних обмоток: 0,2 / 10P;
- б) схема з'єднання обмоток: повна зірка;
- в) розрахункова довжина з'єднувальних проводів:  $l_{розр} = 175 \text{ м}$ ;
- г)  $I_{2ном} = 1 \text{ А}$ .

Перевіримо ТС за вторинним навантаженням (таблиця 10.2).

Таблиця 2.11.2 – Вторинне навантаження ТС

Прилад	Тип	Навантаження, В·А, фаза		
		А	В	С
Амперметр	Э-377	0,1	0,1	0,1
Ватметр	Д-305	0,5	–	0,5
Варметр	Д-305	0,5	–	0,5
Датчик активної потужності	Е-829	1,0	–	1,0
Датчик реактивної потужності	Е-830	1,0	–	1,0
Лічильник активної енергії	И-680	2,5	–	2,5
Разом:		6,5	0,1	6,5

Загальний опір приладів:

$$r_{\text{прил}} = S_{\text{прил}} / I^2; \quad (2.59)$$

$$r_{\text{прил}} = 6,5 / 1^2 = 6,5 (\text{Ом}).$$

Допустимий опір проводів:

$$r_{\text{пр}} = r_{2\text{ном}} - r_{\text{прил}} - r_{\text{к}}; \quad (2.60)$$

$$r_{\text{пр}} = 20 - 6,5 - 0,1 = 13,4 (\text{Ом}).$$

Розрахунковий переріз проводів:

$$q_{\text{розр}} = p \cdot l_{\text{розр}} / r_{\text{пр}}; \quad (2.61)$$

$$q_{\text{розр}} = 0,0175 \cdot 175 / 13,4 = 0,23 (\text{мм}^2).$$

За умовою механічної міцності приймаємо контрольний кабель марки КРВГ з жилами перерізом  $q = 1,5 (\text{мм}^2)$ .

Вторинне навантаження:

$$r_2 = 6,5 + 0,1 + (0,0175 \cdot 175) / 1,5 = 8,64 (\text{Ом}) < 20 (\text{Ом}).$$

Встановлюємо трансформатор напруги (ТН) типу НДЕ-500-72У1:

$$U_{1\text{ном}} = 500000 / \sqrt{3} (\text{кВ}); U_{2\text{ном}} = 100\sqrt{3} (\text{В});$$

$$U_{3\text{доод}} = 100 (\text{В}); S_{2\text{ном}0,5} = 300 (\text{В} \cdot \text{А}).$$

Вторинне навантаження:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{Q^2 + P^2} = \sqrt{35^2 + 9,7^2} = 36,3 (\text{В} \cdot \text{А}) < S_{2\text{доод}} = 3 \cdot 300 = 900 (\text{В} \cdot \text{А}).$$

Для з'єднання ТН з приладами використовуємо контрольний кабель КРВГ з перерізом жил  $q = 1,5$  (мм<sup>2</sup>).

Таблиця 2.11.3 – Вторинне навантаження НДЕ-500-72У1

Прилад	Тип	S <sub>обм</sub> , В·А	n <sub>обм</sub> , шт	Cos φ	Sin φ	n <sub>прил</sub> , шт	Загальна потужність	
							P, Вт	Q, Вар
Ватметр	Д-305	2	2	1	0	1	4,0	–
Варметр	Д-305	2	2	1	0	1	4,0	–
Фіксуєчий прилад	ФІП	3	–	1	0	1	3,0	–
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 Вт	2	0,38	0,925	1	4	9,7
Разом:							35	9,7

Таблиця 2.11.4 – Вимірювальні трансформатори

Місце установки	Трансформатор	
	Струму	Напруги
ВРУ-500 кВ	ТВ-500	НДЕ-500-72У1
ВРУ-110 кВ	ТВ-110	НКФ-110-58У1
Автотрансформатор зв'язку: сторона ВН: сторона СН: сторона НН:	ТВТ-500 ТВТ-110 ТШЛ-10	– – ЗНОЛ.06-10У3
Блочний трансформатор БТ <sub>3</sub> : сторона ВН: сторона НН	ТВТ-500 ТШ-20	– –

Продовження Таблиці 2.11.4

Блочний трансформатор БТ <sub>2</sub> : сторона ВН: сторона НН:	ТВТ-110 ТШ-20	– –
Пускорезервний трансформатор власних потреб TR1: сторона ВН: сторона НН:	ТВТ-110 ТШЛ-10	– ЗНОЛ.06-6УЗ
Пускорезервний трансформатор власних потреб TR2: сторона ВН: сторона НН:	ТШ-20 ТШЛ-10	– ЗНОЛ.06-6УЗ
Турбогенератор 220 МВт	ТШ-20	ЗНОМ-15
ТВП <sub>1</sub> : сторона ВН: сторона НН:	ТШ-20 ТШЛ-10	– ЗНОЛ.06-6УЗ
ТВП <sub>2</sub> : сторона ВН: сторона НН:	ТШ-20 ТШЛ-10	– ЗНОЛ.06-6УЗ
РУВП-6 кВ	ТШЛ-10	ЗНОЛ.06-6УЗ

Усе обране контрольно-вимірювальне обладнання працюватиме з класом точності, зазначеним у технічних вимогах, забезпечуючи точний облік електроенергії та моніторинг роботи станції.

## 2.10 Вибір апаратури для обмеження перенапруг та високочастотних загороджувачів

Розрядник для захисту ізоляції від перенапруги, які можуть виникнути під час комутацій або внаслідок атмосферних впливів. Для їх вибору використана інформація з довідника [3,4], орієнтуючись на клас напруги установки. У випадку нейтралі трансформаторів розрядники встановлюються з напругою, яка відповідає класу напруги, нижчому за ту, що використовується для установки.

Для захисту від перенапруг встановлюємо на станції розрядники та обмежувачі перенапруг:

1. ЛЕП-750 кВ, сторона ВН АТЗ ОПН-750У1;  
та сторона ВН блочних трансформаторів БТ3:
2. ЛЕП-110 кВ, сторона СН АТЗ, сторона ВН ОПН-110У1;  
блочних трансформаторів БТ2:
3. Нейтраль блочних трансформаторів БТ2 ОПН-110У1;
4. Сторона НН БТ3, БТ2 РВМ-15У1;
5. Сторона НН трансформаторів ВП РВРД-6У1.

Для забезпечення нормальної роботи релейного захисту, автоматики та зв'язку встановлюємо на ЛЕП високочастотні загороджувачі:

- а) ЛЕП-500 кВ ВЗ-1250-0,5У1;
- б) ЛЕП-110 кВ ВЗ-1250-0,5У1.

Для обмеження перенапруг на ЛЕП-500 кВ в режимі холостого ходу та малих навантажень встановлюємо шунтові реактори: РОДЦ-60000/500У1.

## 2.11 Вибір акумуляторної батареї

На АЕС акумулятори використовуються ,як надійне джерело живлення для систем аварійної безпеки, систем управління аварійним реагуванням, аварійного освітлення, а також обладнання контролю, автоматики, сигналізації та релейного захисту.

Для кожного енергоблоку електростанції буде передбачено по одній акумуляторній батареї, а також по одній батареї для системи безпеки та дизель-генератора. Для системи аварійного управління передбачені окремі батареї з різною номінальною напругою. Відсіки з високовольтними акумуляторними батареями для обладнання управління, автоматики, сигналізації та релейного захисту розташовані за головним корпусом в зоні високовольтного розподільчого пристрою 220 кВ і два для розподільчого

пристрою 330 кВ.

Вихідні дані для розрахунку:

- номінальна напруга:	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ В}$
- напруга на шинах:	$U_{\text{ш}} = 230 \text{ В}$
- кількість основних елементів батареї:	$n_o = 108$
- кількість додаткових елементів батареї:	$n_d = 22$
- загальна кількість елементів батареї:	$n = 130$
- напруга на елементі в режимі підзаряду:	$U_{\text{пз}} = 2,15 \text{ В}$
- напруга на елементі в кінці розряду:	$U_p = 1,75 \text{ В}$
- напруга на елементі наприкінці заряджання	$U_3 = 2,75 \text{ В}$

Розрахунок навантаження акумуляторної батареї для генератора ТВВ-220 зведений в таблиці 2.12.1.

Таблиця 2.12.1 – Навантаження акумуляторної батареї генератора ТВВ-220

Електроприймач	К-ть	$P_{\text{ном}},$ кВт	$I_{\text{ном}},$ А	$I_{\text{розр}},$ А	$I_{\text{пуск}},$ А	$I_{\text{ав}},$ А	$I_{\text{т}},$ А
Постійне навантаження	–	–	–	30	–	30	30
Аварійне освітлення	–	–	–	200	–	200	–
Перетворювальний агрегат оперативного зв'язку	1	7,2	38	30	100	30	30
Електродвигун аварійного маслonaсосу ущільнень генератора	1	25	128	120	320	120	320
Електродвигун аварійного маслonaсосу змазки турбін	1	14	73,5	73	146	73	146
Разом						453	526

Виходячи з тривалості аварійного навантаження визначимо типовий номер батареї

$$N = 1,05 \cdot I_{\text{ав}} / j, \quad (2.62)$$

де 1,05 – коефіцієнт, що враховує старіння акумуляторів;



$I_{ав}$  – струм півгодинного аварійного розряду, А;

$j = 25 \text{ A/N}$  [4] – допустиме навантаження аварійного розряду, приведене до першого номера акумуляторів, в залежності від температури електроліту.

$$N = 1,05 \cdot 453 / 25 = 19,02.$$

Перевіряємо по струму короткочасного аварійного навантаження:

$$N \geq I_T / 46, \quad (2.63)$$

$$N = 526 / 46 = 11,4.$$

Приймаємо найближчий найбільший типовий номер [2]:  $N = 20$ .

Перевіряємо по допустимій напрузі в умовах аварійного короткочасного навантаження:

$$j_{п} = I_T / N, \quad (2.64)$$

де  $j$  – визначається по кривим [4] для основних елементів з умови забезпечення мінімально допустимої напруги на приводі вимикача  $85\% U_{ном}$ , з врахуванням падіння напруги в кабелі  $5\% U_{ном}$ .

$$j = 38 \text{ A/N} > j_{п} = \frac{526}{20} = 26,3 \text{ A/N}.$$

Остаточно приймаємо для встановлення акумуляторну батарею СК-20.

Підзарядний пристрій (ПЗП) вибираємо по розрахунковим значенням струму і напруги в нормальному режимі. Струм підзаряду приймаємо рівним  $0,15 \cdot N$  [4]; тоді розрахунковий струм ПЗП основних елементів батареї

$$I_{пзп} = I_{пост} + 0,15 \cdot N, \quad (2.65)$$

де  $I_{\text{пост}}$  – струм постійно включеного навантаження (таблиця 2.21).

$$I_{\text{пзп}} = 30 + 0,15 \cdot 20 = 33 \text{ (A)}.$$

Розрахункова напруга підзарядного пристрою

$$U_{\text{пзп}} = U_{\text{пз}} \cdot n_0; \quad (2.66)$$

$$U_{\text{пзп}} = 2,15 \cdot 108 = 232,2 \text{ (В)}.$$

Вибираємо ПЗП типу ВАЗП-380/260-40/80.

Додаткові елементи в нормальному режимі навантаження не несуть. Тому розрахунковий струм і напруга підзарядного автоматичного пристрою додаткових елементів

$$I_{\text{пзп дод}} = 0,05 \cdot N, \quad (2.67)$$

$$I_{\text{пзп дод}} = 0,05 \cdot 20 = 1,0 \text{ (A)},$$

$$U_{\text{пзп дод}} = U_{\text{пз}} \cdot n_{\text{дод}}, \quad (2.68)$$

$$U_{\text{пзп дод}} = 2,15 \cdot 22 = 47,3 \text{ (В)}.$$

Вибираємо автоматичний ПЗП типу АРН-3.

Розрахунковий струм і напруга зарядного пристрою:

$$I_{\text{зн}} = 30 + 5 \cdot 20 = 130 \text{ (A)},$$

$$U_{\text{зн}} = U_3 \cdot n = 2,75 \cdot 130 = 357,5 \text{ (В)}.$$

Вибираємо зарядний агрегат типу ТППС-800.

## 3 ОСОБЛИВОСТІ СИНХРОННИХ ГЕНЕРАТОРІВ

Генератори поділяються на турбо- та гідрогенератори.

Турбогенератори призначені для виробництва електроенергії в безперервному номінальному режимі шляхом прямого механічного з'єднання з паровими або газовими турбінами теплових або атомних електростанцій.

Гідрогенератори призначені для виробництва змінного струму частотою 50 Гц, і встановлюються в герметичному корпусі. Вони приводяться в дію поворотно-лопатевою турбіною.

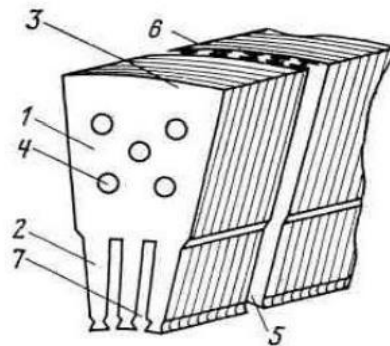
При виборі турбогенератора слід враховувати такі показники, як активна потужність, напруга генератора, коефіцієнт потужності, частота обертання та габарити. Останній критерій дуже важливий, оскільки в деяких випадках неможливо встановити великий агрегат.

### 3.1 Конструктивні характеристики турбогенераторів

Турбогенератор – це високошвидкісна горизонтальна електрична машина з нерухомим статором і обертовим циліндричним неявнополюсним ротором. Висока швидкість турбогенератора пояснюється тим, що зі збільшенням швидкості зростає ККД парових турбін і зменшуються розміри турбін і генераторів. Частота змінного струму становить 50 Гц і вітчизняна промисловість в основному випускає двополюсні турбогенератори з номінальною швидкістю 1500 об/хв. Нещодавно на атомних електростанціях потужністю 1000 МВт відкрилась можливість створення високошвидкісних турбін зі швидкістю 3000 об/хв і, відповідно, використання двополюсних турбогенераторів [5].

Сталевий корпус статора ТГ щільно закритий звареними екранами. Корпус турбогенератора з водневим охолодженням повинен бути газонепроникним і механічно міцним.

Осердя статора складається з окремих пакетів (рис. 3.1). Він збирається з сегментованих сталевих пластин товщиною 0,5 мм, які ізолюються лакуванням для зменшення вихрових струмів. Для машин малої потужності використовується гарячекатана сталь, а для генераторів потужністю до 100 МВт- холоднокатана електротехнічна сталь. Остання підвищує магнітну проникність і знижує питомі втрати. Для охолодження сталі статора в пакетах передбачені осьові канали, розділені радіальними вентиляційними каналами.



1 - сегмент; 2 - сегментний зуб; 3 – задня частина сегмента; 4 – осьовий вентиляційний канал; 5 – радіальний вентиляційний канал; 6 – розпірка;  
7 – паз статора

Рисунок 3.1 – Комплект сегментів статора турбогенератора

Сучасні турбогенератори використовують двошарову петльову котушку зі скороченим кроком. Ця котушка складається з верхньої секції і нижніх стрижнів, які припаяні до попередніх секцій. Для зменшення явища поверхневого зіткнення стрижні виготовляються з провідників малого перерізу[5,6,7].

Турбогенератори, які намагаються охолоджувати повітря і воду з поверхні, мають канали суцільного перерізу. У турбогенераторах, що використовують пряме водневе або водяне охолодження обмотки статора, осердя складаються з провідників суцільного перерізу і порожнистих провідників, в яких циркулює вода або водень.

Провідники осердя зазвичай виготовляються з електричного середовища, ізольованого один від одного подвійним азбестовим або скляним волокном. Композитна ізоляція класу В постійно використовувалася для розділення жил. Сьогодні використовуються нові класи термореактивної ізоляції класу В з покращеними механічними та тепловими властивостями.

