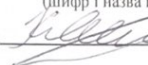


Вінницький національний технічний університет
 Факультет електроенергетики та електромеханіки
 Кафедра електричних станцій і систем

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
 на тему:
**«Електрична частина конденсаційної електростанції потужністю 1700
 МВт з дослідженням питання якості електроенергії»**

Виконав: студент 2-го курсу, групи 2ЕС-22м
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
Освітня програма «Електричні станції»


(цифра і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Конопко Я.О.
 (прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС


Вишневський С.Я.
 (прізвище та ініціали)

« 05 » 20 09 23 2023 р.

Опонент:


 к.т.н., доцент каф. ЕССЕМ ВІННИЦЬКОГО НТУ,
 (прізвище та ініціали)
 « 13 » 12 2023 р.

Допущено до захисту
 Завідувач кафедри ЕСС


д.т.н., проф. Комар В. О.
 (прізвище та ініціали)

« 04 » 20 09 23 2023 р.

Вінниця ВНТУ - 2023 рік

Вінницький національний технічний університет
 Факультет електроенергетики та електромеханіки
 Кафедра електричних станцій та систем
 Рівень вищої освіти II-й (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 Комар В. О.

В. О. Комар
 18 вересня 2023 року



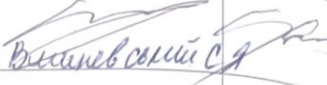
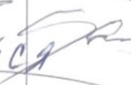
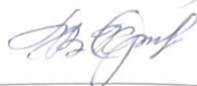

ЗАВДАННЯ НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

_____ Конопко Ярослав Олегович _____

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Електрична частина конденсаційної електростанції потужністю 1700 МВт з дослідженням питання якості електроенергії»
керівник роботи к.т.н., доцент ЕСС Вишневський С.Я.
 затверджена наказом вишого навчального закладу від 18.09.2023 року № 247
2. Строк подання студентом роботи 05 грудня 2023 року
3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Енергетична стратегія України на період 2030 р. від 17 серпня 2017 р. № 145-р Київ : Розпорядження // Кабінет міністрів України. – 2017. – С. 75; Плачкова С. Г. Енергетика. Історія, сучасність, майбутнє. [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://energetika.in.ua/ua/books/book-3/part-2/section-6>. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів. Відстань до енергосистеми 250 км; максимальна потужність, що віддається в систему 1160 МВт; максимальна потужність, що віддається в район 370 МВт; номінальна потужність системи 17000 МВА; номінальний опір системи 0,08 в.о.; номінальна напруга системи 500кВ
4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Техніко-економічне обґрунтування проектування КЕС. 2. Електротехнічна частина. 3. Питання якості електроенергії. 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. Головна схема електричних з'єднань станції. 2. План та поперечний розріз ВРУ-500 кВ. 3. Схема власних потреб 6 і 0,4 кВ. 4. Схема установки постійного струму. 5. Показники якості електроенергії. 6. Техніко-економічні показники станції.

6. Консультанти розділів роботи

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

7. Дата видачі завдання 18 вересня 2023 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

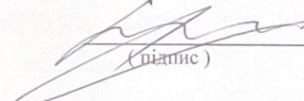
№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	
		початок	кінець
1	Розроблення технічного завдання	18.09.23	20.09.23
2	Техніко-економічне обґрунтування проектування АЕС	21.09.23	25.09.23
3	Електротехнічна частина	26.09.23	01.11.23
4	Дослідження питань якості електроенергії	02.11.23	20.11.23
6	Техніко-економічна частина	21.11.23	25.11.23
7	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	26.11.23	28.11.23
8	Оформлення пояснювальної записки	29.11.23	01.12.23
9	Виконання графічної частини та оформлення презентації	02.12.23	04.12.23
	Рецензування МКР	18.09.23	20.09.23
	Захист МКР	21.09.23	25.09.23

Студент


(підпис)

Конопко Я.О.

Керівник роботи


(підпис)

Вишневецький С.

ЗМІСТ

Анотація.....	5
Annotation.....	7
Вступ.....	9
1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ.....	11
2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА.....	13
2.1 Графіки електричних і теплових навантажень.....	13
2.2 Вибір потужності та типів турбін, генераторів і парогенераторів.....	18
2.3 Зв'язок системи з електричною станцією.....	19
2.4 Вибір електричної схеми станції.....	20
2.5 Вибір силових трансформаторів.....	21
2.6 Підбір конфігурації розподільчих пристроїв.....	24
2.7 Розрахунок струмів короткого замикання для вибору апаратури та струмопровідних частин.....	28
2.8 Вибір комутаційної апаратури.....	45
2.9 Вибір шин вrp, грп та ртвп.....	46
2.10 Вибір вимірювальних трансформаторів.....	51
2.11 Вибір апаратури для обмеження перенапруг та високочастотних загороджувачів.....	54
2.12 Вибір акумуляторної батареї.....	55
3 ДОСЛІДЖЕННЯ ПАРАМЕТРІВ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ТА ПАРАМЕТРІВ РЕЖИМІВ.....	61
3.1 Режими.....	61
3.2 Параметри якості електроенергії.....	62
3.2.1 Відхилення частоти.....	63
3.2.2 Відхилення напруги.....	64
3.2.3 Коливання напруги.....	68
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ...70	70
4.1 Нормативна база.....	70
4.2 Проведемо розрахунок системи заземлення для	

високовольтних розподільчих пристроїв (ВРП).....	72
4.3 Розрахунок блискавкозахисту для ВРП високої напруги.....	74
4.4 Визначення області працездатності релейного захисту та автоматики в умовах дії сейсмічних хвиль.....	76
4.5 Розробка заходів по підвищенню стійкості роботи електричної частини ТЕС у надзвичайних ситуаціях.....	78
5 РОЗРАХУНОК ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ КЕС.....	80
5.1 Техніко-економічне обґрунтування проектування даної станції.....	80
5.2 Визначення кошторисної вартості проектованої ТЕС.....	80
5.3 Розрахунок собівартості електроенергії на станції.....	82
Висновки.....	87
Список використаної літератури.....	89
Додаток А Протокол перевірки плагіат.....	91
Додаток Б Технічне завдання.....	92
Додаток В Презентація.....	96

АНОТАЦІЯ

Конопко Я.О. Електрична частина конденсаційної електростанції потужністю 1700 МВт з дослідженням питання якості електроенергії. Магістерська робота./ Вінниця: ВНТУ, 2023 – 90 с./ На Укр. мові. Рис. 27 , таб 22 , бібліогр. 15 назв.

Магістерська дипломна робота Конопко Я.О. розглядає електричну частину конденсаційної електростанції з потужністю 1700 МВт, приділяючи увагу вивченню проблем якості електроенергії. Робота складається з п'яти розділів, що охоплюють електричні системи станції, економічні аспекти та аспекти охорони праці в надзвичайних ситуаціях.

У вступі обґрунтована актуальність теми, визначені мета і завдання дослідження. Розділ "Техніко-економічне обґрунтування" включає аналіз проектування теплової електростанції.

"Електротехнічна частина" розглядає ключові аспекти проектування електричної частини теплової електростанції, включаючи графіки електричних і теплових навантажень, вибір обладнання, головну схему електричних з'єднань, електричні схеми станції, розрахунок струмів короткого замикання, розрахунок термічної дії струмів короткого замикання, вибір комутаційного обладнання, струмоведучих частин та вимірювальних трансформаторів.

"Параметри якості електроенергії" досліджує вплив різних параметрів на надійність та вартість капітального будівництва, розглядаючи заходи для покращення якості електроенергії.

"Розрахунок техніко-економічних показників КЕС" включає розрахунок техніко-економічних параметрів теплової електростанції, а також аналіз техніко-економічного обґрунтування проектування, кошторисної вартості, собівартості електроенергії та відпущеної електроенергії.

У розділі "Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях" розглядаються питання безпеки на тепловій електростанції, включаючи

нормативну базу, вимоги до кваліфікації персоналу, розрахунок блискавкозахисту та заземлення для високовольтних розподільних пристроїв, область працездатності релейного захисту та автоматики в умовах сейсмічних хвиль, та заходи по підвищенню стійкості роботи електричної частини електростанції у надзвичайних ситуаціях.

Магістерська дипломна робота надає інтегрований погляд на проектування електричної частини теплової електростанції, зосереджуючись на дослідженні питань якості електроенергії. Отримані результати сприятимуть вдосконаленню проектування та функціонування теплових електростанцій, забезпечуючи ефективну та безпечну експлуатацію електричної частини станцій в різних умовах.

Ключові слова: тепла електростанція, енергетична безпека, ефективність, економічність, техніко-економічний аналіз, схеми розподільних пристроїв, генерація електроенергії, питання якості електроенергії.

ANNOTATION

Konopko Y.O. Electrical part of a 1700 MW condensing power plant with a study of electricity quality issues. Master's thesis. Vinnytsia: Vinnytsia National Technical University, 2023 - 90 p. In Ukrainian. Fig. 27, Table 22, Bibliography 15 titles.

Master's thesis by Konopka Y.O. explores the electrical component of a condensation power plant with a capacity of 1700 MW, focusing on the study of electrical energy quality issues. The thesis consists of five sections covering the station's electrical systems, economic aspects, and occupational safety aspects in emergency situations.

The introduction justifies the relevance of the topic and defines the research objectives. The section "Technical and Economic Justification" includes an analysis of the design of the thermal power plant.

The "Electrotechnical Part" examines key aspects of designing the electrical component of a thermal power plant, including graphs of electrical and thermal loads, equipment selection, main electrical connection scheme, electrical station diagrams, calculation of short-circuit currents, calculation of thermal effects of short-circuit currents, selection of switching equipment, current-carrying parts, and measuring transformers.

"Parameters of Electrical Energy Quality" investigates the impact of various parameters on reliability and the cost of capital construction, considering measures to improve the quality of electrical energy.

"Calculation of Technical and Economic Indicators of the Power Plant" involves calculating various technical and economic parameters of the thermal power plant, along with an analysis of the technical and economic justification of the design, cost estimation, cost of electricity production, and the cost of released electricity.

In the section "Occupational Safety and Emergency Situations," issues of

safety at the thermal power plant are discussed, including the regulatory framework, qualifications requirements for personnel, calculation of lightning protection and grounding for high-voltage distribution devices, determination of the operability area of relay protection and automation in seismic conditions, and measures to enhance the stability of the electrical component's operation in emergency situations.

In conclusion, the master's thesis provides an integrated overview of the design of the electrical component of a thermal power plant, with a particular focus on researching electrical energy quality issues. The obtained results will contribute to improving the design and operation of thermal power plants, ensuring efficient and safe operation of the electrical component under various operating conditions.

Keywords: thermal power plant, energy security, efficiency, economic viability, technical and economic analysis, distribution device schemes, electricity generation, electrical energy quality issues.

ВСТУП

Енергетика є важливою галуззю виробництва електроенергії, що гарантує сталу та ефективну роботу у багатьох країнах світу. Використання теплових електростанцій (ТЕС) вирішує завдання енергетичної безпеки та балансування.

Дана дослідницька робота спрямована на вивчення проектування електричної частини ТЕС з урахуванням якості електроенергії. Аналізуються питання, пов'язані з параметрами якості, ефективним використанням ресурсів та економічною доцільністю виробництва електроенергії.

Особлива увага приділяється Україні, де планується будівництво нових ТЕС. З урахуванням значного промислового обсягу країни, Україні потрібне стабільне та надійне джерело електроенергії, переважно базових, а не альтернативних електростанцій.

Робота включає аналіз використання електростанцій у світі, огляд загальних тенденцій, кількісних показників та прогнозів зростання кількості електростанцій, з виділенням лідерів галузі.

Методологія ґрунтується на аналізі наукових джерел, стандартів, технічних звітів та документів, що забезпечує наукову обґрунтованість та достовірність результатів.

Актуальність.

Зростання попиту на електроенергію, обмеження резервів традиційних ресурсів та зменшення викидів парникових газів ставлять під загрозу енергетичну безпеку. Україна також має свої виклики через потребу в стабільному та доступному джерелі електроенергії.

Дослідження схем проектування електростанцій є важливим, оскільки надійна робота систем електропостачання – критичний чинник для безперебійного функціонування та підтримки енергетичної безпеки [1].