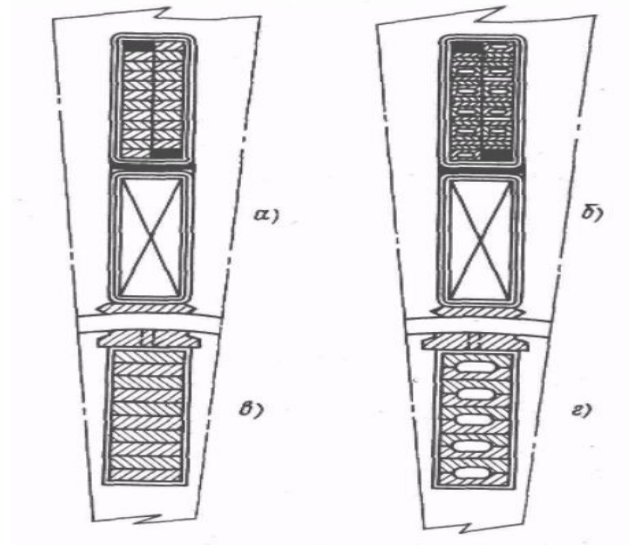


Рисунок 3.2 – Розріз пазів ТГ

- а) – з непрямым охолодженням; б) – з прямим охолодженням;
- в) – з непрямым охолодженням паз ротора;
- г) – з прямим охолодженням паз ротора

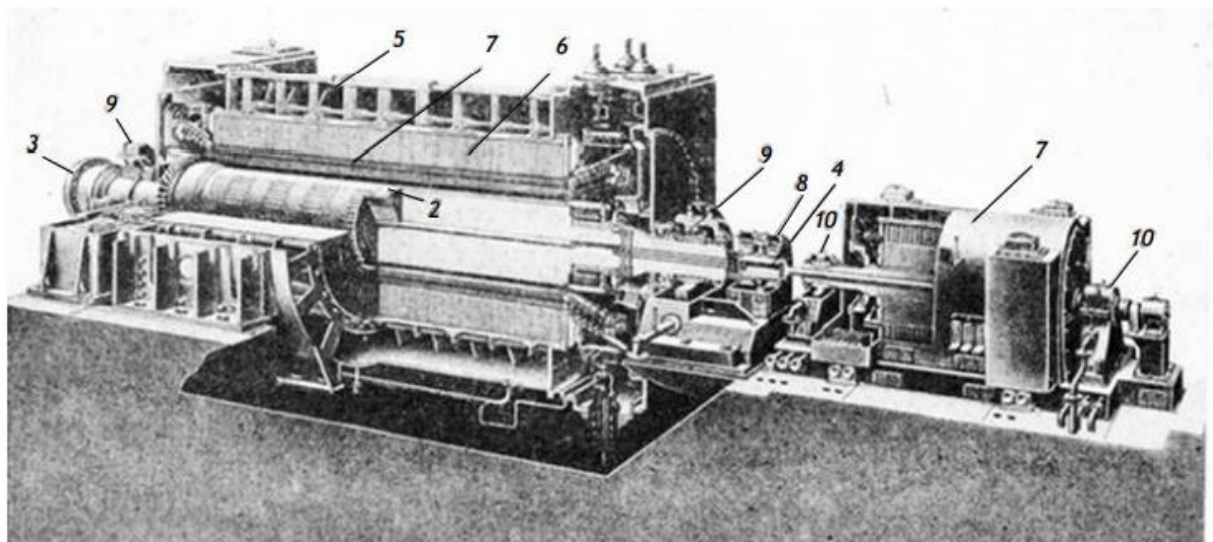


Рисунок 3.3 – ТГ – 320 МВт оснащений системою охолодження обмотки ротора воднем та статора водою

1 – статор; 2 – ротор; 3- жорстка муфта; 4 – гнучка муфта; 5 – корпус статора; 6 – осердя статора; 7 – збудник; 8 – контактне кільце ротора; 9 – підшипники генератора; 10 – підшипники збудника

Основна відмінність турбогенератора від звичайного генератора полягає в його швидкості обертання. Турбогенератори обертаються набагато швидше, ніж звичайні генератори, тому вони мають меншу кількість полюсів, менший розмір і більш високий коефіцієнт корисної дії.

Ротор ТГ розміщений на двох підшипниках ковзання, які автоматично змащуються маслом із системи турбіни під тиском.

З урахуванням великої швидкості обертання, матеріал ротора піддається значним механічним напругам. У великих ТГ ротори виготовляють з твердої до високолегованої сталі з високими механічними та магнітними властивостями, тоді як у малих турбогенераторах використовують вуглецеву сталь. Передні частини обмотки ротора фіксуються бандажними кільцями, які утримуються від зміщення. Бандажні кільця, виготовлені з високоміцних

матеріалів, місять ще більші механічні напруги, ніж корпус ротора, через те, що їх діаметр більший, ніж діаметр ротора.

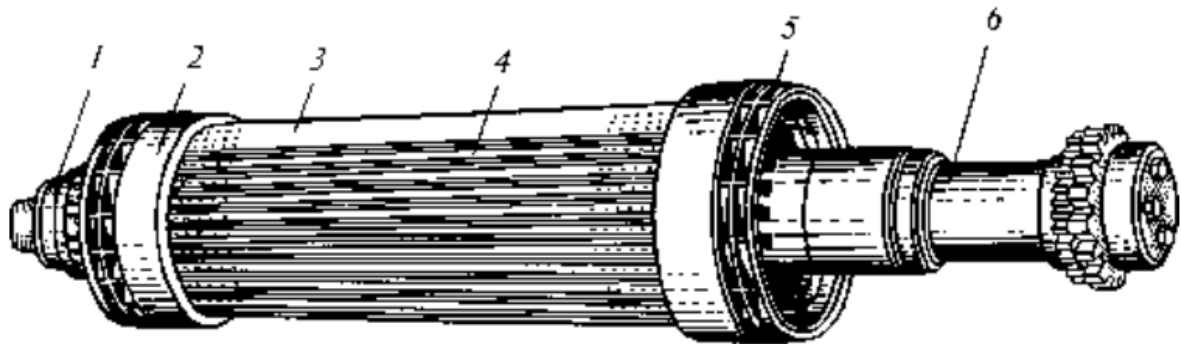
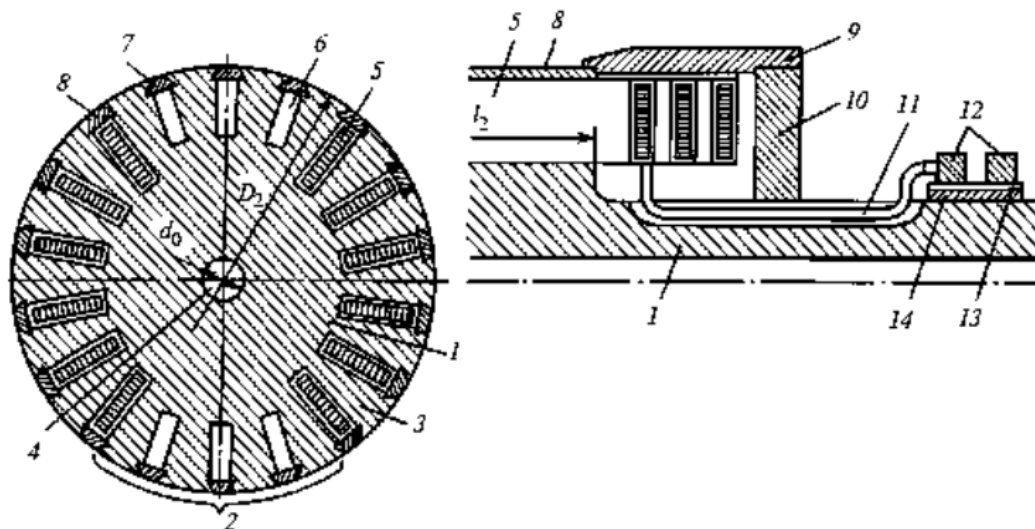


Рисунок 3.4 – Будова неявнополюсного ротора

- 1 – контактні кільця; 2 – бандажне кільце; 3 – магнітопровід ротора;  
4 – немагнітний клин; 5 – відцентрований вентилятор; 6 – хвостик ротора

Окрім того, в кільцях створюються вихрові струми, які можуть викликати небезпечне нагрівання. Тому магнітні кільця великих ТГ виготовляють з титану або аусенітної сталі, які є немагнітними. Ізоляція захищає ротори бандажних кілець від струмів короткого замикання під час несправної та асинхронної роботи генератора. Для обмоток роторів малих ТГ використовується електролітична мідь, а для великих турбогенераторів – мідь з добавками срібла (0,03-0,1%) [5]. Причина полягає в тому, що чиста мідь створює залишкові деформації через високі відцентровані сили і термічні напруги, що діють через пуски і зупинки, що може призвести до виходу обмотки з ладу. Міканіт використовується для ізоляції обмотки ротора, а також матеріали з підвищеними механічними і термічними властивостями, такі як епоксидні смоли, скло і терморективні лаки.



1 – ярмо магнітопроводу; 2 -великий зуб магнітопроводу; 3 – малий зуб магнітопроводу; 4 – осьовий канал магнітопроводу; 5 – котушка обмотки збудження; 6 – аксіальний канал в великому зубі; 7 – магнітний клин; 8 – немагнітний клин; 9 – бандажне кільце; 10 – центруюче кільце; 11 – з'єднання між кільцями; 12 – контактне кільце; 13 – ізоляція втулки; 14 – втулка контактних кілець

Рисунок 3.5 – Розрізи неявнополюсного ротора – повздовжній та поперечний

Обмотка ротора підключена з контактними кільцями струмопроводу, які виготовлені зі зносостійкої сталі. Для великих машин, де потрібні високі струми і збудження, а також багаток щіток, використовуються спеціальні подвійні кільця з повітряним охолодженням. Кільця також виготовляються зі зменшеним діаметром, щоб зменшити втрати на тертя.

Чотиріполюсні турбогенератори за своєю конструкцією схожі на двополюсні. Однак, у порівнянні з біполярними турбінами, чотиріполюсні турбіни мають меншу периферійну швидкість поверхні ротора і, відповідно,



меншу механічну напругу в роторі. Це пов'язано з тим, що діаметр збільшується лише в один раз при зменшенні швидкості в два рази. Однак збільшення діаметра призводить до збільшення ваги, трудовитрат, питомих витрат міді та ізоляції, складності транспортування, що призводить до зниження ККД ротора на 0,1-0,3% [5, 6].

### 3.2 Конструктивні характеристики гідрогенераторів

Гідрогенератори – це тихохідні електричні машини з меншою номінальною швидкістю, ніж турбогенератори. Швидкість може варіюватись від декількох десятків обертів на хвилину до сотень, після чого швидкість гідротурбіни залежить від тиску і швидкості течії води в руслі річки.

Якщо генератор приводиться в дію гідротурбіною, такий синхронний генератор називається генераторною установкою. Гідротурбіни працюють з невеликою швидкістю обертання в межах 60-500 обертів на хвилину.

Ротор ГГ відрізняється від ротора ТГ. ГГ використовує спеціально розроблений явнопольсний ротор. Якщо швидкість менша, діаметр полюсів повинен бути більшим [5,6].

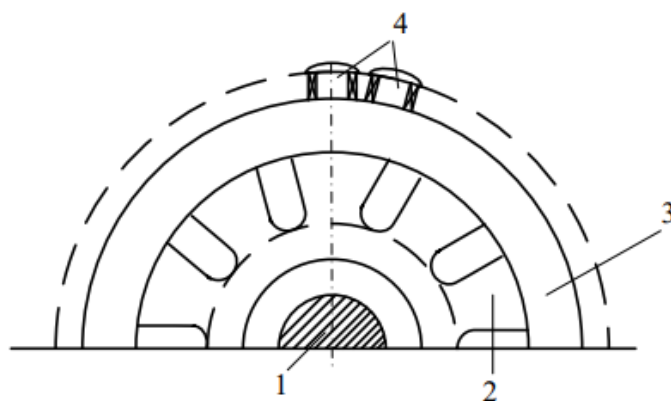


Рисунок 3.5 – Явнопольсний ротор

1 – вал; 2 – спиці; 3 – обід; 4 – полюси котушками обмотки збудження

Ротори гідрогенераторів мають конструкцію з одним полюсом, де кожен полюс втілено в окремому вигляді вузла, що складається з сердечника, полюсної котушки та наконечника (рис. 2.7, а). Стійки ротора закріплені на ободі, який також є ярмом з магнітною системою машини, в якій замикаються полюсні потоки. ГГ мають вертикальне розташування відносно осі. Тому невід'ємним елементом вертикальних ГГ є підп'ятник.

Переваги використання підвісних гідрогенераторів включають:

- Зменшення втрат на тертя в підшипниках на низьких частотах обертання за рахунок меншого діаметру;
- Надійний захист валів від парів масла з масляної ванни піддону над статором і ротором;
- Можливість технічного обслуговування підп'ятника за допомогою крана в машинному відділенні гідроелектростанції.

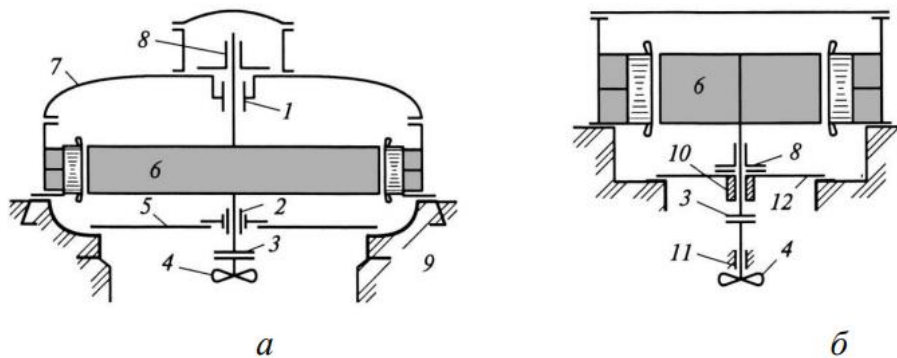


Рисунок 3.7 – Схеми вертикального ГГ парасольного (б) та підвісного (а) виконань:

1 – верхній направляючий підшипник; 2 – нижній направляючий підшипник; 3 – фланець валу; 4 – гідротурбіна; 5 – нижня хрестовина; 6 – ротор; 7 – верхня хрестовина; 8 – підп'ятник; 9 – фундамент; 10 – направляючий підшипник; 11 – направляючий підшипник турбін; 12 – нижня хрестовина

Перевагами конструкції з куполом є зменшення висоти генератора і корпусу машини, ваги генератора та використання матеріалів. Однак ГГ парасолькового типу не можна використовувати, якщо діаметр гідротурбіни невеликий, інакше може бути неможливо встановити опору у вал [5].

Статор розподілений на п'ять секторів. Осердя статора складається з сегментів електротехнічної сталі товщиною 0,5 мм, пофарбованих з обох боків (рис. 3.8). Осердя статора складається з вертикальних пакетів, між якими через вентиляційні канали проходить охолоджуюче повітря. Затискні елементи осердя виготовлені з немагнітної сталі. Обмотка статора - стрижнева, гофрована, дво полюсна. Ізоляція обмотувальних стрижнів, втулок і шин, а також термічна стійкість мають клас F.