Мета та Завдання дослідження

Мета – проектування електричної частини ТЕС з дослідженням якості електроенергії. Завдання включають визначення параметрів та розробку систем для надійної роботи станції при великому промисловому навантаженні.

Задачі Дослідження:

1. Вивчення елементів електричної частини ТЕС.
2. Аналіз технічних вимог та стандартів.
3. Визначення оптимальних схем та параметрів електричної частини.
4. Проведення чисельних експериментів та аналіз результатів.

Об'єкт та Предмет Дослідження

Об'єкт – електрична частина ТЕС. Предмет – проектування та якість електроенергії.

Особистий внесок здобувача. Усі результати, які складають основний зміст магістерської роботи, отримані автором самостійно.

1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ

В умовах постійного зростання потреби в електроенергії та стратегічної важливості енергетичного сектору для розвитку країни виникає необхідність ретельного техніко-економічного аналізу та обґрунтування будівництва теплової конденсаційної електростанції (КЕС) в Україні.

Висока ступінь індустріалізації та розвиток промислового сектору в Україні підкреслює потребу у стабільних джерелах електроенергії. КЕС вважається ефективним та екологічно безпечним рішенням для забезпечення постійного та надійного електропостачання [2].

Враховуючи зростання енергопотреб, КЕС із потужністю 1700 МВт може забезпечити необхідний обсяг електроенергії. Використання сучасних технологій та матеріалів забезпечить стабільну роботу електростанції та знизить ймовірність аварій.

Вплив Параметрів якості електроенергії на роботу електроенергетичної системи.

У сучасних умовах функціонування електроенергетичних систем важливою аспектом є забезпечення високої якості електроенергії. Параметри якості електроенергії включають різноманітні характеристики, такі як напруга, частота, гармоніки та інші показники, які мають значущий вплив на стабільність та ефективність роботи електроенергетичних систем.

Перш за все, напругові коливання можуть впливати на функціонування споживачів, особливо тих, які використовують точні електронні пристрої. Відхилення від стандартних значень напруги може призводити до неправильної роботи обладнання та збитків у виробництві.

Додатково, частотні коливання можуть впливати на синхронізацію електромеханічних систем. Стабільність частоти є критичною для збереження балансу між виробництвом та споживанням електроенергії.

Проблеми гармонічних спотворень також можуть виникнути внаслідок використання нелінійних електричних навантажень. Гармоніки можуть

призводити до перегріву обладнання та зниження ефективності електроенергетичної системи.

Таким чином, вивчення та контроль параметрів якості електроенергії є важливим завданням для забезпечення стабільності та ефективності роботи електроенергетичних систем. Розуміння впливу цих параметрів дозволяє розробляти ефективні заходи для покращення та оптимізації функціонування систем живлення.

Економічні переваги.

1. Ефективність Виробництва. КЕС має високий коефіцієнт корисної дії, що призводить до зниження витрат на виробництво електроенергії.

2. Стійкість до Змін. Зменшення залежності від імпорتنих джерел енергоресурсів дозволяє уникнути впливу коливань цін на ринку.

Екологічний Аспект

КЕС, як сучасний та чистий джерело енергії, сприяє зменшенню викидів шкідливих речовин у атмосферу, що відповідає сучасним стандартам екологічної безпеки.

Соціальний Вплив – це створення нових робочих місць та розвиток енергетичного сектору сприятимуть економічному зростанню та соціальній стабільності в регіоні.

На основі аналізу технічних, економічних та екологічних аспектів слід рекомендувати реалізацію проекту з будівництва КЕС в Україні. Це сприятиме не лише забезпеченню енергетичних потреб країни, а й сприятиме сталому розвитку та зменшенню негативного впливу на довкілля.

2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Графіки електричних і теплових навантажень

Графіки електричних навантажень виражені у відсотках від максимальної потужності системи P_{CMAX} та району P_{PMAH} .

Покажемо приклад розрахунку для інтервалу часу «0-6» і пори року «зима» для місцевого району.

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

$$P_{\text{ct}} = \frac{P'_{\text{ct}} \cdot P_{\text{CMAH}}}{100}, \quad (2.2)$$

де P_{PMAH} , P_{CMAH} - максимальне навантаження відповідно місцевого району та системи, МВт;

P'_{pt} , P'_{ct} - навантаження відповідно місцевого району та системи, %,

$$P_{\text{pt}} = \frac{53 \cdot 350}{100} = 185,5 \text{ (МВт)},$$

$$P_{\text{ct}} = \frac{74 \cdot 1000}{100} = 740 \text{ (МВт)}.$$

Передача електроенергії пов'язана з втратами, які поділяються на постійні $\Delta P'_p$, 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 [3]:

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

б) в мережах системи: $\Delta P'_{1c} = (0,02 - 0,03)$, $\Delta P''_2 = (0,14 - 0,16)$;

Приймаємо $\Delta P'_1 = 0,01$, $\Delta P'_2 = 0,06$, $\Delta P''_1 = 0,02$; $\Delta P''_2 = 0,14$.

Постійні витрати в мережах місцевого району:

$$\Delta P_{1p} = \Delta P'_p \cdot P_{p \max}, \quad (2.3)$$

$$\Delta P_{1p} = 0,01 \cdot 350 = 3,5 \text{ (МВт)}.$$

Постійні витрати в мережах системи:

$$\Delta P_{1c} = \Delta P'_c \cdot P_{c \max}, \quad (2.4)$$

$$\Delta P_{1c} = 0,02 \cdot 1000 = 20 \text{ (МВт)}.$$

Змінні витрати в мережах місцевого району:

$$\Delta P_{2p} = \Delta P''_2 \cdot \frac{P_{pt}^2}{P_{p \max}}, \quad (2.5)$$

$$\Delta P_{2p} = 0,06 \cdot \frac{185,5^2}{350} = 5,9 \text{ (МВт)}.$$

Змінні витрати в мережах системи:

$$\Delta P_{2c} = \Delta P''_2 \cdot \frac{P_{ct}^2}{P_{c \max}}, \quad (2.6)$$

$$\Delta P_{2c} = 0,14 \cdot \frac{740^2}{1000} = 76,66 \text{ (МВт)}.$$

Сумарна потужність, яка віддається у місцевий район:

$$P_{рв\text{ід}} = P_{pt} + \Delta P_{1p} + \Delta P_{2p}, \quad (2.7)$$

$$P_{рв\text{ід}} = 185,5 + 3,5 + 5,9 = 194,9 \text{ (МВт)}.$$

Сумарна потужність, яка віддається у систему:

$$P_{св\text{ід}} = P_{ct} + \Delta P_{1c} + \Delta P_{2c}, \quad (2.8)$$

$$P_{св\text{ід}} = 740 + 20 + 76,66 = 836,66 \text{ (МВт)}.$$

Сумарна потужність, що віддається з шин станції:

$$P_{в\text{ідт}} = P_{рв\text{ід}} + P_{св\text{ід}}, \quad (2.9)$$

$$P_{в\text{ідт}} = 185,5 + 836,66 = 1031,56 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, що віддається на власні потреби станції [3]:

$$P_{вп.t} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{P_{в\text{ідт}.t}}{P_{вст}} \right) \cdot \frac{P'_{вп} \cdot P_{в\text{ідт}.max}}{100}, \quad (2.10)$$

$$P_{\text{вп.т}} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{1031,56}{1700} \right) \cdot \frac{6 \cdot 1530,58}{100} = 73,14 \text{ (МВт)}.$$

де $P_{\text{вст}}$ - встановлена потужність станції, наведена в завданні;

$P'_{\text{вп}}$ - максимальне навантаження власних потреб, відносно встановленої потужності електростанції по [1], ($P'_{\text{вп}} = 6\%$).

Потужність, що виробляється генераторами:

$$P_{\text{вир}} = P_{\text{від}} + P_{\text{вп}}, \quad (2.11)$$

$$P_{\text{вир}} = 1031,56 + 70,17 = 1101,73 \text{ (МВт)}.$$

Відповідно до вказаного алгоритму проводиться розрахунок графіків електричних навантажень для зимового та літнього періодів доби. Отримані результати фіксуються в таблиці. 2.1.

Таблиця 2.1 – Добові графіки 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	53	58	92	85	95	99	88	65
	літо	50	52	88	80	90	94	83	60
Навантаження місцевого р-ну, МВт	зима	185,5	203	322	297,5	332,5	346,5	308	227,5
	літо	175	182	308	280	315	329	290,5	210
Постійні втрати потужності в мережах місцевого р-ну, МВт	зима	3,5							
	літо								
Змінні втрати потужності в мережах місцевого р-ну, МВт	зима	5,90	7,06	17,77	15,17	18,95	20,58	16,26	8,87
	літо	5,25	5,68	16,26	13,44	17,01	18,56	14,47	7,56
Потужності, що віддається до місцевого району, МВт	зима	194,90	213,56	343,27	316,17	354,95	370,58	327,76	239,87
	літо	183,75	191,18	327,76	296,94	335,51	351,06	308,47	221,06
Навантаження системи, %	зима	74,00	80,00	99,00	94,00	96,00	100,00	87,00	75,00
	літо	64,00	69,00	90,00	80,00	88,00	93,00	85,00	70,00
Навантаження системи, МВт	зима	740,00	800,00	990,00	940,00	960,00	1000,00	870,00	750,00
	літо	640,00	690,00	900,00	800,00	880,00	930,00	850,00	700,00
Постійні втрати потужності в мережах системи, МВт	зима	20							
	літо								
Змінні втрати потужності в мережах системи, МВт	зима	76,66	89,60	137,21	123,70	129,02	140,00	105,97	78,75
	літо	57,34	66,65	113,40	89,60	108,42	121,09	101,15	68,60

Потужність, що віддається в систему, МВт	зима	836,66	909,60	1147,21	1083,70	1109,02	1160,00	995,97	848,75
	літо	717,34	776,65	1033,40	909,60	1008,42	1071,09	971,15	788,60
Сумарна потужність, що віддається з шин станції, МВт	зима	1031,56	1123,16	1490,49	1399,88	1463,98	1530,58	1323,73	1088,62
	літо	901,09	967,83	1361,16	1206,54	1343,93	1422,14	1279,62	1009,66
Витрати на власні потреби станції, МВт	зима	70,17	73,14	85,04	82,11	84,18	86,34	79,64	72,02
	літо	65,94	68,10	80,85	75,84	80,29	82,83	78,21	69,46
Потужність, що виробляється генераторами, МВт	зима	1101,73	1196,30	1575,53	1481,98	1548,16	1616,93	1403,37	1160,64
	літо	967,03	1035,94	1442,01	1282,38	1424,22	1504,97	1357,83	1079,12

Річне вироблення електроенергії:

$$E_p = \sum_{i=1}^m P_{\text{вир } i} t_i, \quad (2.12)$$

$$E_p = \left(6 \cdot 1101,73 + 4 \cdot (1575,53 + 1160,64) + \right. \\ \left. + 2 \cdot (1196,3 + 1481,98 + 1548,16 + 1616,93 + 1403,37) \right) \cdot 183 + \\ + \left(6 \cdot 967,03 + 4 \cdot (1442,01 + 1079,12) + \right. \\ \left. + 2 \cdot (1035,94 + 1282,38 + 1424,22 + 1504,97 + 1357,83) \right) \cdot 182 = \\ = 11160617,18 \text{ (МВт} \cdot \text{год)}.$$

За допомогою річного графіка електричних навантажень проведено розрахунок техніко-економічних показників функціонування станції. Отримані результати систематизовані в таблиці. 2.2.