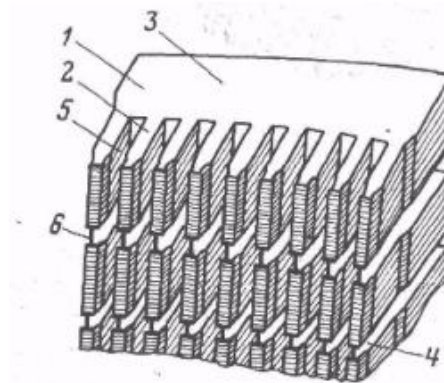


Рисунок 3.8 – Пакет сегментів осердя статора ГГ:

1 – сегмент; 2 – зубець сегмента; 3 – спинка сегмента; 4 – радіальний канал; 5 – паз статора; 6 – розпірка

На великих гідроелектростанціях на додаток до провідників суцільного перерізу використовуються порожнисті провідники для безпосереднього охолодження ротора водою або повітрям. У більшості випадків вони мають демпферну обмотку з мідних або латунних стрижнів, розміщених у напівзакритих пазах на кінцях стійок ротора. Стрижні з'єднані на кінцях ротора латунними або мідними сегментами. Як ізоляція між котушками

зазвичай використовується ізоляція класу В, а для відокремлення котушки від осердя застосовуються азбест і мікафолій [5].

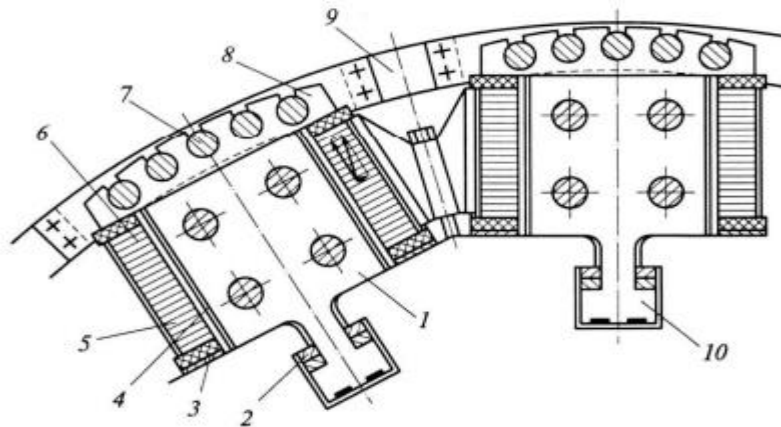


Рисунок 3.9 – Будова обмотки збудження і полюсів ротора

1 – осердя полюса; 2 – зустрічні клини; 3 – шайба ізоляційна; 4 – ізоляція копуса полюса; 5 – провідник обмотки збудження; 6 – ізоляція виткова; 7 – стрижень обмотки демпфера; 8 - сегмент обмотки демпфера; 9 – гнучке з'єднання між сегментами; 10 – шпилька стяжна; 11 – хвостик стрижня; 12-сталеа шайба; 13 – міжполюсна прокладка; 14 - пружина

### 3.3 Системи охолодження

Під час роботи синхронного генератора обмотки і активна сталь нагріваються через втрати енергії.

Температура нагріву обмоток статора і ротора залежить в основному від використовуваних ізоляційних матеріалів і температури теплоносія. Допустима температура нагріву обмотки статора з ізоляцією класу В згідно з ГОСТ 533-76 повинна бути в межах 105 °С, а обмотки ротора – в межах 130 °С. При більш термостійкій ізоляції обмоток статора і ротора допустимі межі нагріву в класах F і H збільшуються [5].

Під час експлуатації генератора ізоляція обмоток поступово старіє. Це відбувається під впливом бруду, вологи, окислення повітря киснем, впливу електричних полів і електричного навантаження. Однак основною причиною старіння ізоляції є нагрівання. Чим вища температура. Тим більше зношується ізоляція і тим коротший термін служби.

Щоб температура нагріву не перевищувала допустимих значень, всі генератори обладнані штучним охолодженням. За способом відведення тепла розрізняють непряме і пряме охолодження коліс статора і ротора. У разі непрямого охолодження охолоджуючий газ (повітря або водень) подається вентиляторами, встановленими на кінцях ротора всередині генератора, і нагнітається через немагнітний зазор і вентиляційні канали. При цьому охолоджуючий газ не контактує з виводами обмоток статора і ротора, а тепло, яке вони виділяють, передається газу через значний ізолятор – ізоляцію обмотки. При прямому охолодженні охолоджуване середовище (рідина або газ) оминає ізоляцію і сталь зубців і безпосередньо контактує з виводами обмотки генератора.

Повітряне охолодження. Існує два типи систем: проточна і закрита. Проточну систему охолодження використовують рідко, лише на ТГ до 2 МВА і ГГ до 4 МВА. Однак повітря з корпусу двигуна проходить через генератор і швидко забруднює ізоляцію обмоток статора і ротора. Коли система закрита, повітря циркулює в тму ж об'ємі по замкнутому контуру.

На рис. 3.10 наведена схема обігу повітря в системи охолодження ТГ. Для охолодження повітря використовується повітроохолоджувач, де вода постійно циркулює через труби. Нагріте повітря з машини виводиться через патрубків в камеру гарячого повітря, проходить через повітроохолоджувач, потім повертається назад в машину через камеру холодного повітря. Процес нагрівання та охолодження повітря дозволяє ефективно регулювати температурний режим у ТГ.

Холодне повітря, яке необхідно для процесу, подається в машину за допомогою вбудованих вентиляторів. У генераторах з великою довжиною активної частини система подачі холодного повітря може бути реалізована з обох кінців машини.

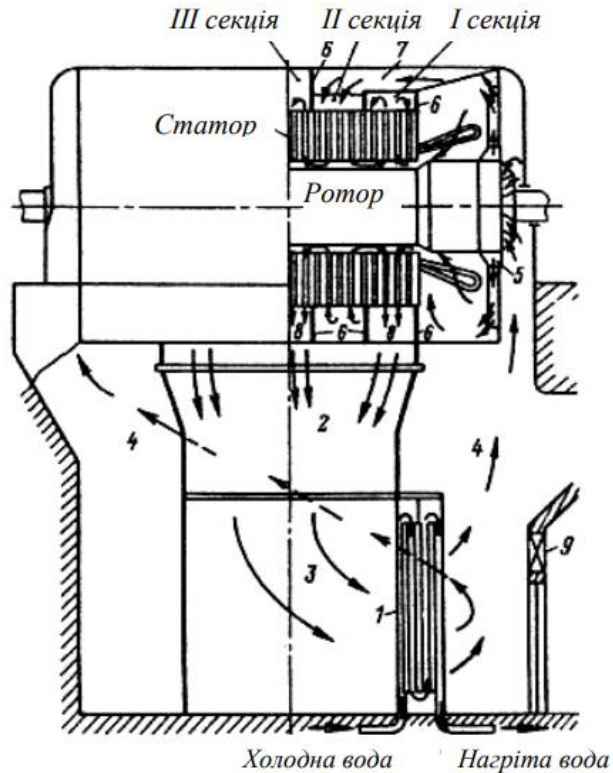


Рисунок 3.10 – Система повітряного охолодження ТГ

Система закритого непрямого повітряного охолодження виявляється більш розширеною в ГГ. Найбільший генератор з непрямым повітряним охолодженням серії СВ, потужністю: 264,7 МВА (рис. 3.11).

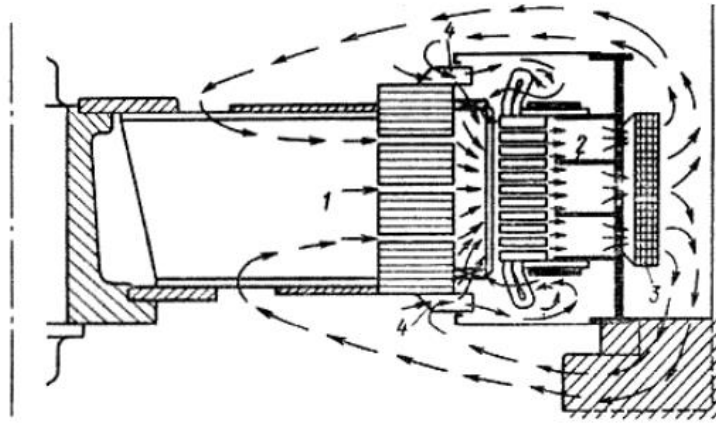


Рисунок 3.11 – Система вентиляції гідрогенератора:

1 – ротор; 2 – статор; 3 – повітроооходжувач; 4 – лопасті вентилятора

Охолодження ротора ТГ є менш ефективне, оскільки в цьому випадку його охолоджує лише бічний повітряний зазор. Ця остання умова значною мірою відповідає за обмежені можливості повітряного охолодження ТГ. Генератори з повітряним охолодженням оснащуються водогрійним пристроєм [6]. Турбогенератор з непрямим водневим охолодженням є більш ефективним, ніж турбогенератор з повітряним охолодженням, який сконструйований за схемою, наведеною на рис. 3.12, де показана схема багатоструменевого водяного охолодження.

Перевагами водню є: в 7 разів вища теплопровідність, в 14 разів менша густина, і в 1,44 рази вищий коефіцієнт поверхневої тепловіддачі. Більш ефективне охолодження дозволяє збільшити продуктивність турбогенератора на 15 - 20 %, а синхронного компенсатора – на 30 % при тих же габаритах.

Ізоляція обмоток у середовищі водню не піддається окисленню, що сприяє подовженню терміну служби. Однак використання води для охолодження пов'язане з відкритою небезпечною утворенням вибухонебезпечної суміші води з повітрям.

Машини, які виконують водневе охолодження, повинні бути оснащені корпусом газового блоку, масляним ущільненнями валу та ущільненням ЛЕП.

Рівень витоку кисню щоденно не повинен перевищувати 5 %. Під час експлуатації необхідно забезпечити чистоту водню в корпусі генератора.

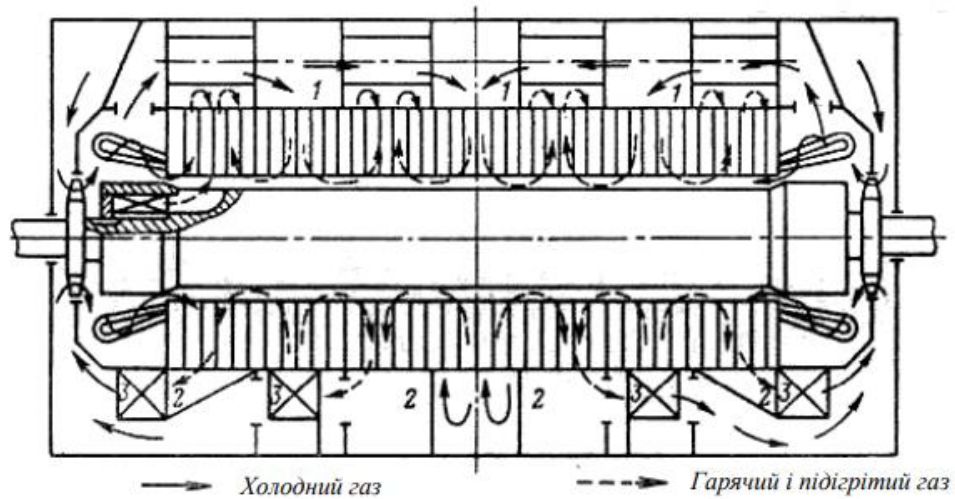


Рисунок 3.12 – Багатоструменева радіальна система непрямого охолодження турбогенератора:

- 1 – камери холодного газу; 2 – камери гарячого газу;  
3 – газоохолоджувачі

Коли корпус генератора заповнюється воднем, повітря спочатку витісняє інертний газ, щоб уникнути утворення вибухонебезпечної суміші. Як тільки вуглекислий газ з концентрацією до 90 % заповнює об'єм, водень під тиском подається у верхній колектор, який витісняє вуглекислий газ через нижній колектор, і клапан виходу вуглекислого газу відкривається. Як тільки чистота водню в контейнері досягає заданого рівня, клапан вуглекислого газу закривається, а тиск водню регулюється до нормального. Водень витісняється вуглекислим газом, який витісняється стисненим повітрям. Якщо відсотковий вміст водню падає нижче допустимого рівня, чистота відновлюється шляхом видалення забрудненого водневого генератора і додавання чистого водню. Ця операція називається очищенням (продувкою).

З безпосереднім охолодженням ТГ можна поділити на наступні групи:



- з непрямим охолодженням статора і безпосереднім охолодженням ротора;
- безпосереднє рідинне охолодження статора і ротора воднем;
- безпосереднє охолодження статора і ротора воднем;
- безпосереднє рідинне охолодженням ротора і статора.

Ротори цих турбогенераторів безпосередньо охолоджуються системою самоохолодження. Непряме охолодження обмоток і осердя статора забезпечується радіальною багатоструменевою системою. Баки для водню можуть бути як гарячими, так і холодними, при чому вхід і вихід газів роторі збігаються. Водень циркулює за допомогою вентиляторів, встановлених на валу з обох кінців машин (рис. 3.13). Водень охолоджується в газових охолоджувачах, вбудованих в корпус генератора.

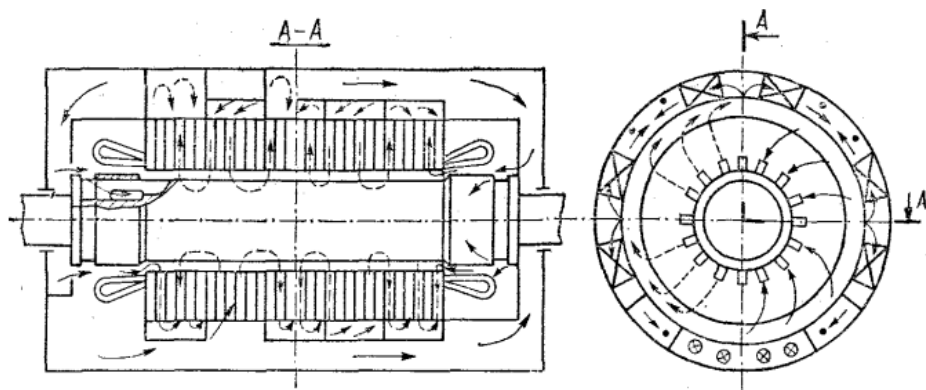


Рисунок 3.13 – Конструкція водневого охолодження

Турбогенератори ТГВ – 200 та 300, циркуляція водню в яких здійснюється за допомогою компресора, встановленого збоку від контактних кілець валу ротора. Котушки статора обох машин рівномірно охолоджуються, холодний водень подається з контактних кілець в канали лопат ротора, а нагрітий газ виходить з турбіни.

Наступну групу складаються турбіни серій ТВВ потужністю 200, 300, 500, 800 МВт. Котушки статора цих машин охолоджуються безпосередньо

воднем. Котушки складаються з прямокутних порожнистих і суцільних елементів, по яких циркулює дистильований водень. Котушки живляться воднем, яка з'єднана з кожною паралельною гілкою за допомогою високогнучкого пластикового шланга. Обмотка ротора охолоджується воднем за допомогою системи самовентиляції, пр якій газ всмоктується через отвори в щілинних клинах, а нагрітий газ виводиться через інші отвори в щілині (рис. 3.14).