Таблиця 2.2 – Техніко-економічні показники роботи станції

Показник	Розрахункова формула	Числове значення
Максимальне навантаження станції, МВт	P_{max}	1616,93
Річний виробіток електроенергії, МВт·год.	$E_p = \sum_{i=1}^m P_{\text{вир},t_i} \cdot t_i$	11160617,18
Встановлена потужність станції, МВт	$P_{\text{вст}}$	1700,00
Середнє навантаження станції, МВт	$P_{\text{ср}} = \frac{E_p}{8760}$	1274,04
Коефіцієнт заповнення графіка	$k_3 = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{max}}}$	0,79
Коефіцієнт використання встановленої потужності	$k_b = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{вст}}}$	0,75

Число годин використання максимального навантаження, год.	$T_{\max} = \frac{E_p}{P_{\max}}$	6902,37
Число годин використання встановленої потужності, год.	$T_{\text{вст}} = \frac{E_p}{P_{\text{вст}}}$	6565,07
Коефіцієнт резерву	$k_{\text{рез}} = \frac{P_{\text{вст}}}{P_{\max}}$	1,05
Річне споживання електроенергії механізмами власних потреб станції, МВт·год	$E_{\text{вп}} = \sum_{i=1}^m P_{\text{вп}t_i} \cdot t_i$	662071,86
Загальна річна кількість електроенергії, що видається з шин станції, МВт·год	$E_{\text{вид.р}} = E_p - E_{\text{вп}}$	10498545,32
Час максимальних втрат електроенергії, год.	$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760$	5807,72

За отриманими розрахунковими даними складаємо графіки електричних навантажень, враховуючи тривалість зимового періоду, що складає 183 доби, та літнього періоду - 182 доби. Результати представлені на рисунках 2.1 та 2.2..

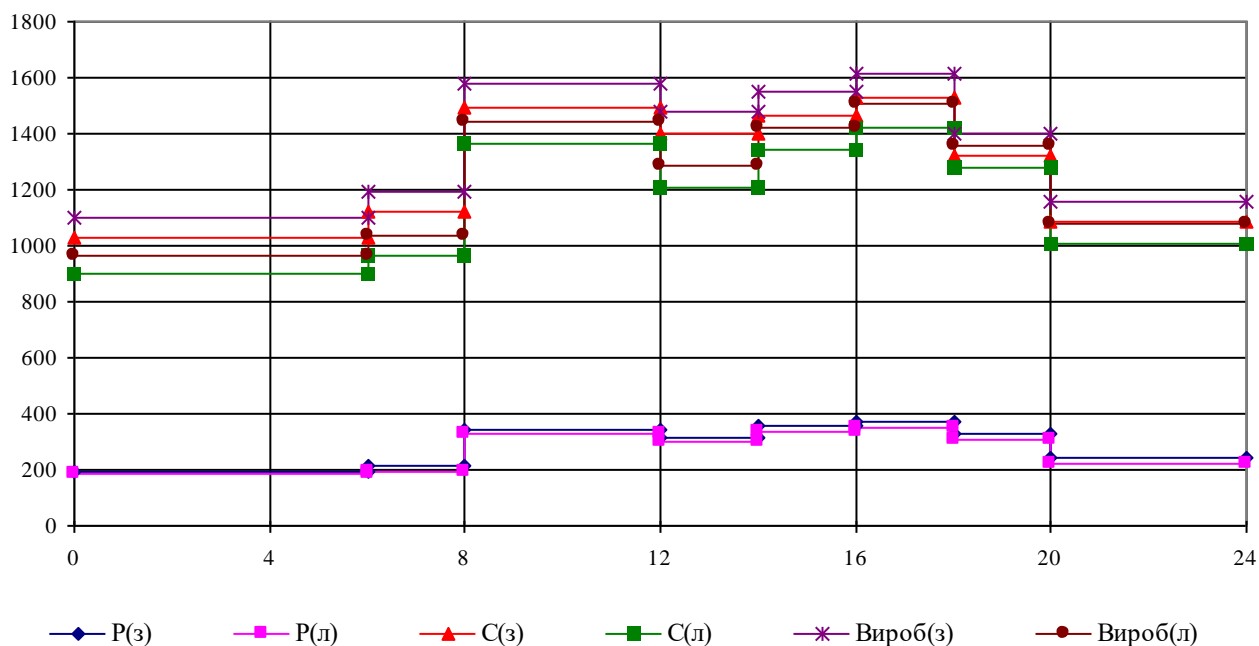


Рисунок 2.1 – Добовий графік потужності, яка виробляється генераторами

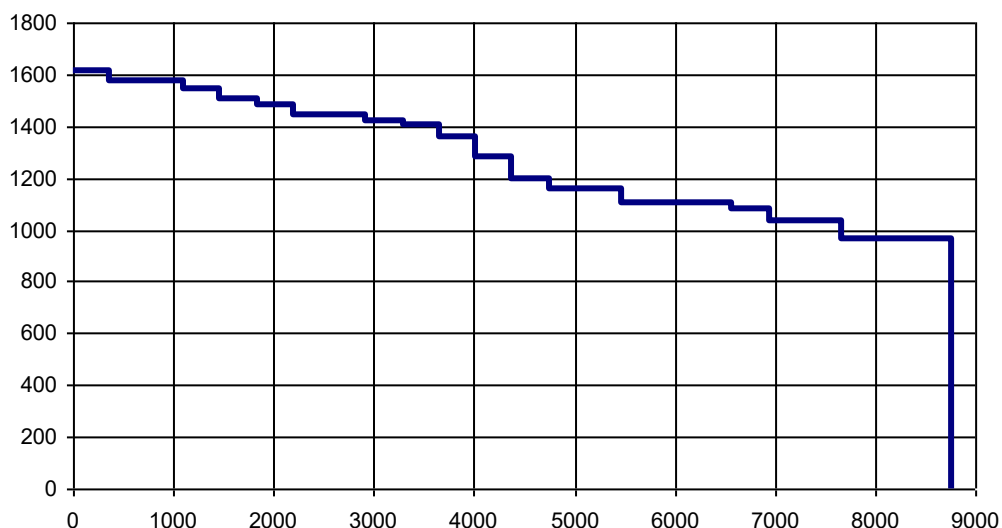


Рисунок 2.2 – Графік навантаження протягом року:

2.2 Вибір потужності та типів турбін, генераторів і парогенераторів

Вибір турбін. На КЕС встановлюють конденсаційні турбіни типу К.

Згідно з визначеними в умовах завдання параметрами, оберемо турбіни К-200-130 для блоків потужністю 200 МВт та К-300-240 для блоків потужністю 300 МВт [3]. Отримані характеристики турбін [3] додаються до таблиці

2.3. Таблиця 2.3 – Обрані турбіни

Тип турбіни	Номінальна потужність, МВт	Тиск свіжого пару, ата	Температура свіжого пару, °С	Витрата свіжого пару при ном. навантаженні, т/год
К-200-130	200	130	565	564
К-300-240	300	240	560	865

Обрано парогенератори Пп-640/140ГМ для турбін К-200-130 та Пп-950/255ГМ для турбін К-300-240 згідно з завданням [3]. Номінальні характеристики цих парогенераторів включаються до таблиці 2.4 – "Технічні характеристики котельних агрегатів".

Марка котлоагрегату	Продуктивність, т/год	Електр. потужність, МВт	Параметри пари			Паливо
			Тиск на виході	Температура пари, °С		
				Перв.	Втор.	
Пп-640/140	640	200	140	570	570	Вугілля
Пп-950/255	950	300	255	545	545	Вугілля

Обрано генератори типу ТГВ-200-2УЗ

для блоків 4×200 та генератори типу ТГВ-300

для блоків 3×300.

Параметри генераторів, які взяті з джерела [4], включаються до таблиці 2.5 – "Вибір генераторів".

Марка	Потужність		Напруга $U_{н1}$, кВ	I_n , кА	$\cos\varphi_n$	x''_d
	S, МВА	P, МВт				
ТГВ-200-2УЗ	235,3	200	20	8,625	0,85	0,19
ТГВ-300	352,94	300	20	10,2	0,85	0,286

Обране технологічне обладнання гарантує надійну експлуатацію станції та здатність виробляти електричну енергію згідно з визначеними графіками навантаження.

2.3 Зв'язок системи з електричною станцією

Відповідно до визначених умов для електроенергетичної системи приймаємо напругу 500 кВ, а для районної мережі – 110 кВ. Проведемо розрахунки кількості ліній електропередач для забезпечення зв'язку станції з системою та місцевим районом.

Кількість передавальних ліній до системи:

$$n_c = \frac{P_{c.max}}{P_{гр}}, \quad (2.13)$$

де $P_{гр}$ – пропускна спроможність ЛЕП [1], МВт;

$$n_c = \frac{1160}{800} + 1 = 2,45 \approx 3 \text{ (лінії)}.$$

З місцевим районом:

$$n_{\text{мр}} = \frac{P_{\text{м.р. max}}}{P_{\text{гр}}}, \quad (2.14)$$

$$n_{\text{мр}} = \frac{370,58}{50} + 1 = 7,4 \approx 8 \text{ (лінії)}.$$

Отже, електростанція буде взаємодіяти з енергетичною системою за допомогою трьох повітряних ліній напругою 500 кВ, та з місцевим районом за допомогою восьми повітряних ліній напругою 110 кВ.

2.4 Вибір електричної схеми станції

Розглядаємо два варіанти структурної схеми електростанції. За вказівками, наведеними в [4], розробляємо дві структурні схеми, враховуючи вимоги курсового проекту. Зображення обох схем представлені на рисунках 2.3 та 2.4.