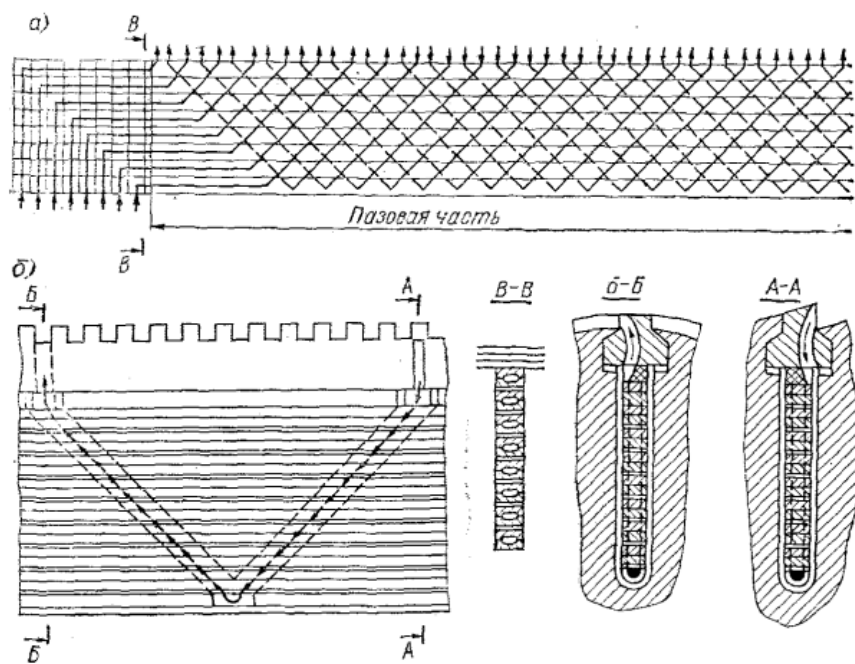


Рисунок 3.14 – Самовентиляція роторів ТГ: а – схема охолодження; б – пазові розрізи

Остання група складається з ТГ , ТВМ- 300. Статор охолоджується маслом, ротор – воднем і ТГВ – 500. Ротор та статор безпосередньо охолоджуються воднем. Осердя статора ТГВ – 500 охолоджується воднем, який вприскується в щілину і через радіальні канали. На обох кінцях валу встановлені вентилятори. Нагрітий водень охолоджується газоохолоджувачем в корпусі генератора. Дистилят подається в обмотку ротора і відводиться через центральний отвір валу (рис 3.15).

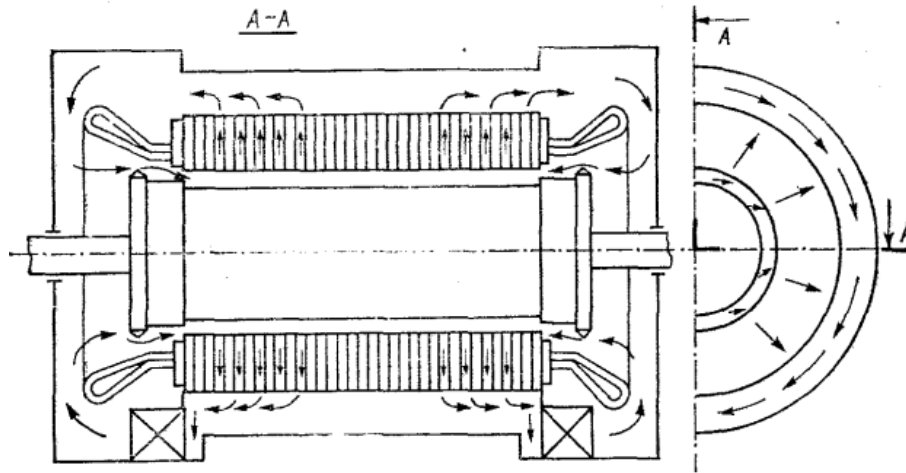


Рисунок 3.15 – Охолодження генератора ТГВ – 500

### 3.4 Режими роботи генераторів

Генератори в процесі своєї роботи можуть перебувати в різних режимах. Основними режимами роботи генераторів є:

Нормальний асинхронний режим – режим, в якому генератор працює в мережі змінного струму з частотою і напругою, що відповідають його номінальним параметрам. У цьому режимі генератор віддає в мережу електричну енергію.

Пусковий режим – в якому генератор запускається в роботу. У цьому режимі віддає в мережу підвищену потужність, необхідну для розгону ротора до номінальної частоти обертання [5].

#### 3.4.1 Асинхронні режими

Під час експлуатації генератора трапляються випадки, коли відбувається збій збудження генератора або пошкодження ланцюгів збудження та обладнання. У цьому випадку генератор, залишаючись на шині, розсинхронізується, тобто переходить в асинхронний режим (АР). Цей режим триває нетривалий час під час переходу від основного збудника до резервного і навпаки. Коли збудження припиняється, струм у роторі генератора

припиняється, оскільки генератор залишається підключеним до шин, а його намагнічування відбувається за рахунок наступного мережевого струму (від інших генераторів). Цей струм буде суто реактивним і його величина залежатиме від співвідношення напруги короткого замикання генератора (VCS) до активного струмового навантаження на генератор. Для генераторів з нижчою напругою короткого замикання (ТГ) струм намагнічування є відносно меншим. Цей струм, проходячи через обмотку статора, створює магнітний потік статора, який обертається з асинхронною швидкістю, впливаючи на ротор і індукуючи струми ковзної частоти в колі ротора. Взаємодія струму статора і струму ротора створює асинхронний вихідний струм через генератор. Якщо асинхронний момент дорівнює моменту турбіни, асинхронний момент може підтримуватися протягом тривалого часу. Крива асинхронного моменту ТГ круто піднімається при малих значеннях ковзання, тому ТГ налаштовується на роботу в асинхронному режимі з малим ковзанням (рис. 3.16).

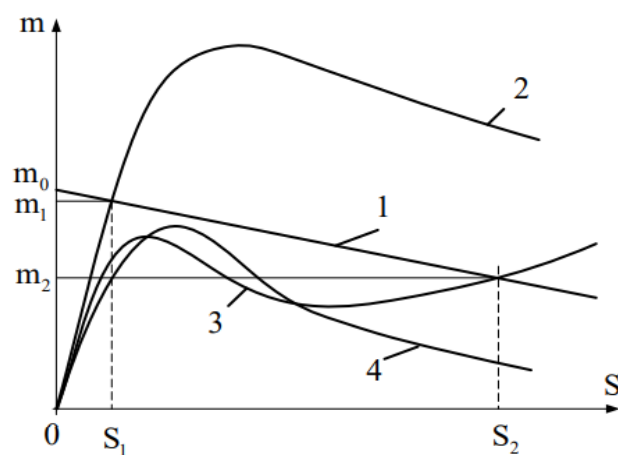


Рисунок 3.16 – Характеристика асинхронних моментів генератора та турбіни

1 – регульовальна характеристика турбін; 2 – асинхронний момент; 3 – асинхронний момент з демпферними котушками ТГ; 4 – асинхронний момент без депмферних котушок

ГГ без демпферних котушок мають низький максимальний асинхронний момент і плоску характеристику моменту, завдяки чому в асинхронному режимі їх швидкість значно зростає, а навантаження знижується практично до нуля. ГГ з демпферними котушками мають вищий максимальний асинхронний момент і круту асинхронну характеристику, ніж гідрогенератори без демпферних обмоток. Однак ковзання генератора досить велике (3-5 %), тому існує ризик перегріву демпферних обмоток.

Для малих та середніх ТГ з непрямим і прямими системами охолодження ротора допустима тривалість асинхронного роботи не повинна перевищувати 30 хв. при активному навантаженні 50 – 70 % номінальної потужності. При цьому струм статора не повинен перевищувати допустимих значень. У випадку ТГ з безпосереднім охолодженням рекомендується працювати з навантаженням, що перевищує 60 % від номінального, протягом 1 – 3 хвилин, що необхідно для ресинхронізації [8].

#### 3.4.2 Нормальні режими

Нормальний режим роботи генератора – це режим, в якому він може працювати без обмеження часу. Нормальними режимами роботи машин є різні навантаження, відповідно до технологічних умов, від мінімально можливого до номінального (на панелі генератора), а також режим змінного керованого навантаження, за умови, що основні параметри генератора не виходять за межі номінальних значень [9].

Основні параметри для нормальної роботи були розглянуті нижче.

Температура води на вході в газоохолоджувач і температура газу (повітря або водню) на виході з нього, а також температура холодоагенту (масла чи дистилляту) в разі прямого охолодження повинні відповідати технічним умовам (33 °С - дистиллят, 40 °С - масло). Надлишковий тиск водню

і чистота 98 % також повинні відповідати заводським характеристикам. Якщо температура і тиск охолоджувальної рідини відхиляються від умов охолодження, генератор необхідно тримати в тепловому режимі протягом тривалого періоду часу, щоб зменшити допустимі струми і температури статора і ротора. Напруга генератора повинна бути майже симетричною і синусоїдальною. Це означає, інверсна напруга не повинна перевищувати 1 %, а синусоїдальна напруга не повинна перевищувати 5 %.

Перевірка стабільності напруги є обов'язковою, допускається зниження більш ніж на 5 %. Навіть якщо генератор має достатній запас стабільності (не менше 10 %), його потужність необхідно зменшити, оскільки струм статора і нагрівання обмотки не повинні збільшуватися більш ніж на 105 % від номінального значення. Підвищення напруги понад 105 % є небезпечним.

Вплив на зміну частоти на втрати і нагрівання генератора, спостерігається що частота значно відхиляється від нормальної на 2,5 %. Зі зменшенням частоти втрати стали зменшуються.

Також, зміни коефіцієнта потужності мають значний вплив на загальну і фактичну вихідну потужність генератора. У фазі AD, коли коефіцієнт потужності зменшується від номінального до нульового значення, повне значення стає рівним 0. Вектор OA на рисунку представляє повну потужність. По осі ординат відкладено активну складову проекції машини, а по осі абсцис – реактивну складову повної потужності. Для утримання режиму в межах номінальних параметрів необхідно підтримувати струм збудження і ЕРС, тим

самим зменшуючи номінальну потужність. Таким чином, кінець вектора повної потужності рухається по колу з центром в точці N [6,9].

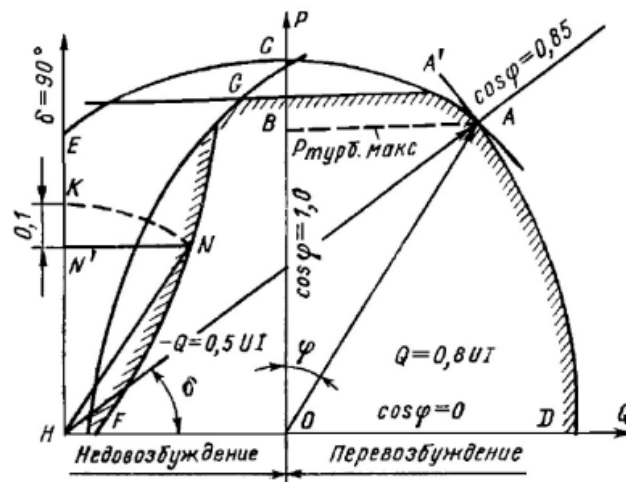


Рисунок 3.17 – Діаграма потужності ТГ

З підвищеним коефіцієнтом потужності загальна потужність генератора обмежується потужністю турбіни. Тому коли  $\cos \varphi$  зміщується до лінії АВ, кінець вектора ОА зміщується. Якщо турбіна здатна збільшити свою потужність при перевищенні номінальної потужності, генератор може працювати з повною номінальною потужністю АА' в діапазоні режимів, коли коефіцієнт потужності зростає.

### 3.4.3 Пускові режими

Пуск синхронних машин супроводжується пусковими струмами, які можуть призвести до зниження напруги мережі та перегріву машини. При виборі способу запуску необхідно враховувати фактори, щоб не допустити пошкодження обладнання.

Отже, якщо пускові струми є наслідком того, що синхронні машини не мають синхронного пускового моменту, можуть призвести до зниження напруги мережі, тому при виборі способу запуску необхідно враховувати

потужність машин та мережі. Також можуть призвести до перегріву, тому при виборі способу запуску необхідно враховувати температуру машини.

Розрізняють три фази пуску:

- синхронізація;
- набір навантаження;
- початкове обертання ротора.

Після досягнення номінальної швидкості обертання генератор може бути введений в паралельну роботу за допомогою точної синхронізації чи самосинхронізації.

У випадку точної синхронізації необхідно виконати умови включення:

- збіг фаз цих напруг;
- рівність напруги генератора та системи;
- рівність частоти генератора та системи;

Ці умови можуть бути задоволені як вручну, так і автоматично. Однак цей метод має недоліки, такі як:

- складність процесу;
- можливість механічного пошкодження;
- тривалість в часі включення.

Точна синхронізація передбачає, напруги генератора і мережі мають однакову величину, і що генератор підключений до мережі, коли вектори напруги генератора і мережі збігаються за фазою. Це відбувається, коли частота генератора збігається з частотою мережі. Однак, через коливання навантаження системи, які спричиняють зміну частоти мережі в невеликому діапазоні, практично неможливо, щоб частота генератора і мережі збігалися протягом тривалого періоду часу.

При самосинхронізації генератор запускається набагато швидше, ніж при точній синхронізації, оскільки немає необхідності в регулюванні напруги, оскільки генератор збудження ввімкнений і частота приблизно встановлена. Самосинхронізація використовується для аварійного ввімкнення всіх



генераторів. Також може здійснюватися вручну або за допомогою різних напівавтоматичних або автоматичних схем. Багато електростанцій використовують напівавтоматичну самосинхронізацію. На ГЕС запуск агрегату – це процес автоматичної самосинхронізації, який є частиною процесу запуску агрегату.

Набір навантаження. Після того, як підключили генератора до електромережі його необхідно завантажити. Однак швидкість збільшення навантаження на турбогенератора обмежена. Це визначається часом, необхідним для поступового прогріву турбіни. Різкі зміни навантаження ТГ, також можуть призвести до термічних та механічних навантажень на вузли і деталі генератора, що може вплинути на його роботу. Через різницю в теплових постійних часу сталі та міді різкі зміни навантаження спричинять відносне переміщення обмотувальних стрижнів у пазах та можуть призвести до механічного пошкодження, розриву чи деформації ізоляції. Таке пошкодження, може статися в обмотках регулювальних машинах, де часто змінюється навантаження. Коли навантаження на статор збільшується, а стрижні обмотки термічно розтягуються, ізоляційна оболонка деформується під дією тягнучих зусиль.

Отже, поведінка ізоляції при різних умовах навантаження визначається швидкістю деформації осердя обмотки зі збільшенням струму.

#### Початковий обертання

При запуску синхронної машини потрібна початкова швидкість обертання ротора. Можна використовувати будь-який спосіб запуску ротора. З повного переліку способів можна виділити найбільш вдалі:

- асинхронний метод;
- початкове обертання педалі акселератора;
- комбінований метод.

Синхронні машини мають асинхронний пусковий момент завдяки наявності демпферних обмоток. Даний метод для пуску прості, дешеві та

швидкі, але призводять до виникнення великих пускових струмів. Використовуються для невеликих машин, а для великих застосовуються інші методи пуску. При безпосередньому підключенні збудника до електромережі час запуску демпфуючої обмотки не враховується. Якщо збудник підключається до джерела живлення з частотою напруги, порівняно з механічною постійною часу ротора машини, то він має синхронізований момент.

У методі прискорення двигуна допоміжний асинхронний двигун з фазним ротором, встановлений на валу голвної машини, використовується для початкового обертання синхронної машини, а потім запускається від мережі за допомогою реостата, підключеного до обертового колеса двигуна прискорювача. Потужність вибирається на основі вартості і прийнятого часу запуску і зазвичай становить 1 – 10 % від потужності основного блоку .

Частотний метод полягає в тому, що запускається обмотка статора синхронної машини, електрично підключена до статора іншої машини, частота обертання якої може плавно змінюватися від 0 до синхронної.

Переваги цього методу є відсутність надмірного пускового струму та значний пусковий момент.

Недоліками, вважається відносно велика тривалість прискорення на синхронній частоті ротора, необхідність застосування додаткових незалежних збудників [9].

## 4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

### 4.1 Задача розділу

Задачею даного розділу дипломної роботи є розрахунок заземлення синхронного генератора. Даний розрахунок є типовим під час проектування електричних станцій, тому що одним із найбезпечніших факторів ризику для персоналу та електрообладнання станції є виникнення коротких замикань.

Захисне заземлення – заземлення точки або точок у системі чи в процесі монтажу системи або в обладнанні, з метою забезпечення електробезпеки.

Основним завданням розрахунку захисного заземлення є визначення кількості, розмірів і схем розміщення заземлюючих провідників і заземлюючих електродів в землі, при яких опір розтіканню струму або напруги заземлювального пристрою при короткому замиканні заземлюючої частини електроустановки не повинно перевищувати допустимого значення [10,11].

При технічному обслуговуванні та ремонті обладнання потрібного строго дотримуватись правил техніки безпеки. Рівень безпеки обслуговуючого персоналу залежить від стану електрообладнання, умов праці та інших соціальних умов, факторів, що безпосередньо впливають на роботу обслуговуючого персоналу.

Основним завданням розділу є:

- Розрахунок параметрів заземлюючого пристрою синхронного генератора, відповідно дипломної роботи

4.2 Розрахунок параметрів заземлювального пристрою синхронного генератора, відповідно дипломної роботи

Розрахувати захисне заземлення синхронного генератора в електричній мережі напругою 220/380 В з глухозаземленою нейтраллю.

Електрообладнання розміщено в закритому розподільному пристрої, кліматична зона - III. Склад ґрунту – однорідний. Тип заземлювального пристрою – сталеві вертикальні труби діаметром  $d_B$ , або кутова сталь з шириною сторін  $B_K$ . Довжина вертикальних заземлювачів  $L_B$ . Відстань між вертикальними заземлювачами  $a$ . Глибина закладання вертикальних заземлювачів  $H_0$ . З'єднувальна стрічка – смуга шириною  $B_C$ . Опір розтіканню струму в природному заземлювачі  $R_{П.З}$ . Опір розтіканню струму заземлювального пристрою має бути не більше  $R_{Доп}$ .

Таблиця 4.1 – Дані для розрахунку захисного заземлення.

Параметри вертикальних заземлювачів				$H_0$ , м	$B_C$ , мм	Опір розтіканню струму		Ґрунт
$d_B$ , мм	$B_K$ , мм	$L_B$ , м	$a$ , м			$R_{П.З}$ , Ом	$R_{Доп}$ , Ом	
40	-	3,0	3,0	0,8	40x4	14	3	Чорнозе м

Із захисних засобів, перелік яких дається, кожний може бути використаний окремо (бути самостійним захисним засобом) або поєднуватись з іншими в деяку комбінацію. Найбільш поширеними технічними засобами захисту є захисне заземлення та занулення, які мають чітку сферу застосування, тоді як сфера застосування інших захисних засобів або обмежена, або має рекомендаційний характер, або ж дуже вузьку сферу обов'язкового застосування. Захисному заземленню або зануленню підлягають металеві частини електроустановок, які доступні дотику людини і не мають інших засобів захисту, які забезпечують електробезпеку.

Розрахунок заземлення робиться з урахуванням заданих допустимих значень опору  $R_d$  заземлювального пристрою, допустимої напруги дотику та кроку [10].

Загальні вимоги щодо значень  $R_d$  захисного заземлення електроустановок викладені у міждержавному стандарті ГОСТ 12.1.030-81

«Захисне заземлення. Занулення» та правил улаштування електроустановок [12].

Захисту підлягає електрообладнання закритого розподільного пристрою.

Виконання електричної мережі – з глухозаземленою нейтраллю.

Напруга мережі – 380/220 В.

Тип заземлюючого пристрою – вертикальні сталеві труби з розмірами:

$l_B = 3.0$  м;

$d_B = 0,040$  м;

товщина стінки:  $\delta = 4$  мм;

відстань між вертикальними заземлювачами:  $a = 3$  м, тобто  $a/l_B = 1$ .

Глибина закладання заземлювачів:  $H_0 = 0,8$  м,  $B_c = 40$  мм.

Ґрунт – чорнозем; склад – однорідний; вологість – мала.

Кліматична зона – III.

Визначається розрахунковий струм замикання на землю  $I_z$ , А і допустимий опір розтікання струму в заземлювальному пристрої  $R_d$ , згідно з правилами улаштування електроустановок залежно від напруги, режиму нейтралі, потужності електроустановок.

$R_d$  – допустиме (нормативне) значення опору розтікання струму в заземлювальному пристрої. Згідно з правилами улаштування електроустановок для напруги до 1 кВ,  $R_d \leq 4$  Ом.

Визначається розрахунковий питомий опір ґрунту залежно від коефіцієнта сезонності для відповідної кліматичної зони:

$$\rho_{POЗP} = \rho_{табл} \cdot K_C, \quad (4.1)$$

де  $\rho_{табл}$  – приблизне табличне значення питомого опору ґрунту, яке рекомендується для розрахунку;

$K_C$  – коефіцієнт сезонності.

$$\rho_{\text{табл}} = 200;$$

$$K_C = 1.2;$$

$$\rho_{\text{РОЗР}} = 200 \cdot 1.2 = 240.$$

Визначається  $H$  – відстань від поверхні землі до середини вертикального заземлювача:

$$H = H_0 + l, \quad (4.2)$$

де  $l$  – довжина заземлювача, м.;

$H_0$  – глибина закладення заземлювача, м.

$$H = 0.8 + 3/2 = 2.3 \text{ м.}$$

Визначається опір розтікання струму в одному вертикальному заземлювачі:

$$R_s = \frac{\rho_{\text{РОЗР}}}{2\pi l} \left( \ln \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4H + l}{4H - l} \right), \quad (4.3)$$

Використавши розраховані дані зобразимо схему розміщення заземлювача в ґрунті (рис. 5.1):

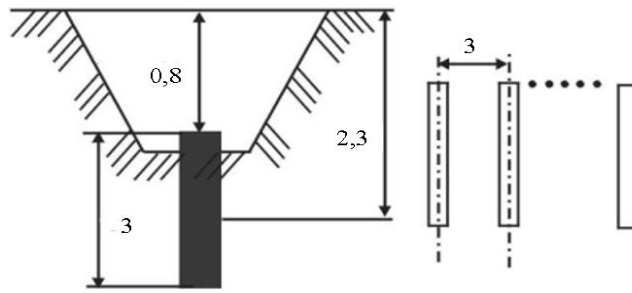


Рисунок 4.1 – Схема розміщення заземлювача в ґрунті

$$R_e = \frac{240}{2 \cdot 3 \cdot 14 \cdot 3} \left( \ln \frac{2 \cdot 3}{40 \cdot 10^{-3}} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot 2.3 + 3}{4 \cdot 2.3 - 3} \right) = 68.141 \text{ Ом.}$$

Визначається орієнтована кількість  $n_{op.}$  вертикальних заземлювачів за формулою:

$$\eta_{op.} = \frac{R_e}{R_d \cdot \eta_B}, \quad (4.4)$$

де  $\eta_B$  – коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів,

$$\text{при } \eta_B = 1, n_{op} = \frac{R_B}{R_d}$$

$$n_{op} = \frac{R_B}{R_d} = \frac{68.141}{4} = 17,035.$$

приймаємо 16 шт.

На рис. 4.2 представлено розміри захисного заземлення виконаного для захисту синхронного генератора:

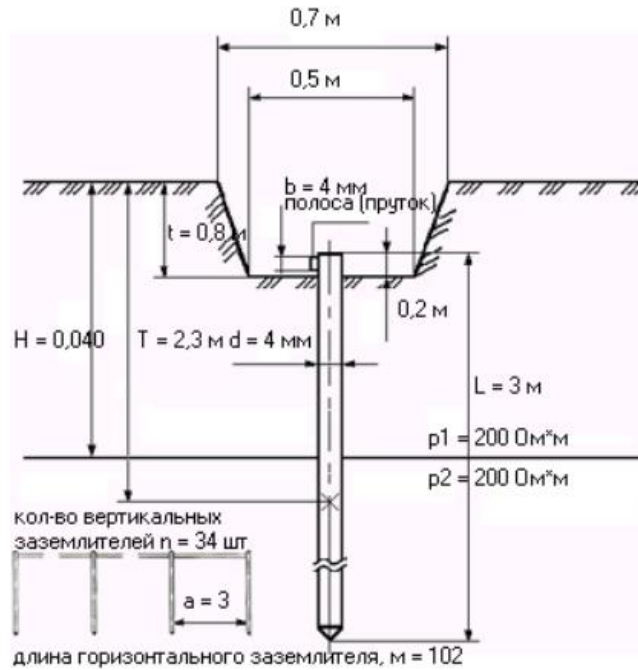


Рисунок 4.2 – Розміри захисного заземлення

Знаючи орієнтовну кількість вертикальних заземлювачів  $n_{op}$ , їх розташування (у ряд чи по контуру) і відношення відстані між заземлювачами до їх довжини  $a/l$ , визначають за та коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів  $\eta_B$ .

$$\eta_B = 0.47$$

Визначається необхідна кількість  $n_B$  вертикальних заземлювачів з урахуванням коефіцієнта використання з формули:

$$\eta_B = \frac{R_6}{R_d \cdot \eta_B} = \frac{\eta_{op}}{\eta_B}, \quad (4.5)$$

$$n_B = \frac{16}{0.47} = 34,04.$$



Приймаємо 34 шт.

Згідно розрахунків, на рис. 4.2 представлена загальна схема захисного заземлення синхронного генератора:

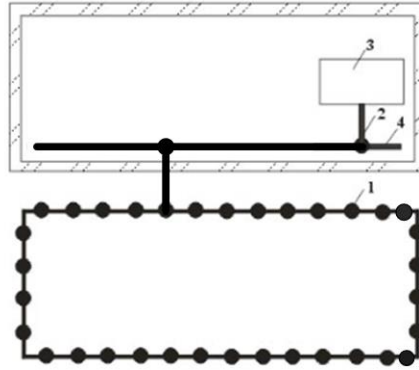


Рисунок 4.3 – Схема захисного заземлення синхронного генератора:  
де, 1 – заземлювальний пристрій; 2 – заземлювальні провідники; 3 –  
обладнання, що заземлюється; 4 – внутрішня магістраль заземлення

Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму у вертикальних  
заземлювачах без урахування з'єднувальної смуги

$$R_{\text{розр.в}} = \frac{R_B}{n_B \cdot \eta_B}, \quad (4.6)$$

$$R_{\text{розр.в}} = \frac{R_B}{n_B \cdot \eta_B} = \frac{68.141}{40 \cdot 0.47} = 3.62452 \text{ Ом.}$$

Визначається довжина з'єднувальної смужки  $L_c$  за формулою:

$$L_c = 1.05 \cdot a \cdot (n_B - 1), \quad (4.7)$$

$$L_c = 1.05 \cdot a \cdot (n_B - 1) = 1.05 \cdot 3 \cdot (40 - 1) = 122.85 \text{ м.}$$

Визначається опір розтікання струму в горизонтальному заземлювачі (з'єднувальній смужці):

$$R_{\Gamma} = 0,366 \frac{\rho_{\text{POЗP}}}{Lc} \ln \frac{2 \cdot Lc^2}{H_0 \cdot Bc}, \quad (4.8)$$

де  $Bc$  – ширина смужки.

$$R_{\Gamma} = 0,366 \cdot \frac{240}{122.85} \ln \frac{2 \cdot 122.85^2}{0.8 \cdot 40} = 4.8974 \text{ Ом.}$$

Визначаємо коефіцієнт використання горизонтального заземлювача при  $a/l=1$ ,  $n=40$ . Приймаємо  $\eta_{\Gamma}=0.22$ .

Визначаємо  $R_{\text{POЗP.}\Gamma}$  – розрахунковий опір розтікання струму в горизонтальному заземлювачі (з'єднувальній смужці) з урахуванням  $\eta_{\Gamma}$ :

$$R_{\text{POЗP.}\Gamma} = R_{\Gamma} / \eta_{\Gamma}, \quad (4.9)$$

$$R_{\text{POЗP.}\Gamma} = \frac{R_{\Gamma}}{\eta_{\Gamma}} = \frac{4.8974}{0.22} = 22.26 \text{ Ом.}$$

Визначається  $R_{\text{POЗP}}$  – розрахунковий опір розтікання струму у вертикальних та горизонтальних заземлювачах, який має бути не більше  $R_{\text{Д}}$ :

$$R_{\text{POЗP.}} = \frac{R_{\text{POЗP.В}} \cdot R_{\text{POЗP.}\Gamma}}{R_{\text{POЗP.В}} + R_{\text{POЗP.}\Gamma}} \leq R_{\text{Д}}, \quad (4.10)$$

$$R_{\text{POЗP.}} = \frac{R_{\text{POЗP.В}} \cdot R_{\text{POЗP.}\Gamma}}{R_{\text{POЗP.В}} + R_{\text{POЗP.}\Gamma}} = \frac{3.62452 \cdot 22.26}{3.62452 + 22.26} = 3,11699 < 4.$$

Отриманий розрахунковий опір розтікання струму відповідає вимогам ПУЕ, ПТЕ та ПТБ.

#### 4.3 Висновок

В ході виконання даного розділу був обґрунтований розрахунок захисного заземлення синхронного генератора на електростанції. За вхідними даними було встановлено допустимий опір розтіканню струму в заземленні, і за допомогою відповідної таблиці при вимірюванні опору був знайдений коефіцієнт сезонності однорідного заземлення.

Наступним етапом розрахунку було визначення розрахункового опору ґрунту (чорнозему) з використанням коефіцієнта сезонності, а також визначення відстані від поверхні ґрунту до центру вертикального заземлювального пристрою, після чого вони зображуються на схемі заземлювача в ґрунті.

Визначено приблизну кількість вертикальних заземлюючих пристроїв і коефіцієнт використання вертикальних заземлюючих пристроїв, розташованих в ряд. Використовуючи таблицю, знайдено коефіцієнт використання вертикальних заземлюючих пристроїв, розташованих в ряд.

Останнім кроком є визначення загального опору розтіканню в заземлювачах.

## 5 РОЗРАХУНОК ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ АЕС

### 5.1 Техніко-економічне обґрунтування проектування даної станції

Будь-який виробничий процес, у тому числі й енергетичний, полягає в застосуванні людської праці до засобів виробництва (знарядь праці й оброблюваної сировини). Тому основними елементами організації виробництва є: організація використання виробничого устаткування, організація постачання підприємства сировиною і необхідними допоміжними матеріалами; організація праці виробничого (експлуатаційного) персоналу.

Щодо енергетичного підприємства це означає, що для організації його експлуатації необхідно:

- визначити найбільш доцільні режими роботи енергетичного устаткування, його поточне експлуатаційне обслуговування, забезпечити його максимальну експлуатаційну готовність;

- забезпечити безперебійне постачання станцій паливом, водою, допоміжними експлуатаційними і ремонтними матеріалами, запасними частинами до устаткування і їхнє нормування;

- забезпечити добір експлуатаційного персоналу станцій і мереж, нормування й організацію його праці, інструктаж і спостереження за якістю його роботи, економічне стимулювання;

- забезпечити організацію заробітної плати працівників електростанцій і мереж і відповідної преміальної системи, що стимулює підвищення продуктивності їх праці [13].

Крім постачання виробництва сировиною і допоміжними матеріалами, для нормальної експлуатації енергосистеми необхідно безперебійне постачання первинних енергетичних підприємств (електростанцій) коштами, що витрачаються на заробітну плату персоналу, оплату палива тощо, тобто необхідна організація фінансування виробництва.

Вироблена енергосистемою продукція повинна дійти до споживача, отже необхідна організація збуту енергії.

При проектуванні електростанцій з'являється необхідність в рішенні ряду економічних питань, таких як обґрунтування потужності і вибір площадки спорудження  $S$ ; вибір оптимального варіанту із декількох можливих рішень (складається одинична потужність, параметри робочого темпу), розрахунок техніко-економічних показників параметрів електричної станції, що проектується, та їх аналіз.