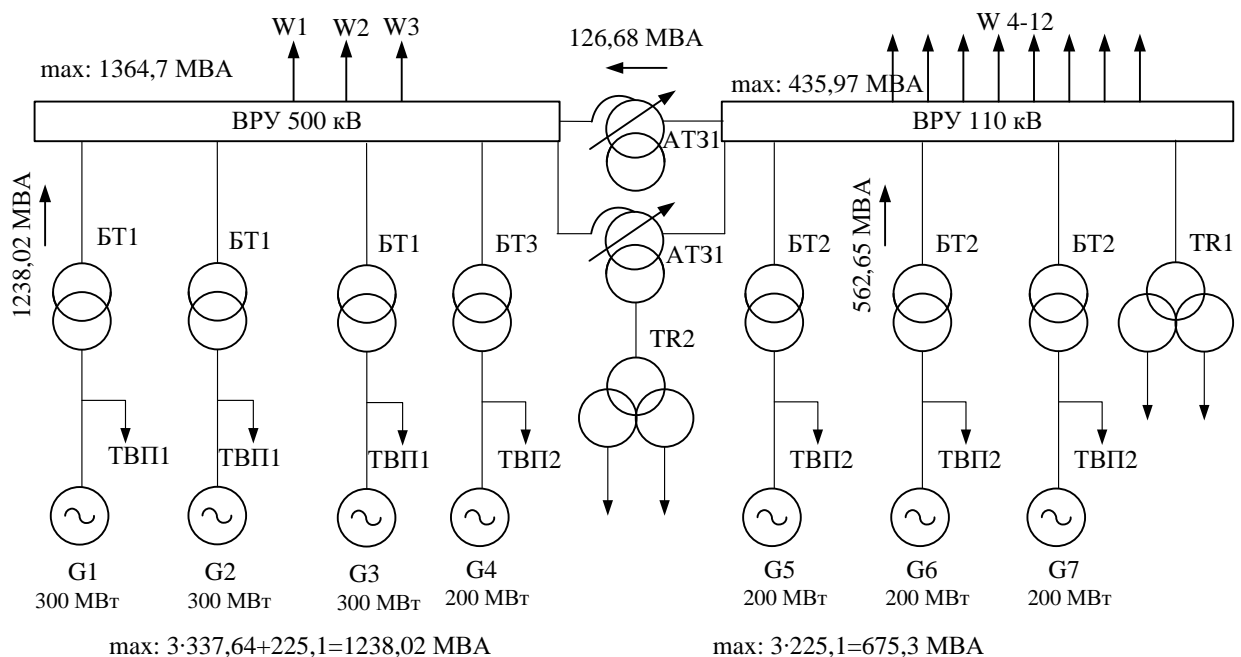


Рисунок 2.3 – Структурна схема станції №1

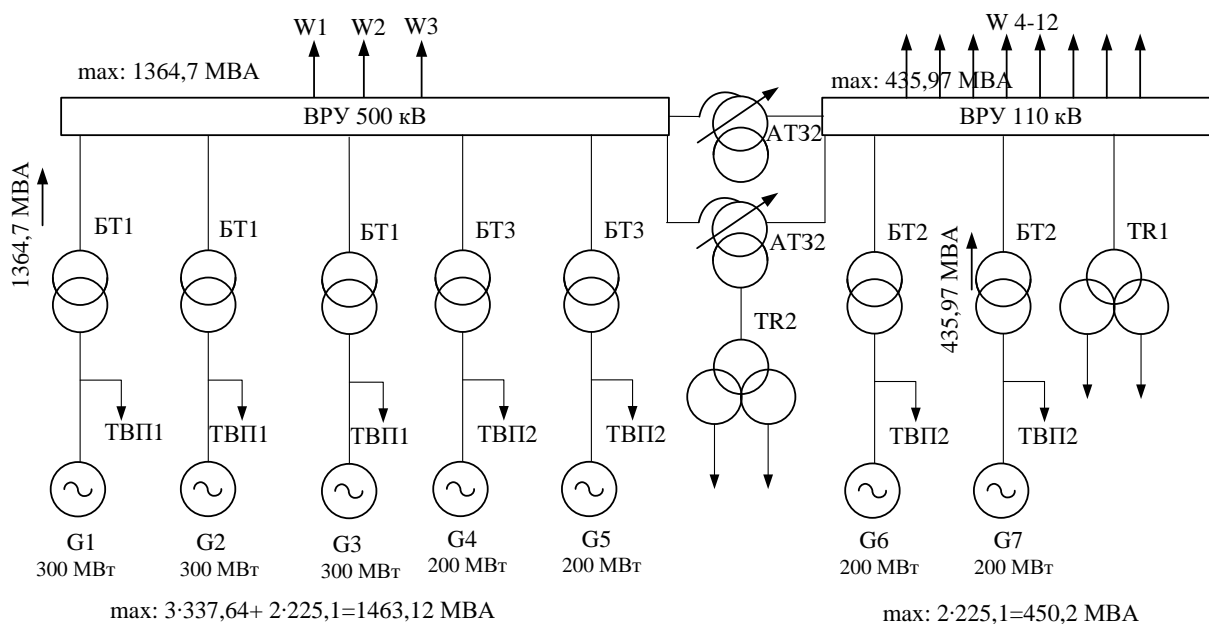


Рисунок 2.4 – Структурна схема станції №2

Для визначення оптимального варіанту структурної схеми проведемо техніко-економічний аналіз обох варіантів.

2.5 Вибір силових трансформаторів

а) трансформатори власних потреб

Номинальна потужність робочих турбінних відділень обирається відповідно до їх розрахункового навантаження, з урахуванням підвищених вимог до надійності системи власних потреб електростанції. Перевантаження робочих турбінних відділень є недопустимим.

У зв'язку з тим, що конкретні дані для точного визначення розрахункового навантаження на валу двигунів заздалегідь не відомі, здійснимо приблизний розрахунок потужності робочих турбінних відділень за використанням формули, яка вказана в [4].

$$S_{\text{ТВП}} \geq P'_{\text{ВП}} \cdot P_{\text{НОМ.Г}} \cdot K_{\text{П}}, \quad (2.15)$$

У вищезазначеній формулі, де КП представляє собою коефіцієнт попиту (за умов, що для газових електростанцій КП дорівнює 0,85 [4]), а Рном г визначає номінальну потужність генератора у мегаваттах.

Для блоків 200 МВт:

$$S_{\text{ТВП}} \geq 0,06 \cdot 200 \cdot 0,85 = 10,2 \text{ (МВА)},$$

Для блоків 300 МВт:

$$S_{\text{ТВП}} \geq 0,06 \cdot 300 \cdot 0,85 = 15,3 \text{ (МВА)},$$

У таблиці 2.6 подано технічні параметри трансформаторів.

б) Трансформатори пускорезервного призначення для власних потреб.

Потужність трансформатора пускорезервного призначення повинна бути достатньою для заміщення найпотужнішого робочого турбінного відділення одного блока, а також для одночасного пуску або аварійної зупинки іншого блока. Відповідно до вказівок [4], їх розрахункова потужність становить:

$$S_{\text{TR}} = 1,3 \cdot S_{\text{ТВП розр}}, \quad (2.16)$$

$$S_{\text{прТВП}} = 1,3 \cdot 15,3 = 19,89 \text{ (МВА)}.$$

в) блочні трансформатори

Оскільки кожен генератор входить до складу блоку разом із трансформатором, а всі відгалуження від блоку призначені лише для підключення навантажень власних потреб, то відповідно до поставленої умови:

$$S_{\text{НОМ Т}} > S_{\text{НОМ Г}} - S_{\text{ТВП}}, \quad (2.17)$$

де $S_{\text{ТВП}}$ – потужність ТВП, МВА;

$S_{\text{НОМ Г}}$ – номінальна потужність генератора, МВА.

Для блоків 200 МВт:

$$S_{\text{НОМ.Т}} \geq 235,3 - 10,2 = 225,1 \text{ (МВА)}.$$

Для блоків 300 Вт:

$$S_{\text{НОМ.Т}} \geq 352,94 - 15,3 = 337,64 \text{ (МВА)}.$$

г) автотрансформатори зв'язку

Вибір АТЗ 1,2 здійснюємо таким чином:

а). Режим місцевого району що є максимальним:

$$S_{\text{р.мак}} = \sum_{i=1}^n S_{\text{НОМ.Г}i} - S_{\text{ВП.НОМ}} - S_{\text{р.від.мак}}, \quad (2.18)$$

де $S_{\text{НОМ.Г}}$ – номінальна потужність генераторів;

$S_{p.від.маx}$ – максимальна потужність, яка передається з шин станції в місцевий район, визначена (таблиця 1.1):

$S_{вп.ном}$ – потужність власних потреб визначається при операції генераторів з номінальним навантаженням.

$$S_{p.маx} = (3 \cdot (235,3 - 10,2) - 370,58/0,85) / 1,4 = 170,9 \text{ (МВА)}.$$

$$S_{p.маx} = (2 \cdot (235,3 - 10,2) - 370,58/0,85) / 1,4 = 10,1 \text{ (МВА)}.$$

б). Режим мінімальних навантажень в місцевому районі в умовах функціонування генераторів із номінальною потужністю:

$$S_{p.мин} = \sum_{i=1}^n S_{ном.гi} - S_{вп.ном} - S_{p.від.мин}, \quad (2.19)$$

де $S_{p.мин}$ – мінімальна потужність, передана з шин станції в місцевий район, відображена у таблиці 1.1.

$$S_{p.мин} = (3 \cdot (235,3 - 10,2) - 183,75/0,85) / 1,4 = 327,9 \text{ (МВА)}.$$

$$S_{p.мин} = (2 \cdot (235,3 - 10,2) - 183,75/0,85) / 1,4 = 167,16 \text{ (МВА)}.$$

в). Аварійний вивід найпотужнішого генератора, який підключений до шин місцевого району під час пікового навантаження, розглядається в даному випадку.

$$S_{p.ав} = \sum_{i=1}^{n-1} S_{ном.гi} - S'_{в.п.} - S_{p.від.маx}, \quad (2.20)$$

де $S'_{в.п.}$ – потужність, яка використовується блоками місцевого району для власних потреб, що залишилися в роботі.

$$S_{p.ав} = ((3 - 1) \cdot (235,3 - 10,2) - 370,58/0,85) / 2 = 7,1 \text{ (МВА)}.$$

$$S_{p.ав} = ((2 - 1) \cdot (235,3 - 10,2) - 370,58/0,85) / 2 = - 105,4 \text{ (МВА)}.$$

З врахуванням більш великих з цих значень ($S'_{ном.т}$, $S''_{ном.т}$, $S'''_{ном.т}$) проводиться вибір потужності трансформаторів для забезпечення зв'язку.

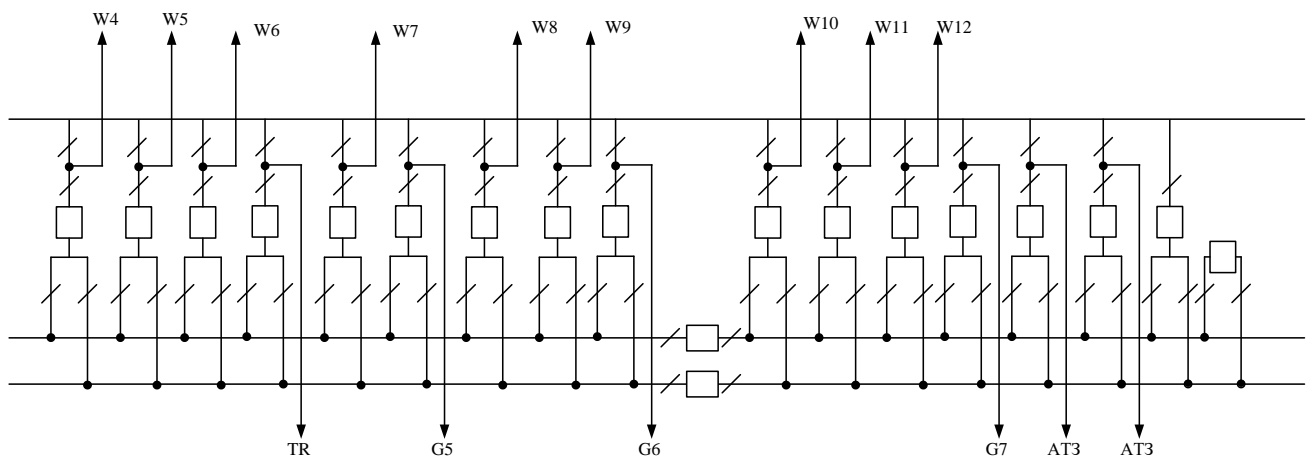
Таблиця 2.6 – Номінальні параметри трансформаторів

Позначення	Тип трансформатора	S_p МВА	$S_{ном}$ МВА	$U_{ном}$, кВ			U_k , %			ΔP_x кВт	$\Delta P_{кз}$ кВт
				ВН	СН	НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН		
БТ-1	ТДЦ-400000/500	337,64	400	525	-	20	-	10,5	-	315	790
БТ-2	ТДЦ-250000/110	225,1	250	121	-	20	-	10,5	-	200	640

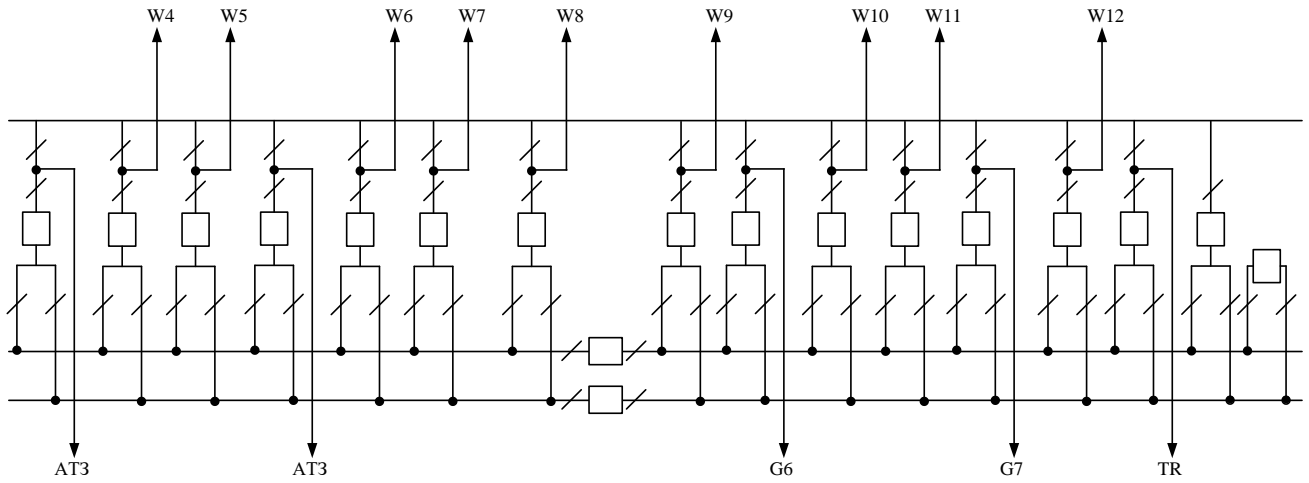
БТ-3	ТДЦ-250000/500	225,1	250	525	-	20	-	13	-	205	590
АТЗ1	АТДЦТН- 250000/500/110	327,9	250	500	121	38,5	13	33	18,5	200	690
АТЗ2	АТДЦТН- 250000/500/110	167,1	250	500	121	38,5	13	33	18,5	200	690
ТВП1	ТРДНС-25000/35	10,2	25	20	-	6,3- 6,3	-	10,5	-	25	115
ТВП2	ТРДНС-25000/35	15,3	25	20	-	6,3- 6,3	-	10,5	-	25	115
ТР1	ТРДНС- 25000/110	19,89	25	115	-	6,3- 6,3	-	10,5	-	25	120
ТР2	ТРДНС-25000/35	19,89	25	38,5	-	6,3- 6,3	-	10,5	-	25	115

2.6 Підбір конфігурації розподільчих пристроїв

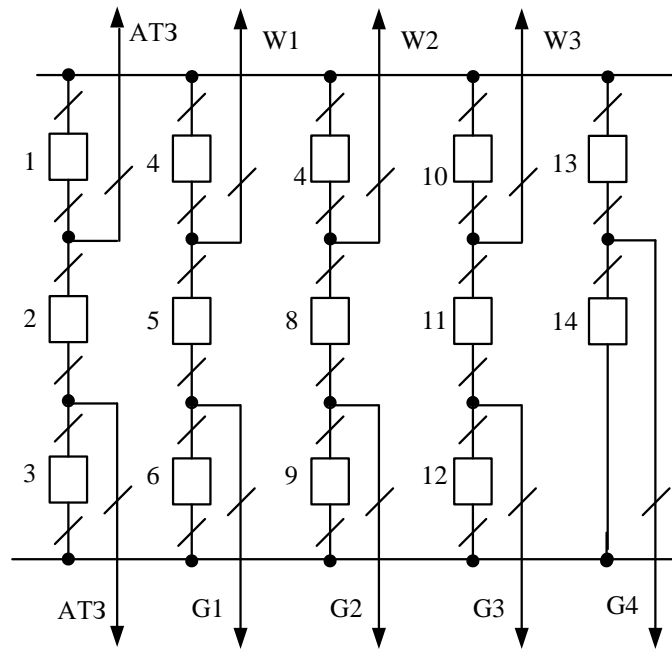
Експлуатаційна потужність станції передається за допомогою шин ВРП напругою 500 і 110 кВ. Вибір варіанту ВРП обумовлено рядом критеріїв, таких як надійність, економічність, а також можливість майбутнього розширення (розвитку) та інші аспекти [5]. Для ВРП напругою 110 кВ обрана схема "дві системи збірних шин з обхідною" (див. рисунок 2.5), а для ВРП напругою 500 кВ вибрано схему "3/2".



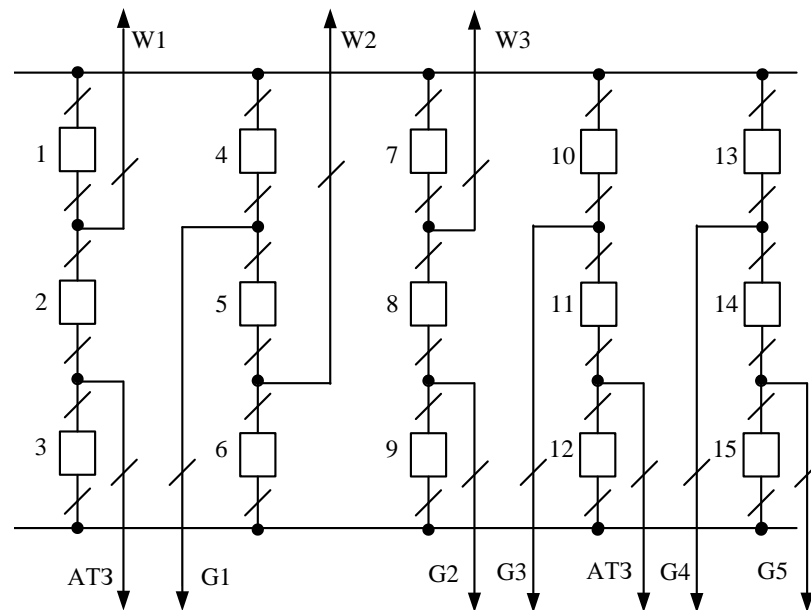
а) варіант схеми №1



б) варіант схеми №2
Рисунок 2.5 – Схема ВРУ–110 кВ



а) варіант схеми №1



б) варіант схеми №2

Рисунок 2.6 – Варіанти схеми ВРУ-500 кВ

Економічна обґрунтованість структурної схеми визначається за допомогою мінімізації затрат, які представлені у приведеній формі [5]:

$$Z = p_n \cdot K + И = p_n \cdot K + \frac{P_a + P_0}{100} \cdot K + \beta \cdot \Delta W_{\Sigma} \cdot 10^{-5}, \quad (2.21)$$

де p_n – нормований коефіцієнт ефективності капіталовкладень;

K – витрати на капіталовкладення в електроустановку, в тисячах гривень;

$И$ – щорічні експлуатаційні витрати, в тисячах гривень;

$= 9,4\%$ - відрахування на амортизацію та обслуговування;

– вартість 1 кВт·год втраченої електроенергії;

– річні витрати електроенергії працюючих трансформаторів, у кВт·год.

Капіталовкладення K при виборі оптимальної схеми видачі електроенергії визначається з урахуванням вартості неоднакових елементів варіантів схеми, зокрема, трансформаторів. При цьому, оскільки ТВП і ПРТВП в обох варіантах є ідентичними, то їх витрати на капіталовкладення не враховуються для спрощення розрахунків [3].

$$\Delta W_{\text{БТ}} = n \cdot P_x \cdot 8760 + \frac{1}{n} \cdot P_k \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau; \quad (2.22)$$

де n — кількість паралельно працюючих трансформаторів.

Таблиця 2.7 – фінансові інвестиції в електроенергетичну установку.

Обладнання	Кількість, шт.		Вартість одиниці, тис.грн.	Капіталовкладення	
	1 в.	2 в.		1 варіант	2 варіант
БТ1	3	3	7428	22284	22284
БТ2	3	2	4632	13896	9264
БТ3	1	2	4718	4718	9436
АТЗ1	2	0	4814	9628	0
АТЗ2	0	2	4814	0	9628
Вимикачі:					
500 кВ	14	15	7000	98000	105000
110 кВ	19	18	2370	40290	37920
Разом:				188816	193532

Визначимо споживану електроенергію трансформаторами. $\Delta W_1 = \Delta W_{БТ1} + \Delta W_{БТ2} + \Delta W_{БТ3} + \Delta W_{АТЗ1}$;

$$\begin{aligned} \Delta W_1 = & \left[3 \cdot 315 \cdot 8760 + \frac{1}{3} \cdot 790 \cdot \left(\frac{1238,02 - 225,1}{400} \right)^2 \cdot 5807,72 \right] + \\ & + \left[3 \cdot 200 \cdot 8760 + \frac{1}{3} \cdot 640 \cdot \left(\frac{562,65}{250} \right)^2 \cdot 5807,72 \right] + \\ & + \left[1 \cdot 205 \cdot 8760 + \frac{1}{1} \cdot 590 \cdot \left(\frac{225,1}{250} \right)^2 \cdot 5807,72 \right] + \\ & + \left[2 \cdot 200 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 690 \cdot \left(\frac{126,68}{250} \right)^2 \cdot 5807,72 \right] = 38209258,69 \text{ (кВт} \cdot \text{год)}. \end{aligned}$$

$$\Delta W_2 = \Delta W_{БТ1} + \Delta W_{БТ2} + \Delta W_{БТ3} + \Delta W_{АТЗ2};$$

$$\begin{aligned} \Delta W_2 = & \left[3 \cdot 315 \cdot 8760 + \frac{1}{3} \cdot 790 \cdot \left(\frac{1364,7 - 450,2}{400} \right)^2 \cdot 5807,72 \right] + \\ & + \left[2 \cdot 200 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 640 \cdot \left(\frac{435,97}{250} \right)^2 \cdot 5807,72 \right] + [2 \cdot 200 \cdot 8760] + \\ & + \left[2 \cdot 205 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 590 \cdot \left(\frac{450,2}{250} \right)^2 \cdot 5807,72 \right] = 38079485,16 \text{ (кВт} \cdot \text{год)} \end{aligned}$$

Приведенні затрати:

$$Z_1 = 0,13 \cdot 188816 + \frac{9,4}{100} \cdot 188816 + 160 \cdot 38209258,69 \cdot 10^{-5} = 103429,6 \text{ (тис.грн);}$$

$$Z_2 = 0,13 \cdot 193532 + \frac{9,4}{100} \cdot 193532 + 160 \cdot 38079485,16 \cdot 10^{-5} = 104278,3 \text{ (тис.грн);}$$

$$\Delta Z = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2} 100\% = \frac{104278,3 - 103429,6}{104278,3} 100\% = 0,8\% < 5\%.$$

$\Delta Z = 0,8\% < 5\%$, отже, обираємо перший варіант структурної схеми електростанції.

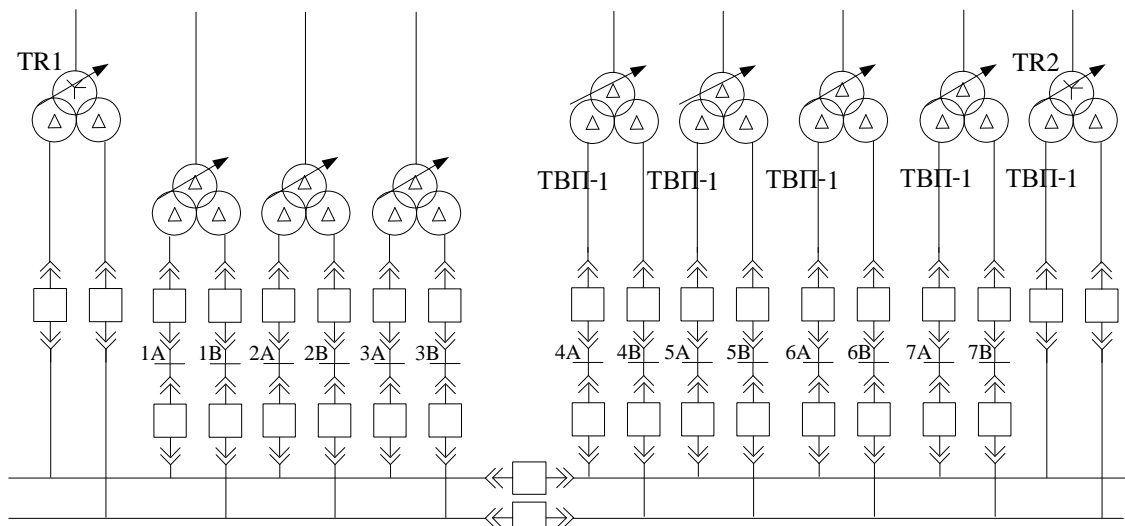


Рисунок 2.7 – Структура власних потреб електростанції.

2.7 Розрахунок струмів короткого замикання для вибору апаратури та струмопровідних частин

Створюємо спрощену однолінійну схему електроустановки, на якій зазначаємо всі елементи, що впливають на струм короткого замикання (КЗ), та позначаємо точки КЗ (рисунок 2.8).

Створюємо еквівалентну електричну схему заміщення, яка відповідає початковій розрахунковій схемі, однак усі магнітні (трансформаторні) зв'язки замінюємо електричними (рисунок 2.8). Розрахунок проводимо у відносних одиницях. Тому приводимо всі опори елементів схеми заміщення до одних і тих самих базових умов, використовуючи [9].