В даному розділі вирішуються питання третьої групи, зокрема визначення кошторисної вартості електричної станції, яка проектується, визначення режимів роботи та основних техніко-економічних показників, розрахунок собівартості енергії та аналіз отриманих результатів.

## 5.2 Визначення кошторисної вартості проектованої АЕС

Слід знати, що повні витрати на спорудження АЕС визначають по двом розділам: промислове і житлове будівництво. Вартість промислового будівництва визначають за кошторисно-фінансовим розрахунком, який складається з 13 розділів, кожний з яких має цільове значення.

Загальна сума капіталовкладень по окремих розділах і в цілому по розрахунках станції має бути розподілена на будівельно-монтажні роботи, на придбання обладнання і решту затрат у відсотковому співвідношенні, яке вказане в табл.5.1. В практиці будівництва АЕС всі затрати по розділах кошторисно-фінансового розрахунку визначають, виходячи з виконання фізичного об'єму робіт. В дипломному проектуванні така можливість відсутня, і визначення кошторисної вартості будівництва АЕС починають з розділу 2 "Об'єкти основного виробничого призначення", виходячи з питомих капіталовкладень [13].

Визначити сумарні капіталовкладення в промислове будівництво АЕС і скласти КВФР рекомендується за формою, приведеною в табл.5.1.

Таблиця 5.1 – Вартість основних виробничих фондів

№	Глави звітного кошторисно-фінансового розрахунку	В % від гл.2	В тому числі у відсотках по видах						Загальна вартість, грн./кВт·год
			Будівельно-монтажні роботи		Обладнання		Інші затрати		
1	Підготовка території для будівництва	1,8%	50%	12672000	2%	506880	48%	12165120	25344000
2	Об'єкти основного виробничого призначення	800	70,0%	985600000	29,5%	415360000	0,5%	7040000	1408000000
3	Об'єкти підсобного, виробничого і обслуговуючого персоналу	1,0%	80%	11264000	20%	2816000			14080000
4	Об'єкти енергетичного господарства	1,2%	88%	14868480	12%	2027520			16896000
5	Об'єкти транспортного господарства та зв'язку	3%	93%	39283200	7%	2956800			42240000
6	Зовнішні мережі і споруди водопостачання, каналізації, теплопостачання	2,8%	90%	35481600	10%	3942400			39424000

### Продовження Таблиці 5.1

7	Упорядкування території	0,3%	100%	4224000					4224000
8	Тимчасові будівлі та споруди	4%	80%	45056000	10%	5632000	10%	5632000	56320000
9	Інші роботи та затрати	4%					100%	56320000	56320000
10	Утримання дирекції та авторський нагляд	0,15%					100%	2112000	2112000
11	Підготовка експлуатаційних кадрів	0,50%					100%	7040000	7040000
12	Проектні і дослідні роботи	6,5%					100%	91520000	91520000
13	Роботи і затрати по створенню водосховища	1%					100%	14080000	14080000
	Всього по главах 1-13			1148449280		433241600		195909120	1777600000

Питомі капіталовкладення:

$$k_{num} = K_{\Sigma 0} / N_{вст.}$$

$$k_{num} = 1777600000 / 1760000 = 1010.$$

### 5.3 Розрахунок собівартості електроенергії на станції

Собівартість електроенергії є найважливішим економічним показником роботи електростанції і є сукупністю всіх витрат на виробництво енергії в грошовому вираженні. Собівартість одиниці виробленої електроенергії визначають як відношення сумарних затрат виробництва до кількості відпущеної електроенергії. Річний кошторис затрат на виробництво енергії складається за чотирма економічними елементами:

- амортизація основних фондів;
- заробітна плата;
- паливо;
- інші.

### 5.3.1 Амортизація основних фондів

Амортизація – це систематичний розподіл вартості основних засобів, яка амортизується протягом строку їх корисного використання. Метод амортизації об'єкта основних засобів обирається підприємством самостійно. Існують такі методи нарахування амортизації: прямолінійний, прискореного зменшення залишкової вартості, кумулятивний та виробничий.

На електричній станції амортизація відраховується при розрахунках собівартості енергії, яка відпускається, перераховують тільки з виробничих фондів станції. При визначенні вартості основних виробничих фондів величину капітальних витрат беруть з таблиці 5.1. Для розрахунку амортизаційних відрахувань вартість основного виробництва (основних виробничих фондів) електростанції розбивають на три укрупнені групи  $\Phi 1$ ,  $\Phi 2$ ,  $\Phi 3$ .

Детальніше розшифруємо склад груп основних фондів. До першої ( $\Phi 1$ ) входять будівлі, споруди, їх структурні компоненти та передавальні пристрої, в тому числі житлові будинки та їх частини.

До другої групи ( $\Phi 2$ ) входять: автомобільний транспорт та вузли до нього, меблі, побутові електронні, оптичні, електромеханічні прилади та інструменти, включаючи електронно-обчислювальні машини, інші машини для автоматичної обробки інформації, інформаційні системи, телефони, мікрофони, рації, інше конторське обладнання, устаткування та приладдя до них [13].

До третьої групи ( $\Phi 3$ ) ввійшли будь-які інші основні фонди, не включені до груп 1 і 2.

Розрахуємо вказані показники:

$$\Phi 1 = 60\% \cdot K_{\Sigma БМР} + K_{\Sigma обл} - K_{тр(обл)};$$

$$\Phi 2 = K_{\Sigma тр};$$

$$\Phi 3 = 40\% \cdot K_{\Sigma БМР} + K_{\Sigma инш} - K_{тр(БМР)}.$$

Розрахунок суми амортизаційних відрахувань зводимо в таблицю:



Таблиця 5.2 – Розрахунок суми амортизаційних відрахувань

Групи ОФ	Вартість ОФ	Норма амортизації ОФ,%	Сума амортизаційних відрахувань
$\Phi 1$	1119354368	7%	78354805,76
$\Phi 2$	42240000	25%	10560000
$\Phi 3$	616005632	20%	123201126,4
Разом			212115932,2

$$S_a = \sum \Phi_i \cdot H_i,$$

де  $S_a$  – сумарні амортизаційні відрахування;

$H_i$  – норма амортизації відповідної групи.

$$S_a = 1119354368 \cdot 7\% + 42240000 \cdot 25\% + 616005632 \cdot 20\% = 212115932,2 \text{ грн.}$$

### 5.3.2 Розрахунок фонду заробітної плати

Для визначення затрат на зарплату необхідно розрахувати чисельність персоналу станції:

$$P = k_{ум} \cdot N_{вст},$$

де  $k_{ум}$  – штатний коефіцієнт, тобто питома чисельність промислово-виробничого персоналу електростанції на одиницю встановленої потужності;

$N_{вст}$  – встановлена потужність станції, МВт.

$k_{ум}$  для АЕС дорівнює 1,6.

$$P = 1,6 \cdot 1760 = 2816 \text{ чоловіка.}$$

Для розрахунку фонду зарплати загальна чисельність персоналу станції має бути розбита на категорії:

- робітники;
- інженерно-технічний персонал (ІТР);
- службовці;
- молодший обслуговуючий персонал (МОП).

Для цього можна використати таке співвідношення:

Робітники	87%
ІТР	10%
Службовці	2,1%
МОП	0,9%

Підрахувавши, отримаємо:

Робітники	2450 чол.
ІТР	282 чол.
Службовці	59 чол.
МОП	25 чол.

Фонд заробітної плати по окремих категоріях персоналу:

$$S_{zn} = 1,57 \cdot \Sigma(S_{сер\ роб} \cdot n_i) + 1,175 \cdot \Sigma(S_{сер\ ини} \cdot n_i),$$

де  $S_{сер}$  – середня зарплата, що відповідає категорії персоналу;

$n_i$  – чисельність персоналу по категоріях.

Таблиця 5.3 – Розрахунок чисельності персоналу

Категорія персоналу	Зарплата, грн./місяць	Річний фонд зарплати
Робітники	17600	517440000
ІТР	20800	70387200
Службовці	25600	18124800
МОП	11200	3360000
Разом за рік		920330400

### 5.3.3 Розрахунок затрат на інші витрати

Затрати на інші витрати визначаються у відсотках від суми затрат на амортизацію і зарплату:

$$S_{ин} = (S_a + S_{zn} + S_n) \cdot P_p,$$

де  $P_p = 14\%$ .

$$S_{ин} = (212115932,2 + 920330400 + 9731875689) \cdot 14\% = 1518652663 \text{ грн.}$$

### 5.3.4 Визначення собівартості відпущеної електроенергії

Калькуляційною одиницею на електростанції є собівартість 1 кВт·год енергії, відпущеної з шин станції.

Сумарні експлуатаційні витрати виробництва

$$S = S_a + S_{zn} + S_n + S_{ін}$$

$$S = 212115932,2 + 920330400 + 9731875689 + 1518652663 = 12382974684 \text{ грн.}$$

Собівартість відпущеної електроенергії:

$$C = S / E_{відп}$$

де  $E_{відп}$  – електроенергія, відпущена з шин станції за рік, МВт·год.

$$C = 12382974684 / 11538272 = 107,3209 \text{ коп/кВт·год}$$

Таблиця 5.4 – Розрахунок собівартості електроенергії

Елементи витрат	Сума річних витрат	Собівартість енергії	
		%	коп/кВт·год
Амортизація	212115932,2	1,7%	1,8384
Зарплата	920330400	7,4%	7,9763
Паливо	9731875689	78,6%	84,3443
Інші	1518652663	12,3%	13,1619
Разом	12382974684	100%	107,3209

## 5.4 Аналіз отриманих результатів

Таблиця 5.5 - Основні техніко-економічні показники ЕС

Потужність станції	1760	МВт
Склад обладнання	4x440	
Річний виробіток електроенергії	11538272,00	МВт·год
Коефіцієнт витрати електроенергії на ВП	6%	
Коефіцієнт обслуговування	1,600	чол./МВт
Кошторисна вартість промислового будівництва	1777600000	грн.
Питомі капітальні вкладення	1010	грн./кВт
Собівартість відпущеної електроенергії	107,3209	коп/кВт·год

## ВИСНОВКИ

У цій магістерській роботі розроблено електричну станцію типу АЕС із загальною потужністю 1760 МВт. Для станції обрано реактори ВВЕР-440, турбіни К-220-44 і турбогенератори ТВВ-220-2ЕУ3. Структурна схема станції включає блочні трансформатори ТЦ-630000/500 і ТДЦ-250000/110, а також два автотрансформатори типу АДЦТН-250000/500/110 для зв'язку між РПСН та РПВН.

Система власних потреб станції забезпечує надійне і безперебійне живлення усіх споживачів ВП та запуск генераторів. Живлення системи власних потреб реалізується через трансформатори ТДНС-16000/20 та резервні трансформатори ТРДНС-25000/110 та ТРДНС-2500/35, що гарантує безпечну роботу станції.

Електроенергія передається в систему на напрузі 500 кВ через 3 ПЛЕП, а місцеві споживачі живляться на напрузі 110 кВ через 7 ліній. Обидва розподільчі пристрої - відкриті розподільчі пристрої (ВРП).

Розрахунок струмів короткого замикання проведено з використанням методів еквівалентних ЕРС і типових кривих, а також розраховано термічну дію струмів КЗ.

Обрано струмоведучі частини, комутаційну та контрольню-вимірювальну апаратуру, розрядники, високочастотні загороджувачі та акумуляторну батарею.

Також враховані питання охорони праці та безпеки електростанцій і розраховали заземлення синхронного генератора, щоб забезпечити безпечну роботу станції.

В економічному розділі наведені техніко-економічні показники, в тому числі собівартість виробленої електроенергії та кошторисна вартість проектованої електростанції. Проаналізувавши результати, можна зробити висновок, що собівартість виробленої електроенергії становить

107 коп/кВт-год. Така електростанція є економічно доцільною, оскільки вартість електроенергії знаходиться в межах середньої вартості електроенергії для атомних електростанцій.

## СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. «Енергоатом» виробив 47,6% електроенергії в ОЕС України за 7 місяців 2023р. [Електронний ресурс]. URL: <https://expro.com.ua/novini/energoatom-virobiv-476-elektroenerg-v-oes-ukrani-za-7-msyacy-2023r>
2. Виробництво е/е в Україні у січні-квітні 2023 року зменшилося на 19,4%. [Електронний ресурс]. URL: <https://uaenergy.org/uk/posts/vyrobnytstvo-ee-v-ukraini-u-sichni-kvitni-2023-roku-zmenshylosia-na-194>
3. Електричне обладнання підстанцій систем електропостачання /[Орлович А.Ю., Плешков П.Г., Козловський О.А., Співак О.В., Котиш А.І.,Величко Т.В.]; М-во освіти і науки України, Центральноукр. нац. техн. ун-т.– Кропивницький : Видавець Лисенко В.Ф., 2019. – 272 с.
4. Проектування електричної частини електричних станцій : навчальний посібник / П. Д. Лежнюк, В. М. Лагутін, В. В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2009. – 194 с.
5. Тема № 2. СИНХРОННІ ГЕНЕРАТОРИ ТА КОМПЕНСАТОРИ. [Електронний ресурс]. URL: <https://iq.vntu.edu.ua/method/getfile.php?fname=30034.pdf&x=1>
6. Обслуговування турбо- та гідрогенераторів / В. М. Лагутін, В. В. Нетребський, В. В. Тептя. – Вінниця : ВНТУ, 2017. – 98 с.
7. Synchronous Generator – Construction and Working Principle. [Електронний ресурс]. URL: [Synchronous Generator – Construction and Working Principle \(tutorialspoint.com\)](https://www.tutorialspoint.com/synchronous-generator/)
8. Електричні системи і мережі. Частина 1: навчальний посібник / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський. – Вінниця : ВНТУ, 2020. – 203 с.
9. Експлуатація та режими роботи електростанцій: нормальні, допустимі і аномальні режими синхронних генераторів. [Електронний ресурс] : навч. посіб. для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та

електромеханіка» / КПІ ім. Ігоря Сікорського ; уклад.: Є. І. Бардик. – Електронні текстові дані (1 файл: 1.46Мбайт). – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. - 73 с.

10. Бондаренко Є. А., Кутін В. М., Лежнюк П. Д. Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Навчальний посібник. Вінниця, ВНТУ, 2018. 121 с.

11. ДСТУ 2293 2014 “Охорона праці. Терміни та визначення”.

Методичні вказівки до виконання магістерських кваліфікаційних робіт для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» (освітня програма «Електричні станції») [Електронний ресурс] / уклад.: П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, В. В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2023. – 96 с.

12. ПУЕ: Розділ 3.1. Правила улаштування електроустановок. Зміни та доповнення станом на 11.07.2016р.

13. Економіка і організація виробництва: навчальний посібник для здобувачів ступеня бакалавра за технічними та інженерними спеціальностями / Петренко К. В., Скоробогатова Н. Є. - К.: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2019. – 177 с.



## ДОДАТКИ

ДОДАТОК А – ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА  
НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Електрична частина атомної електростанції потужністю 1760 МВт з дослідженням особливостей синхронних генераторів

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота

(БДР, МКР)

Підрозділ кафедра електричних станцій та систем, факультет електроенергетики та електромеханіки

(кафедра, факультет)

**Показники звіту подібності Unicheck**

Оригінальність 94,99 % Схожість 5,01%

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

- 1. Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак плагіату.
- 2. Виявлені у роботі запозичення не мають ознак плагіату, але їх надмірна кількість викликає сумніви щодо цінності роботи і відсутності самостійності її виконання автором. Роботу направити на розгляд експертної комісії кафедри.
- 3. Виявлені у роботі запозичення є недобросовісними і мають ознаки плагіату та/або в ній містяться навмисні спотворення тексту, що вказують на спроби приховування недобросовісних запозичень.

Особа, відповідальна за перевірку \_\_\_\_\_

(підпис)

Вишневський С.Я.

(прізвище, ініціали)

Ознайомлені з повним звітом подібності, який був згенерований системою Unicheck щодо роботи.

Автор роботи \_\_\_\_\_

(підпис)

Богачук О.В.

(прізвище, ініціали)

Керівник роботи \_\_\_\_\_

(підпис)

Вишневський С.Я.

(прізвище, ініціали)

ДОДАТОК Б - Технічне завдання МКР

Міністерство освіти і науки України  
Вінницький національний технічний університет  
Факультет електроенергетики та електромеханіки  
Кафедра електричних станцій і систем

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)

---

(підпис)

" \_\_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 2023 р.

**ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ**

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи  
**Електрична частина атомної електростанції потужністю 1760 МВт з  
дослідженням особливостей синхронних генераторів**  
08-13.МКР.001.00.004 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н.

\_\_\_\_\_ Вишневський С.Я.

(підпис)

Магістр групи 1ЕС-22м

\_\_\_\_\_ Богачук О.В.

(підпис)

Вінниця 2023 р.

## **1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)**

а) актуальність досліджень обумовлена тим, що в умовах дефіциту енергоносіїв, а також гострого браку маневрених потужностей Україна повинна раціонально використовувати енергоресурси. Постає необхідність проектування та введення в експлуатацію нових електричних станцій. Оскільки електричні мережі енергосистем проектувалися і споруджувалися за умов централізованого електропостачання.

б) наказ ректора ВНТУ № 247 від 18 вересня 2023 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

## **2. Мета і призначення МКР**

а) мета – Проектування електричної частини теплової електростанції з дослідженням схемних рішень розподільних пристроїв;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

## **3. Джерела розробки**

Список використаних джерел розробки:

1. План розвитку системи передачі на 2020-2029 роки. Постанова НКРЕКП № 764 від 03.04.2020. 377 с.

2. П.Д. Лежнюк, В.М. Лагутін, К.І. Кравцов Проектування електричної частини електричних станцій. – Вінниця: ВДТУ 2008. – 167с.

## **4. Технічні вимоги до виконання МКР**

Передбачається спорудження атомної станції у західному регіоні України.

– технічне завдання : Електрична частина атомної електростанції потужністю 1760 МВт з дослідженням особливостей синхронних генераторів з чотирма агрегатами одиничною потужністю 440 МВт. В систему, приєднання до якої знаходиться на відстані 500 км, потужність віддається по ЛЕП 500 кВ.

– елементна база: електротехнічне обладнання, що має бути встановлено на АЕС, українського та зарубіжного виробництва (“Південномаш”, “Рівненський завод високовольтної апаратури”, “АВВ” та ін.)

– конструктивне виконання: компоновку та головну схему електростанції виконують згідно прийнятої системи використання енергії водотоку (оригінальне

рішення).

– показники технологічності: проектування АЕС, монтаж та експлуатація електрообладнання мають виконуватися відповідно до вимог ПУЕ та ПТЕ.

– технічне обслуговування і ремонт: експлуатація, технічне обслуговування та ремонт обладнання буде здійснювати оперативний та ремонтний персонал станції.

### **5. Економічні показники**

Визначити основні техніко-економічні показники роботи електростанції і на основі їх аналізу зробити висновок про доцільність спорудження такої станції.

### **6. Етапи МКР та очікувані результати**

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	18.09.23	20.09.23	формування технічного завдання
2	Техніко-економічне обґрунтування проектування АЕС	21.09.23	25.09.23	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Електротехнічна частина	26.09.23	01.11.23	розділ 2
4	Дослідження схем розподільних пристроїв	02.11.23	20.11.23	розділ 3
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	21.11.23	25.11.23	розділ 4
6	Техніко-економічна частина	26.11.23	28.11.23	розділ 5
7	Оформлення пояснювальної записки	29.11.23	01.12.23	пояснювальна записка
8	Виконання графічної частини та оформлення презентації	02.12.23	04.12.23	плакати, презентація

### **7. Матеріали, що подаються до захисту МКР**

Пояснювальна записка МКР, ілюстративні матеріали, відгук наукового керівника, відгук рецензента, протоколи складання державних іспитів, анотації до МКР українською та іноземною мовами.

## **8. Порядок контролю виконання та захисту МКР**

Виконання етапів розрахункової документації МКР контролюється науковим керівником згідно зі встановленими термінами. Захист МКР відбувається на засіданні Державної екзаменаційної комісії, затвердженою наказом ректора.

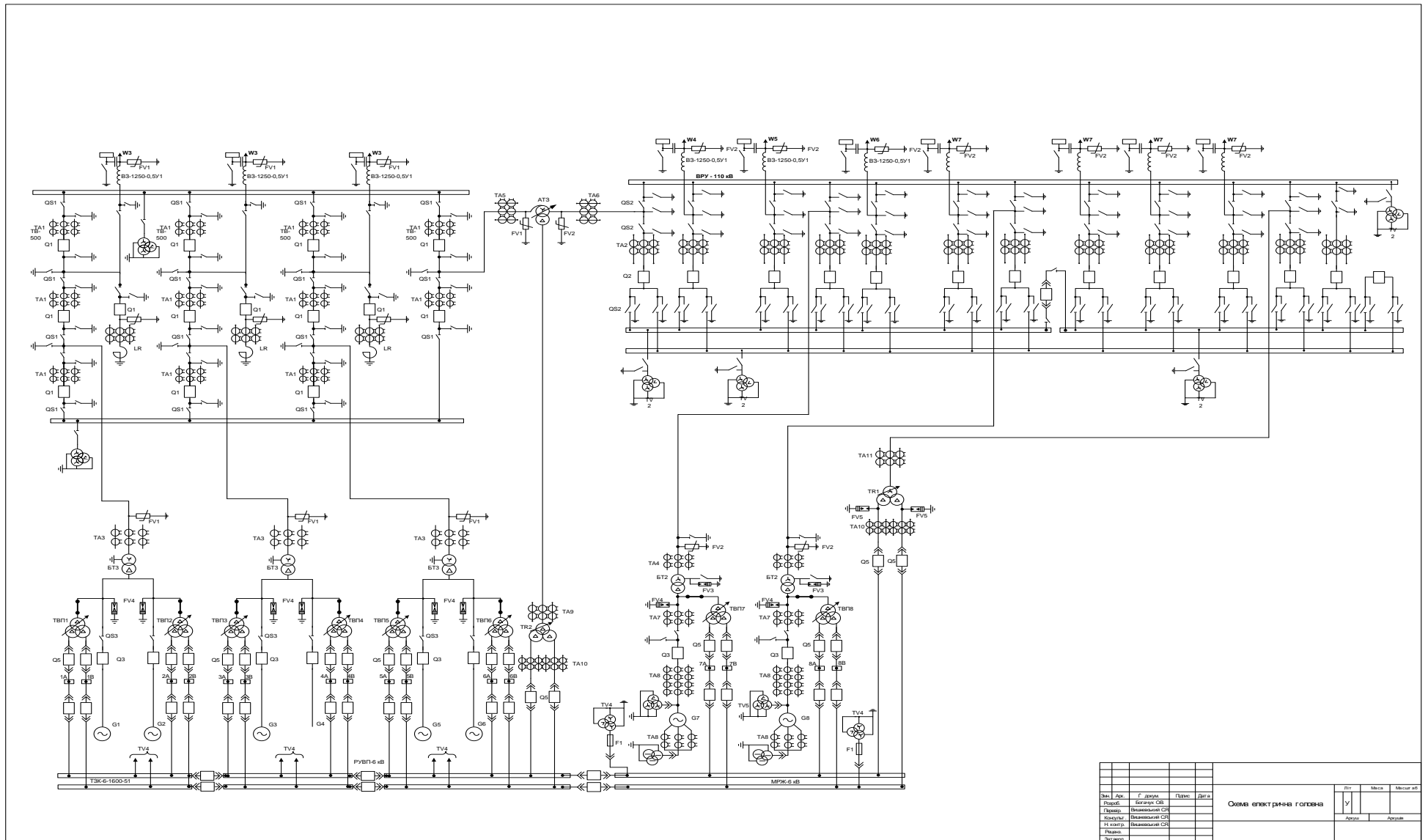
## **9. Вимоги до оформлення МКР**

Вимоги викладені в «Положенні про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:2, 2021р.

**10. Вимоги щодо технічного захисту інформації в МКР з обмеженим доступом**

Відсутні.

# ДОДАТОК В - Головна схема електричних з'єднань 1760 МВт (4хВВЕР-440)



Знак	Апр.	Г. дораб.	Підпис	Дата	Лист	Місяц	Місяць кін.
Розроб.		Богдан С.В.			У		
Провер.		Виконаний С.В.					
Коректур.		Виконаний С.В.					
Н. конст.		Виконаний С.В.					
Рисув.							
З'яв. маш.							

Схема електрична головна

ДОДАТОК Г - ПРЕЗЕНТАЦІЯ ДО МАГІСТЕРСЬКОЇ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ



Вінницький національний технічний університет  
Факультет електроенергетики та електромеханіки

Кафедра електричних станцій і систем

**ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА АТОМНОЇ  
ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ 1760 МВТ З  
ДОСЛІДЖЕННЯМ ОСОБЛИВОСТЕЙ  
СИНХРОННИХ ГЕНЕРАТОРІВ**

Керівник роботи: к.т.н., доцент. каф. ЕСС

Вишневський С.Я.

Виконав: студент групи 1ЕС-22м

Богачук О.В.





- **Актуальність.** Електроенергетичний сектор України є фізично та морально застарілим. Понад 40% електростанцій відпрацювали свій термін експлуатації. Енергетичний сектор розвивається останнім часом, в основному завдяки введенню в експлуатацію атомних електростанцій. АЕС України – це базова постійна генерація. Частка у загальній структурі виробництва електричної енергії найбільша, в останні декілька років становила близько 53%. Ці станції не в змозі оперативно збільшувати/зменшувати виробництво електроенергії. Сплески споживання, денні й сезонні коливання здійснюються так званими маневровими потужностями – гідро- і тепловими електростанціями.
- Близько 90% електроенергії в світі виробляється синхронними генераторами. Зараз на електричних станціях, в експлуатації знаходиться велика кількість, турбо- та гідрогенераторів які відпрацювали чимало років. Але заміна відпрацьованого електричного обладнання на нове для подальшої надійної та безперебійної, а також безпечної передачі електроенергії ускладнена відсутністю коштів. Тому актуальною стає задача розробки нових технічних умов використання.

**Метою роботи** є проектування АЕС з реакторами ВВЕР-440 та аналіз конструктивних особливостей турбо- та гідрогенераторів, а також їх систему охолодження.

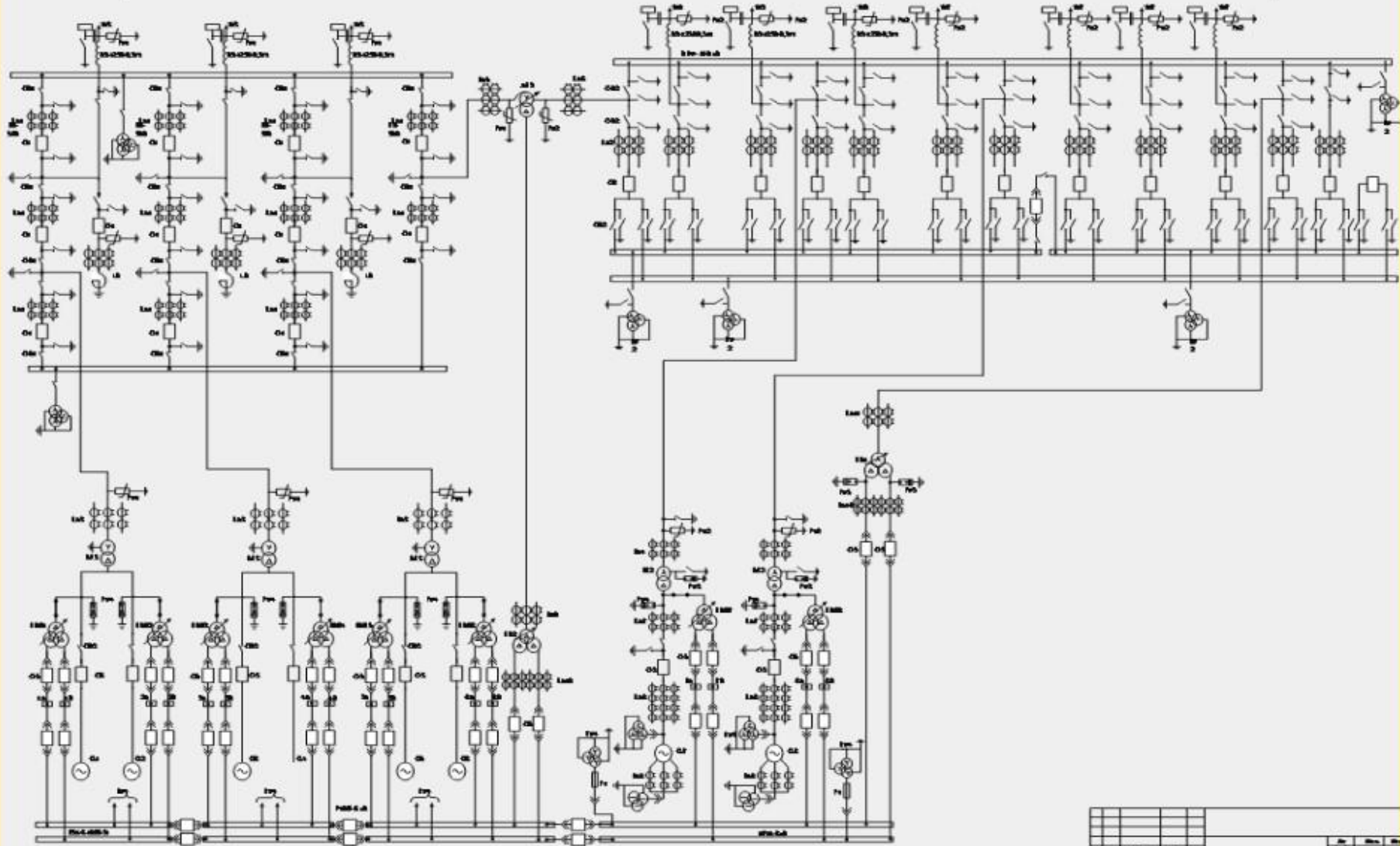
• Відповідно до цієї мети, у цьому дослідженні вирішуються такі **основні завдання**:

- -аналіз та дослідження конструктивних характеристик гідрогенераторів і турбогенераторів, методів охолодження;
- -дослідження особливостей режимів роботи синхронних генераторів;
- -проектування головної схеми електричних з'єднань АЕС;
- -розрахунок основних техніко-економічних показників АЕС.

**Об'єктом дослідження** даної магістерської роботи є АЕС, яка включає схеми, компоненти, обладнання та системи, що необхідні для надійної та ефективної роботи при великому промисловому навантаженні. Дослідження включає аналіз та оптимізацію схем, визначення оптимальних параметрів і режимів роботи з метою забезпечення надійності, ефективності та економічності.