При цьому приймаємо $S_B = 1000 \text{ МВА}$. Опори генераторів виражені у

відносних одиницях:

$$X_{*Г} = X''_{*дном} \frac{S_6}{S_{ном}}, \quad (2.23)$$

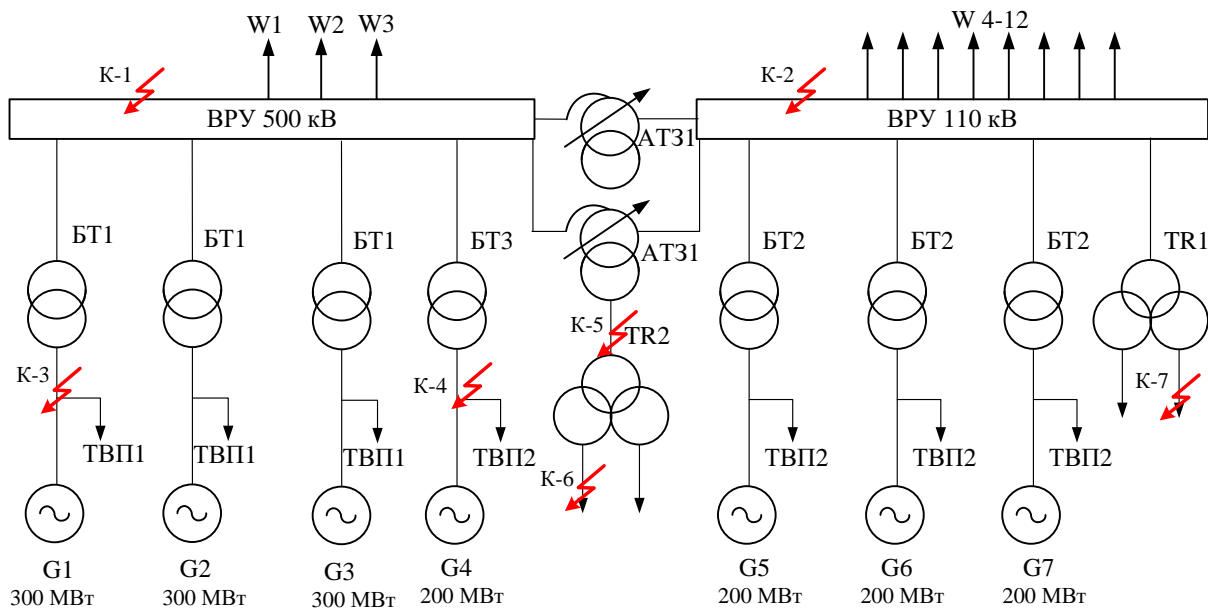


Рисунок 2.8– Розрахункова схема установки

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

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

$$x_{*1-3} = x_{*\Gamma 1-3} = 0,286 \frac{1000}{352,94} = 0,81,$$

$$x_{*4-7} = x_{*\Gamma 4-7} = 0,19 \frac{1000}{235,3} = 0,807.$$

- опір трансформаторів у відносних одиницях:

$$x_{*\Gamma} = \frac{u_k \%}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{ном}}}, \quad (2.24)$$

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

$u_k \%$ - напруга короткого замикання, %,

$$x_{*8-10} = x_{*\text{BT}1} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{400} = 0,263,$$

$$x_{*11} = x_{*\text{BT}3} = \frac{13}{100} \cdot \frac{1000}{250} = 0,52,$$

$$x_{*12-14} = x_{*Б2} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{250} = 0,42,$$

$$x_{*15,16} = x_{*TR1,2} = 1,875 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 7,875,$$

- опір автотрансформаторів виражений у відносних одиницях:

$$u_{KB} \% = 0,5 \cdot (u_{KB-H\%} + u_{KB-C\%} - u_{K-C-H\%}), \quad (2.25)$$

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

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

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

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

$$u_{KH} \% = 0,5 \cdot (33 + 18,5 - 13) = 19,25 (\%),$$

$$x_{*17,18} = x_{*AT31 BC} = \frac{13,75}{100} \cdot \frac{1000}{250} = 0,55,$$

$$x_{*19,20} = x_{*AT31 BH} = \frac{19,25}{100} \cdot \frac{1000}{250} = 0,77.$$

- опори ліній виражені у відносних одиницях::

$$x_{*ЛЕП} = x_{пит} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2}, \quad (2.28)$$

де $x_{пит}$ - питомий індуктивний опір лінії [9], Ом/км;

l – довжина лінії, згідно із завданням $l = 250$ км;

U_{cp} - середня напруга, кВ,

$$x_{*21-23} = x_{*ЛЕП1-3} = 0,3 \cdot 250 \cdot \frac{1000}{515^2} = 0,283.$$

- опір системи:

$$x_{*c} = x_{*c.НОМ} \frac{S_6}{S_{c.НОМ}}, \quad (2.29)$$

де $S_{c.ном}$ - номінальна повна потужність системи, зазначена в поставленні завдання, вимірюється у мегавольт-амперах (МВА).

$x_{*c.ном}$ - відносний номінальний опір системи, який вказаний у завданні, вимірюється у відносних одиницях (в.о.).

$$x_{*24} = x_{*c} = 0,08 \cdot \frac{1000}{1700} = 0,047.$$

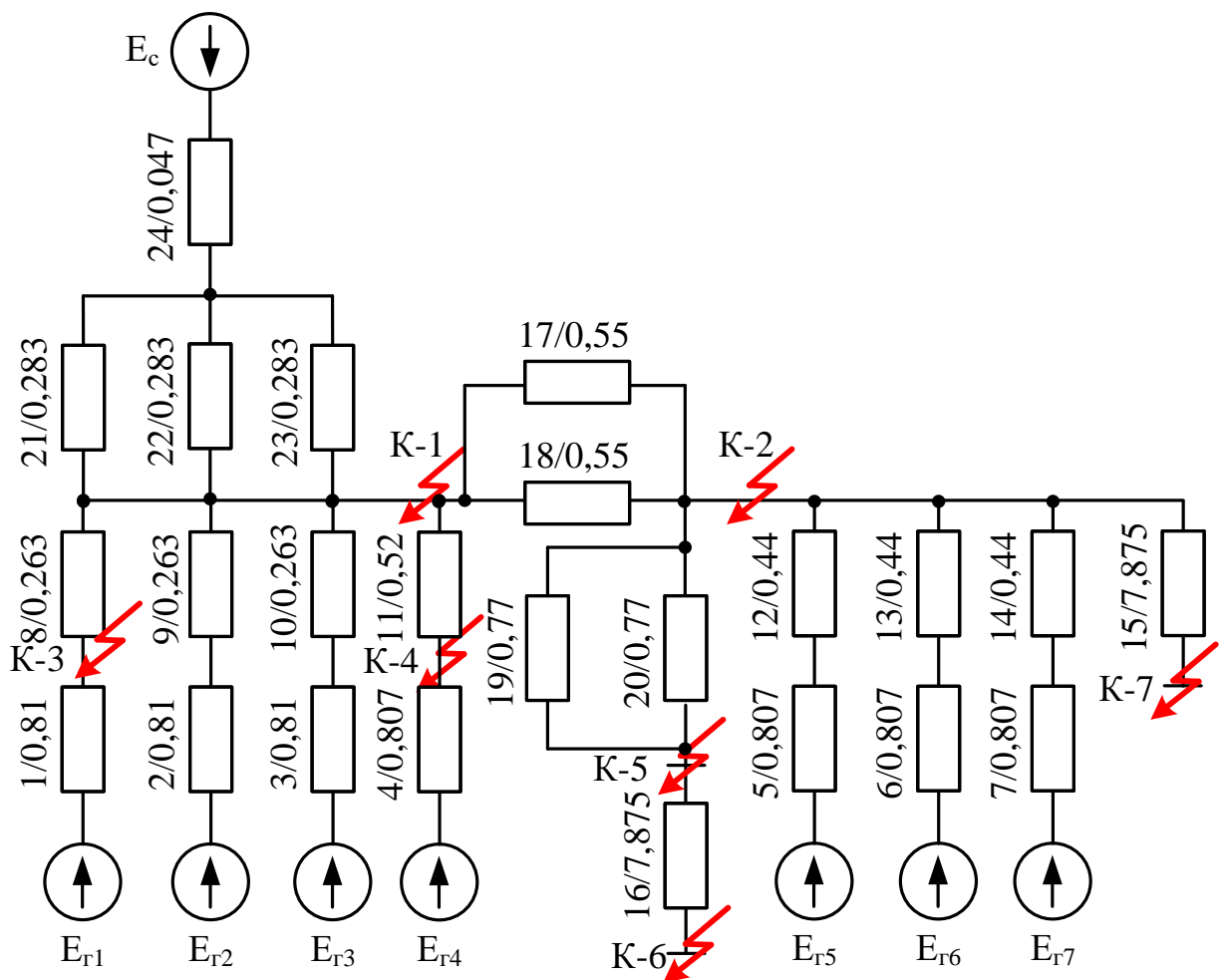


Рисунок 2.9 - Заступна схема електроустановки

Розглянемо обчислення точки К1. Здійснимо трансформацію еквівалентної електричної схеми так, щоб кожна генеруюча гілка була пов'язана з точкою короткого замикання (КЗ) за допомогою одного результативного опору.

$$x_{*25} = \frac{x_{*21}}{3} + x_{*24} = \frac{0,283}{3} + 0,047 = 0,141,$$

$$\begin{aligned}
 X_{*26} &= \frac{X_{*1} + X_{*8}}{3} = \frac{0,81 + 0,263}{3} = 0,358, \\
 X_{*27} &= \frac{X_{*5} + X_{*12}}{3} = \frac{0,807 + 0,44}{3} = 0,419, \\
 X_{*28} &= \frac{X_{*17}}{2} = \frac{0,55}{2} = 0,275, \\
 X_{*29} &= X_{*27} + X_{*28} = 0,419 + 0,275 = 0,694, \\
 X_{*30} &= X_{*4} + X_{*11} = 0,807 + 0,52 = 1,327, \\
 X_{*31} &= \frac{X_{*29} \cdot X_{*30}}{X_{*29} + X_{*30}} = \frac{0,694 \cdot 1,327}{0,694 + 1,327} = 0,456,
 \end{aligned}$$

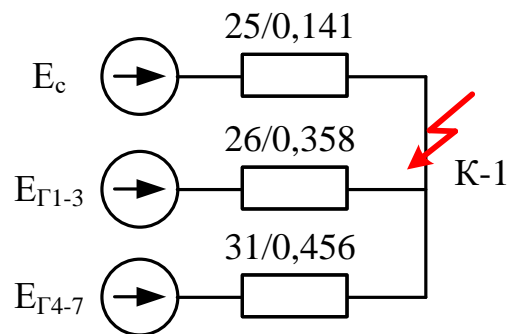


Рисунок 2.10 - Спростимо запасну схему для точки К1.

Розраховуємо величину періодичної складової струму короткого замикання за допомогою вказаної формули [9].

$$I_{п.о} = \frac{E_*''}{X_{*рез}} \cdot I_6, \quad (2.30)$$

де E_*'' - Електророзрахункова схема джерела системи розподілу електроенергії виражена відносними одиницями для наведених турбогенераторів $E_{*Г1-9}'' = 1,13$, для системи $E_{*c}'' = 1$,

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}, \quad (2.31)$$

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

$$I_{п.оГ1-3} = \frac{1,13}{0,358} \cdot 1,121 = 3,5 \text{ (кА)},$$

$$I_{п.оГ4-7} = \frac{1,13}{0,456} \cdot 1,121 = 2,8 \text{ (кА)},$$

$$I_{п.оc} = \frac{1}{0,141} \cdot 1,121 = 7,9 \text{ (кА)}.$$

Розрахунок точки К₂.

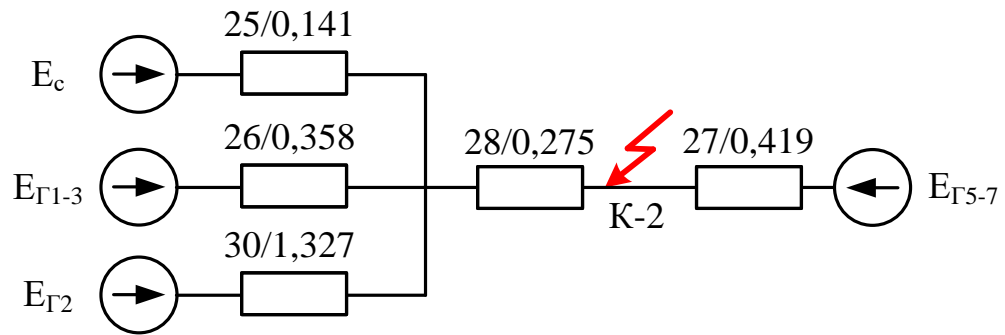


Рисунок 2.11 - Виконано спрощення резервної схеми для точки К-2 з метою полегшення аналізу та розрахунків.