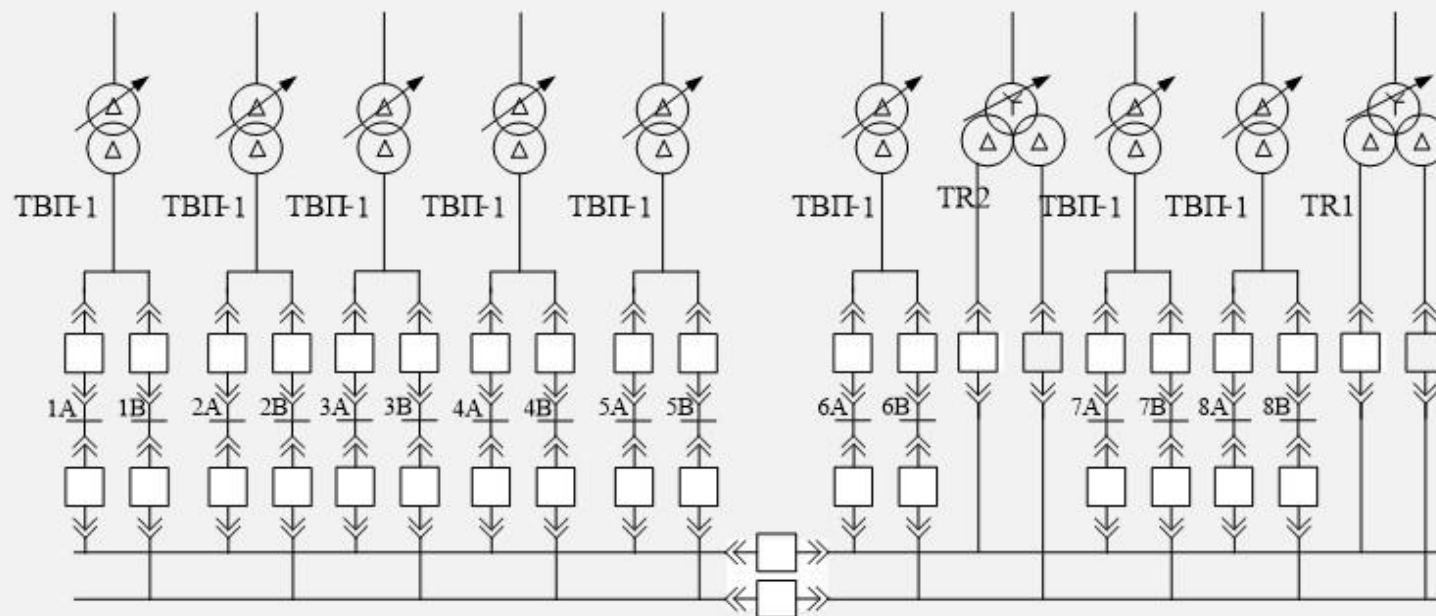
**Предметом дослідження** – є проектування електричної частини атомної електростанції та вивченні особливостей синхронних генераторів

# Головна схема електричних з'єднань 1760 МВт (4ХВВЕР-440)



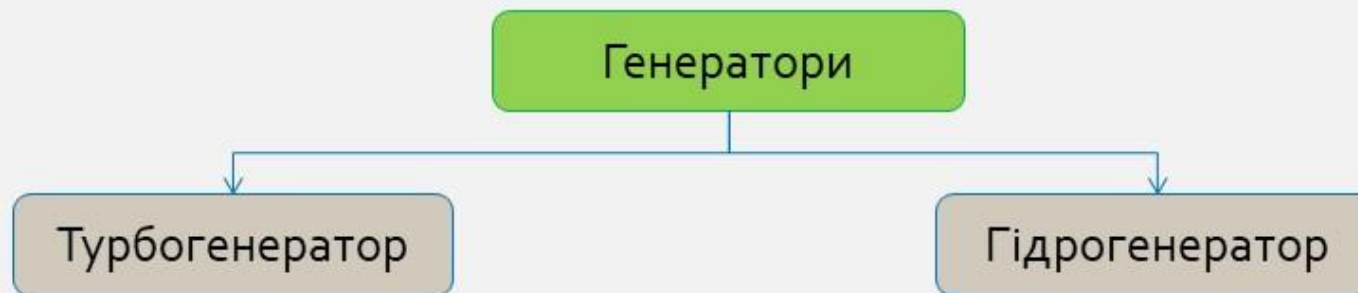
№ п/п	Назва	Масштаб	Дата	Висновок
1	Виконано			
2	Перевірено			
3	Відкориговано			
4	Затверджено			

# СХЕМА ВЛАСНИХ ПОТРЕБ



Синхронні генератори є основою електрообладнання електростанцій, тобто практично вся електроенергія виробляється синхронними генераторами. Питома потужність сучасних синхронних генераторів досягає мільйона кіловат і більше.

На електростанціях для виробництва змінного струму в якості первинних (приводних) двигунів синхронних генераторів в основному використовуються три типи двигунів: парові турбіни, гідравлічні турбіни або двигуни внутрішнього згоряння (дизелі). Використання будь-якого з цих двигунів докорінно впливає на конструкцію синхронного генератора.



# ТУРБОГЕНЕРАТОР

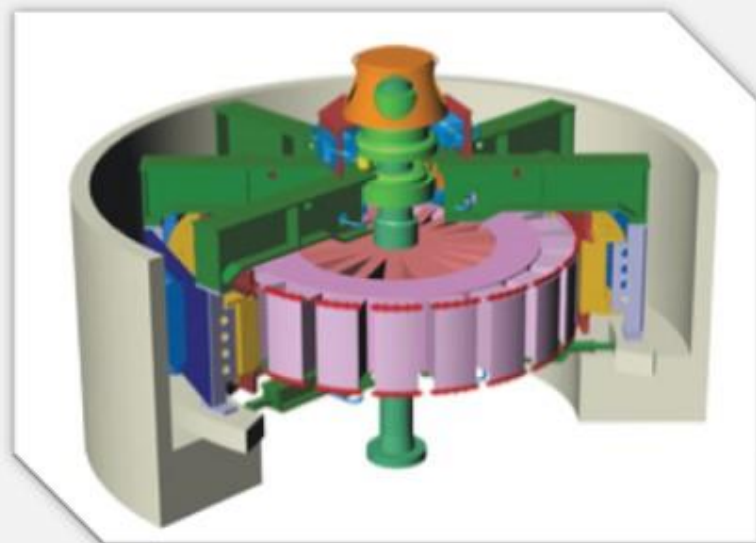
- Турбогенератор - електричний синхронний генератор змінного трифазного струму з приводом від парової або газової турбіни.
- Частота обертання ротора 3000 - 1500 об/хв.
- Охолодження повітряне, масляне, водневе, водяне, комбіноване.



# ТУРБОГЕНЕРАТОР



# ГІДРОГЕНЕРАТОР





# СТАТОР ТУРБОГЕНЕРАТОРА



# СТАТОР ГІДРОГЕНЕРАТОРА



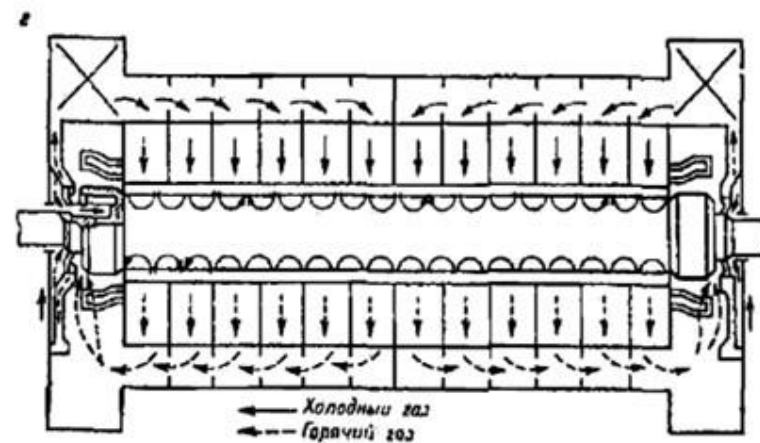
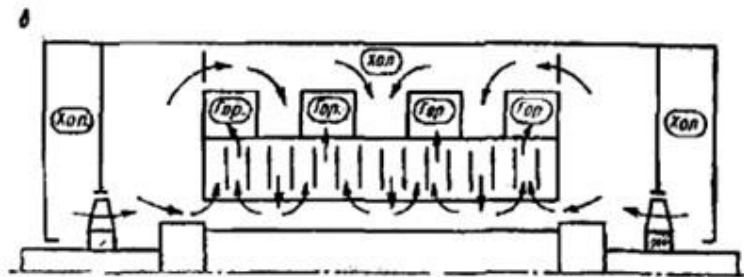
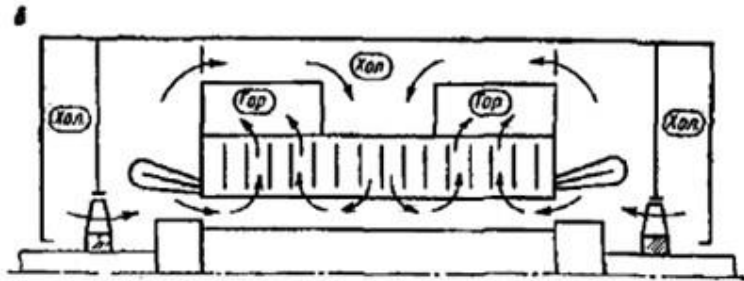
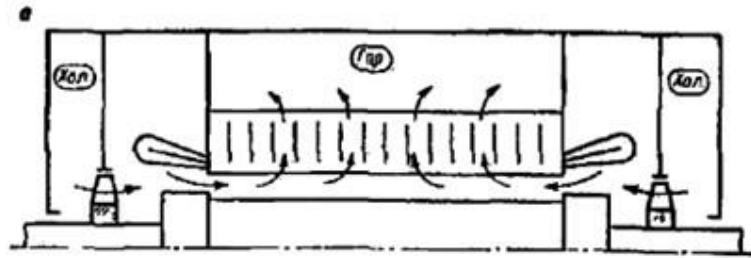
# РОТОР ТУРБОГЕНЕРАТОРА



# РОТОР ГІДРОГЕНЕРАТОРА



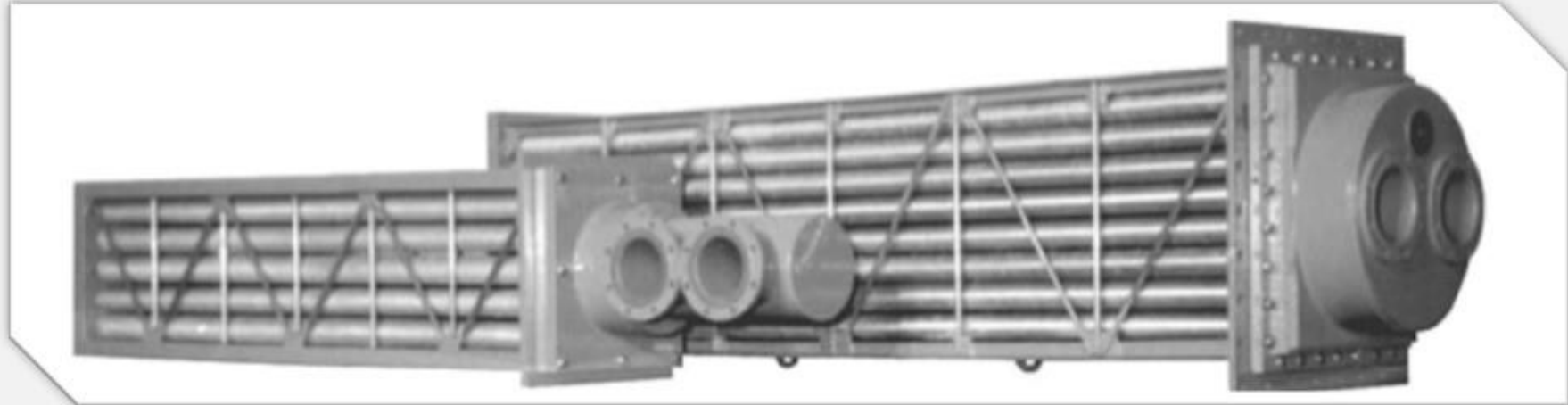
# СХЕМА ВЕНТИЛЯЦІЇ ТУРБОГЕНЕРАТОРА



- а – одноструменева;
- б – двоструменева;
- в – чотирьохструменева;
- г – радіально-тангенціальна

## ПОВІТРЯНЕ ОХОЛОДЖЕННЯ

- Виготовляються такі агрегати навантаженням в 2,5; 4; 6; 12 і 20 МВт. Конструкція таких пристроїв здійснюється закритим типом. Самовентиляція забезпечується по закритому циклу. Обертання повітря в турбогенераторі відбувається завдяки вентиляторам, які закріплюються з обох сторін всередині ротора. Для того, щоб уникнути проникнення пилу всередину, на валу є спеціальні повітряні ущільнювачі. А витік повітря компенсується завдяки його подачі із зовнішнього середовища.
- Для охолодження нагрітого повітря призначений повітро-охолоджувач, трубками якого безперервно циркулює вода.



## Водневе охолодження

- В атмосфері водню завдяки його високій теплопровідності практично зникають температурні перепади в пазових включених в ізоляції і пазах машини; знижується перевищення температури міді обмоток по відношенню до водню, що дозволяє збільшити струмові навантаження при незмінних розмірах активних частин; надійніше працює ізоляція обмотки статора, тому що озон, що руйнує ізоляцію, не утворюється.
- Поряд з перевагами, системи з водневим охолодженням, мають і істотні недоліки, перш за все через вибухонебезпечність суміші водню і повітря. Тому всередині корпусу необхідно підтримувати тиск водню, що перевищує атмосферний для запобігання потрапляння повітря в машину. Це призводить до майже подвійного збільшення маси корпусу і зовнішніх щитів ТГ з водневим охолодженням в порівнянні з ТГ, що охолоджується повітрям.

## Водяне охолодження

- Обмотки ротора і статора пристроїв такого типу охолоджуються за допомогою безпосередньої подачі води. Сталь сердечника статора охолоджується за допомогою спеціально призначених охолоджувачів. Повітря, що заповнює сам генератор, охолоджується водою.
- Турбогенератори серії ТЗВ з повністю водяним охолодженням, тобто, обмотки статора, ротора і сердечник охолоджуються дистильованою водою. Застосування водяного охолодження замість водневого дозволяє зменшити перевищення температури обмоток і знизити втрати в каналах охолодження на 15-20%. Зменшення цих втрат, а також обсягу машини з водяним охолодженням дозволяє забезпечити високі експлуатаційні показники: ККД (98,86%), стійкість, розширення діапазону допустимих навантажень, запас потужності по нагріванню.



# ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ СТАНЦІЇ

Таблиця 1 – Розрахунок собівартості електроенергії

Елементи витрат	Сума річних витрат	Собівартість енергії	
		%	<u>коп/кВт·год</u>
Амортизація	212115932,2	1,7%	1,8384
Зарплата	920330400	7,4%	7,9763
Паливо	9731875689	78,6%	84,3443
Інші	1518652663	12,3%	13,1619
Разом	12382974684	100%	107,3209

Таблиця 2 - Основні техніко-економічні показники ЕС

Потужність станції	1760	МВт
Склад обладнання	4x440	
Річний виробіток електроенергії	11538272,00	<u>МВт·год</u>
Коефіцієнт витрати електроенергії на ВП	6%	
Коефіцієнт обслуговування	1,600	<u>чол./МВт</u>
Кошторисна вартість промислового будівництва	1777600000	грн.
Питомі капітальні вкладення	1010	грн./кВт
Собівартість відпущеної електроенергії	107,3209	<u>коп/кВт·год</u>

## ВИСНОВКИ

В даній магістерській роботі було спроектовано електричну частину АЕС потужністю 1760 МВт з енергетичними реакторами 4xВВЕР-440.

Було розглянуто режими роботи синхронних генераторів, принцип роботи турбо та гідрогенераторів, відмінності їх конструкції. Детально розглядалися режими роботи такі як. Пускові режими: частотний розворот, синхронізація синхронних машин, спосіб точної синхронізації, спосіб самосинхронізації та робочі режими роботи. Також було здійснено розрахунок заземлення синхронного генератора, щодо безпечної експлуатації об'єкта.

ДЯКУЮ ЗА УВАГУ