Застосуємо методику, описану в [9], для подальших перетворень схеми.

$$X_{*\Delta} = X_{*28} \cdot (X_{*25} \cdot X_{*26} + X_{*25} \cdot X_{*30} + X_{*26} \cdot X_{*30}) = 0,196,$$

$$X_{*32} = X_{*25} + \frac{X_{*\Delta}}{X_{*26} \cdot X_{*30}} = 0,554,$$

$$X_{*33} = X_{*26} + \frac{X_{*\Delta}}{X_{*25} \cdot X_{*30}} = 1,405,$$

$$X_{*34} = X_{*30} + \frac{X_{*\Delta}}{X_{*25} \cdot X_{*26}} = 5,209.$$

$$X_{*35} = \frac{X_{*27} \cdot X_{*34}}{X_{*27} + X_{*34}} = \frac{0,419 \cdot 5,209}{0,419 + 5,209} = 0,388,$$

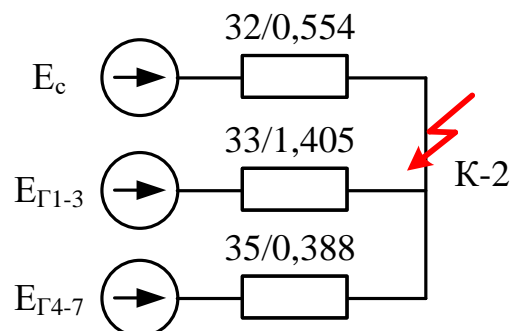


Рисунок 2.12 - Здійснюємо спрощення заступної схеми для точки К-2.

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

$$I_{п.оГ1-3} = \frac{1,13}{1,405} \cdot 5,02 = 4 \text{ (кА)},$$

$$I_{п.оГ4-7} = \frac{1,13}{0,388} \cdot 5,02 = 14,6 \text{ (кА)},$$

$$I_{п.оС} = \frac{1}{0,554} \cdot 5,02 = 9 \text{ (кА)}.$$

Розрахунок точки К₃.

$$X_{*36} = \frac{X_{*2} + X_{*9}}{2} = \frac{0,81 + 0,263}{2} = 0,537,$$

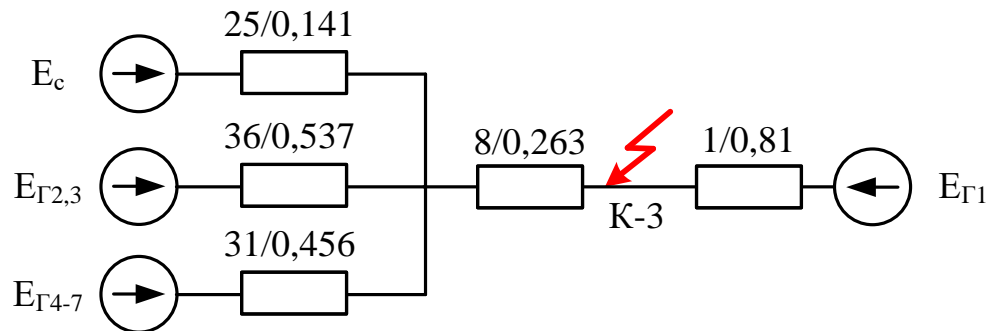


Рисунок 2.13. Спрощення заступної схеми для точки К-3

Подальше перетворення буде виконано відповідно до методики, представленої в [9].

$$X_{*\Delta} = X_{*8} \cdot (X_{*25} \cdot X_{*36} + X_{*25} \cdot X_{*31} + X_{*31} \cdot X_{*36}) = 0,101$$

$$X_{*37} = X_{*25} + \frac{X_{*\Delta}}{X_{*36} \cdot X_{*31}} = 0,554,$$

$$X_{*38} = X_{*36} + \frac{X_{*\Delta}}{X_{*25} \cdot X_{*31}} = 2,111,$$

$$X_{*39} = X_{*31} + \frac{X_{*\Delta}}{X_{*25} \cdot X_{*36}} = 1,793.$$

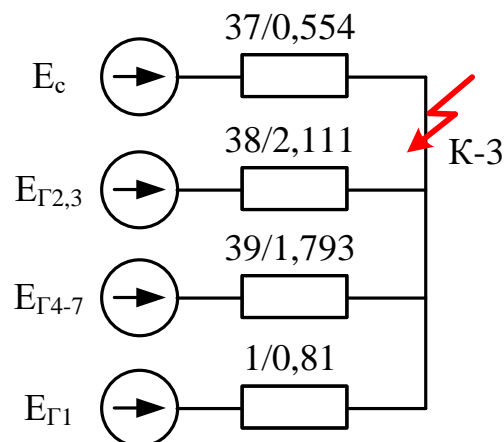


Рисунок 2.14 - Виконуємо спрощення заступної схеми для точки К-3.

$$I_6 = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 20} = 28,86 \text{ (кА)},$$

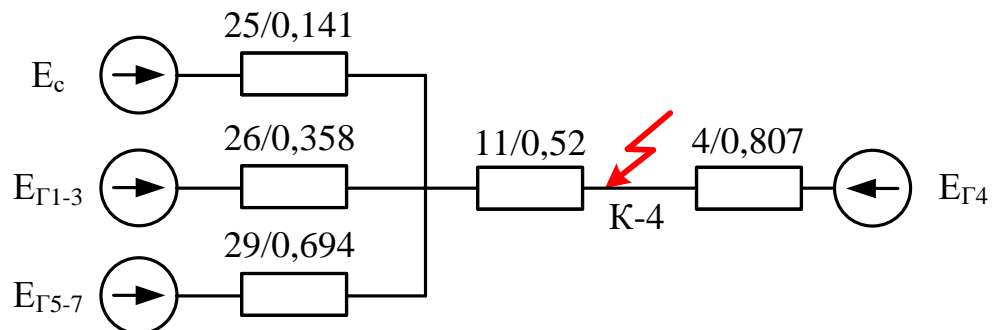
$$I_{\text{п.оГ1}} = \frac{1,13}{0,81} \cdot 28,86 = 40,3 \text{ (кА)},$$

$$I_{\text{п.оГ2,3}} = \frac{1,13}{2,111} \cdot 28,86 = 15,4 \text{ (кА)},$$

$$I_{\text{п.оГ4-7}} = \frac{1,13}{1,793} \cdot 28,86 = 18,2 \text{ (кА)},$$

$$I_{\text{п.оС}} = \frac{1}{0,554} \cdot 28,86 = 52,1 \text{ (кА)}.$$

Розрахунок точки К₄.



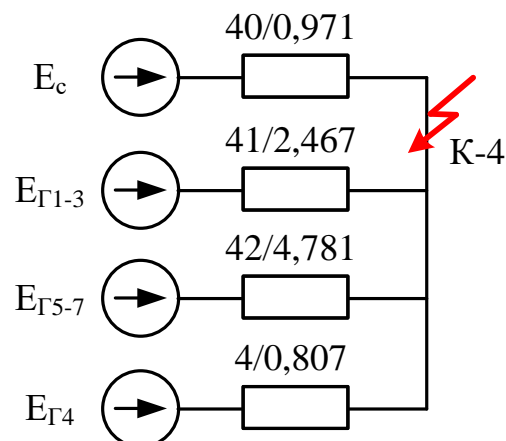
Виконуємо спрощення заступної схеми для точки К-3, як зображено на Рисунку 2.15. Подальше перетворення здійснимо за допомогою методики, наведеної в [9].

$$X_{*\Delta} = X_{*11} \cdot (X_{*25} \cdot X_{*26} + X_{*25} \cdot X_{*29} + X_{*26} \cdot X_{*29}) = 0,206$$

$$X_{*40} = X_{*25} + \frac{X_{*\Delta}}{X_{*26} \cdot X_{*29}} = 0,971,$$

$$X_{*41} = X_{*26} + \frac{X_{*\Delta}}{X_{*25} \cdot X_{*29}} = 2,467,$$

$$X_{*42} = X_{*29} + \frac{X_{*\Delta}}{X_{*25} \cdot X_{*26}} = 4,781.$$



На рисунку 2.16 відображено спрощену заступну схему для точки К-4, яку отримано шляхом відповідних перетворень за методикою, описаною в [9].

$$I_{п.оГ4} = \frac{1,13}{0,807} \cdot 28,86 = 40,4 \text{ (кА)},$$

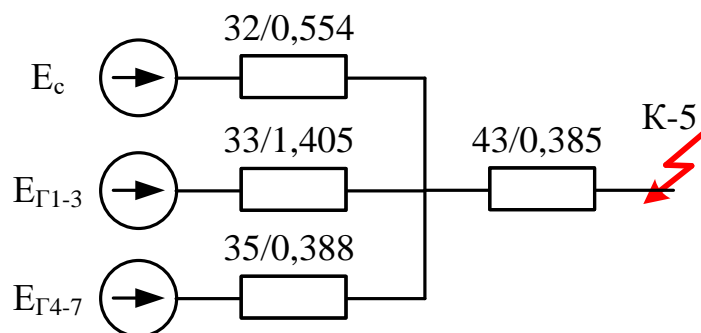
$$I_{п.оГ1-3} = \frac{1,13}{2,467} \cdot 28,86 = 13,2 \text{ (кА)},$$

$$I_{п.оГ5-7} = \frac{1,13}{4,781} \cdot 28,86 = 6,8 \text{ (кА)},$$

$$I_{п.оС} = \frac{1}{0,971} \cdot 28,86 = 29,7 \text{ (кА)}.$$

Розрахунок точки К₅.

$$X_{*43} = \frac{X_{*19}}{2} = \frac{0,77}{2} = 0,385,$$



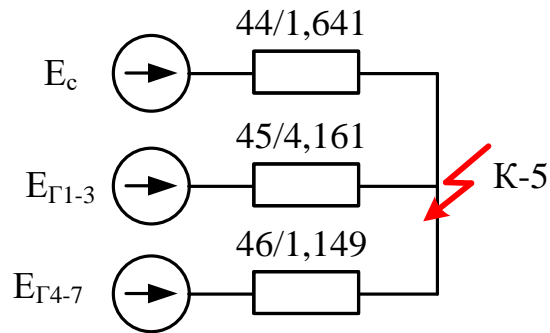
На рисунку 2.17 представлено спрощену заступну схему для точки К-5, яку отримано шляхом відповідних перетворень відповідно до методики, викладеної в [9].

$$X_{*\Delta} = X_{*43} \cdot (X_{*32} \cdot X_{*33} + X_{*32} \cdot X_{*35} + X_{*33} \cdot X_{*35}) = 0,592$$

$$X_{*44} = X_{*32} + \frac{X_{*\Delta}}{X_{*33} \cdot X_{*35}} = 1,641,$$

$$X_{*45} = X_{*33} + \frac{X_{*\Delta}}{X_{*32} \cdot X_{*35}} = 4,161,$$

$$X_{*46} = X_{*35} + \frac{X_{*\Delta}}{X_{*33} \cdot X_{*32}} = 1,149.$$



На рисунку 2.18 наведено спрощену заступну схему для точки К-5, яка була отримана шляхом відповідних перетворень відповідно до методики, поданої в [9].

$$I_6 = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15,6 \text{ (кА)},$$

$$I_{п.оГ1-3} = \frac{1,13}{4,161} \cdot 15,6 = 4,2 \text{ (кА)},$$

$$I_{п.оГ4-7} = \frac{1,13}{1,149} \cdot 15,6 = 15,3 \text{ (кА)},$$

$$I_{п.оС} = \frac{1}{1,641} \cdot 15,6 = 9,5 \text{ (кА)}.$$

Розрахунок точки К6 можна виконати, використовуючи результати, отримані під час розрахунку точки К3 К5.

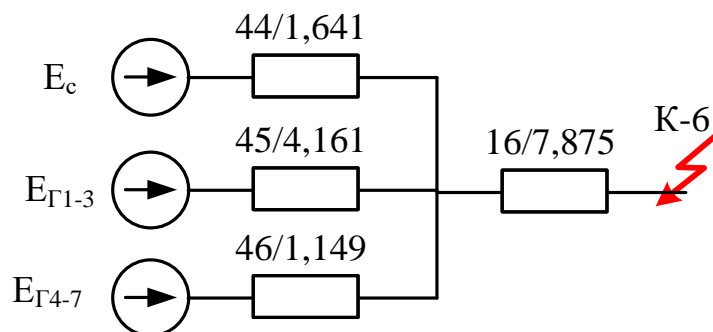


Рисунок 2.19 демонструє спрощення заступної схеми для точки К-6.

$$x_{*47} = \frac{1}{\frac{1}{x_{*44}} + \frac{1}{x_{*45}} + \frac{1}{x_{*46}}} = \frac{1}{\frac{1}{1,641} + \frac{1}{4,161} + \frac{1}{1,149}} = 0,581,$$

$$x_{*48} = x_{*47} + x_{*16} = 0,581 + 7,875 = 8,456.$$

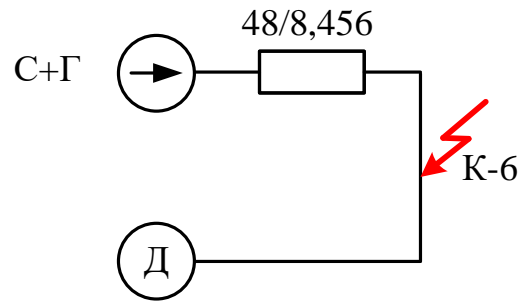


Рисунок 2.20 відображає спрощення заступної схеми для точки К-6.

$$I_6 = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,6 \text{ (кА)},$$

$$I_{п.оС+Г} = \frac{1}{8,456} \cdot 91,6 = 10,5 \text{ (кА)},$$

$$I_{п.оД} = 4,0 \cdot \frac{\sum P_{ном}}{2 \cdot U_{номд}}, \quad (2.32)$$

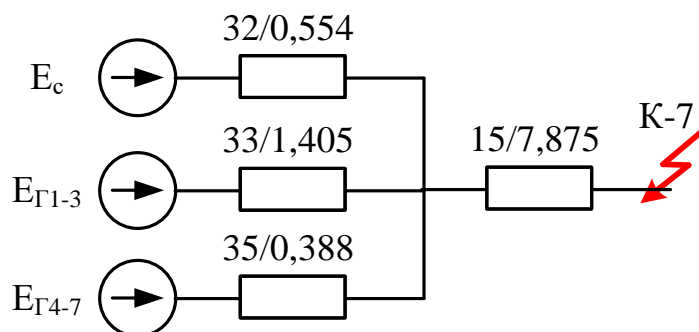
де $\sum P_{ном}$ - Сумарна номінальна потужність всіх двигунів ВП, для приблизних оцінок струму короткого замикання, приймається при живленні від робочого трансформатора. ($\sum P_{ном} \approx 1,25 \cdot S_{ном.ТВП}$);

$S_{ном.ТВП}$ - номінальна повна потужність робочого або резервного трансформаторів виражається в мегавольт-амперах (МВА).

$U_{номд}$ - Номінальна міжфазна напруга двигунів вимірюється в кіловольтах (кВ). ($U_{номд} = 6 \text{ кВ}$),

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

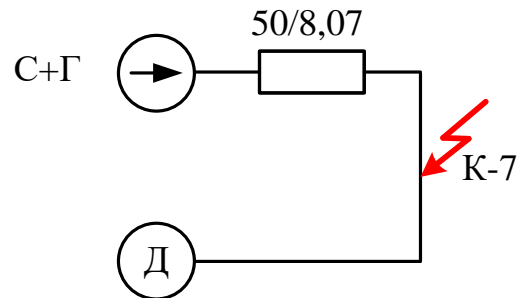
Розглядаючи точку К7, можна скористатися результатами розрахунку точки К3 К2, здвигаючи точку К3 на величину опору.



Спростимо заступну схему для точки К-7, використовуючи методику, описану в [9].

$$X_{*49} = \frac{1}{\frac{1}{X_{*32}} + \frac{1}{X_{*33}} + \frac{1}{X_{*35}}} = \frac{1}{\frac{1}{0,554} + \frac{1}{1,405} + \frac{1}{0,388}} = 0,196,$$

$$X_{*50} = X_{*49} + X_{*15} = 0,196 + 7,875 = 8,07.$$



Розглянемо спрощену заступну електричну схему для точки К-7, зображену на рисунку 2.22.

$$I_{п.оС+Г} = \frac{1}{8,07} \cdot 91,6 = 11,3 \text{ (кА)},$$

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

Попередньо встановлюємо вимикачі [3]:

1) ВРУ-500 кВ	HPL-550 В2	$t_{BB}=0,02 \text{ с.};$
2) ВРУ-110 кВ	HPL-170 В1	$t_{BB}=0,035 \text{ с.};$
4) Сторона АТЗ	HPL-72,5 В1	$t_{BB}=0,04 \text{ с.};$
5) РУ ВП-6 кВ	КУ-6	$t_{BB}=0,04 \text{ с.}$

Для генераторних віток знаходимо коефіцієнти $\gamma_{n\tau}$.

К₁: G₁₋₃:

$$I'_{НОМ} = \frac{3 \cdot 352,94}{\sqrt{3} \cdot 515} = 1,2 \text{ (кА)},$$

$$\frac{I_{по}}{I'_{НОМ}} = \frac{3,5}{1,2} = 2,9; \gamma_{n,\tau} = 0,94.$$

G₄₋₇:

$$I'_{НОМ} = \frac{4 \cdot 235,3}{\sqrt{3} \cdot 515} = 1,05 \text{ (кА)},$$

$$\frac{I_{\text{по}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{2,8}{1,05} = 2,7; \gamma_{\text{n},\tau} = 0,96.$$

K₂: a) G₁₋₃:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{3 \cdot 352,94}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,3 (\text{кА}),$$

$$\frac{I_{\text{по}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{4}{5,3} = 0,8 < 1; \gamma_{\text{n},\tau} = 1.$$

G₄₋₇:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{4 \cdot 235,3}{\sqrt{3} \cdot 115} = 4,7 (\text{кА}),$$

$$\frac{I_{\text{по}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{14,6}{4,7} = 3,1; \gamma_{\text{n},\tau} = 0,93.$$

K₃: a) G₁:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{352,94}{\sqrt{3} \cdot 20} = 10,2 (\text{кА}),$$

$$\frac{I_{\text{по}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{40,3}{10,2} = 4; \gamma_{\text{n},\tau} = 0,91.$$

G_{2,3}:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{2 \cdot 352,94}{\sqrt{3} \cdot 20} = 20,4 (\text{кА}),$$

$$\frac{I_{\text{по}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{15,4}{20,4} = 0,74 < 1; \gamma_{\text{n},\tau} = 1.$$

G₄₋₇:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{4 \cdot 235,3}{\sqrt{3} \cdot 20} = 27,2 (\text{кА}),$$

$$\frac{I_{\text{по}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{18,2}{27,2} = 0,7 < 1; \gamma_{\text{n},\tau} = 1.$$

K₄: a) G₄:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{235,3}{\sqrt{3} \cdot 20} = 6,8 (\text{кА}),$$

$$\frac{I_{\text{по}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{40,4}{6,8} = 5,9; \gamma_{\text{н},\tau} = 0,86.$$

G₅₋₇:

$$\frac{I_{\text{по}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{13,2}{20,4} = 0,6 < 1; \gamma_{\text{н},\tau} = 1.$$

G₁₋₃:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{3 \cdot 352,94}{\sqrt{3} \cdot 20} = 30,6 (\text{кА}),$$

$$\frac{I_{\text{по}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{6,8}{30,6} = 0,22 < 1; \gamma_{\text{н},\tau} = 1.$$

Ударний струм короткого замикання зазвичай виникає протягом 0,01 с після початку короткого замикання. Його величина обчислюється за допомогою наступної формули:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п.о}} \cdot k_y; \quad (2.33)$$

де $I_{\text{п.о}}$ - значення періодичної складової струму в момент часу 0 секунд КЗ, А;

k_y - Ударний коефіцієнт визначається відповідно до постійного часу загасання аперіодичної складової струму короткого замикання. Аперіодична складова струму КЗ визначається за формулою: $i_{\text{а.}\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п.о}} \cdot e^{-\tau/T_a}$. (2.34)

де T_a – стала затухання аперіодичної складової струму короткого замикання позначається символом "с" у відповідних розрахунках.

Визначимо компоненти струму короткого замикання, викликані двигунами вентиляторів потужності [1, 5]:

$$\left. \begin{aligned} I_{\text{пт.Дв}} &= I_{\text{но.Дв}} \cdot e^{-\tau/0,07}; \\ i_{\text{ат.Дв}} &= \sqrt{2} \cdot I_{\text{но.Дв}} \cdot e^{-\tau/0,04}; \\ i_{\text{у.Дв}} &= \sqrt{2} \cdot I_{\text{но.Дв}} \cdot K_{\text{у.Дв}}. \end{aligned} \right\} (2.35)$$

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

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

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

Розрахункові дані щодо компонентів струму короткого замикання представлено у таблицях 2.8 і 2.9

	Вітка живлення	I_{n0} , кА	K_y	T_a , с	τ , с	$e^{-\tau/T_a}$	$\gamma_{n,\tau}$
К1 ВРУ 500 кВ	Система	7,9	1,717	0,03	0,045	0,22	1
	Г1-3	3,5	1,981	0,54	0,045	0,92	0,94
	Г4-7	2,8	1,982	0,545	0,045	0,92	0,96
К2 ВРУ 110 кВ	Система	9	1,608	0,02	0,045	0,11	1
	Г1-3	4	1,981	0,54	0,045	0,92	1
	Г4-7	14,6	1,982	0,545	0,045	0,92	0,93
К3 Г1 300 МВт	Система	52,1	1,717	0,03	0,045	0,22	1
	Г1	40,3	1,981	0,54	0,045	0,92	0,91
	Г2,3	15,4	1,981	0,54	0,045	0,92	1
	Г4-7	18,2	1,982	0,545	0,045	0,92	1
К4 Г4 200 МВт	Система	29,7	1,717	0,03	0,045	0,22	1
	Г4	40,4	1,982	0,545	0,045	0,92	0,83
	Г1-3	6,8	1,981	0,54	0,045	0,92	1
	Г5-7	13,2	1,982	0,545	0,045	0,92	1
К5 НН АТЗ 37 кВ	Система	9,5	1,717	0,03	0,045	0,22	1
	Г1-3	4,2	1,981	0,54	0,045	0,92	1
	Г4-7	15,3	1,982	0,545	0,045	0,92	1
К6 ВП 6 кВ	С+Г	10,5	1,845	0,06	0,05	0,43	1
	Д	10,4	1,65	0,04	0,05	0,29	0,49
К7 ВП 6 кВ	С+Г	11,3	1,845	0,06	0,05	0,43	1
	Д	10,4	1,65	0,04	0,05	0,29	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 330 кВ	Система	7,9	19,18	2,49	7,90	Комут.апар. і шини
	Г1-3	3,5	9,81	4,55	3,29	
	Г4-7	2,8	7,85	3,65	2,69	
	Сума	14,2	36,84	10,69	13,88	
К2 ВРУ 110 кВ	Система	9	20,47	1,34	9,00	Комут.апар. і шини
	Г1-3	4	11,21	5,20	4,00	
	Г4-7	14,6	40,92	19,01	13,58	
	Сума	27,6	72,60	25,56	26,58	
К3 Г1 300 МВт	Система	52,1	126,51	16,44	52,10	шини в осн. Колі
	Г2,3	15,4	43,14	20,04	15,40	
	Г4-7	18,2	51,01	23,70	18,20	
	Сума	85,7	220,67	60,18	85,70	

	Г1	40,3	112,90	52,44	36,67	
	Сума	126	333,57	112,62	122,37	шини до ВП
К4 Г4 200 МВт	Система	29,7	72,12	9,37	29,70	шини в осн. Колі
	Г1-3	6,8	19,05	8,85	6,80	
	Г5-7	13,2	37,00	17,19	13,20	
	Сума	49,7	128,17	35,41	49,70	
	Г4	40,4	113,24	52,61	33,53	
	Сума	90,1	241,41	88,02	83,23	шини до ВП
К5 НН АТЗ 37 кВт	Система	9,5	23,07	3,00	9,50	
	Г1-3	4,2	11,77	5,46	4,20	
	Г4-7	15,3	42,89	19,92	15,30	
	Сума	29	77,72	28,39	29,00	
К6 РУ ВП 6 кВ	С+Г	10,5	27,40	6,45	10,50	Комут.апар
	Д	10,4	24,27	4,21	5,10	
	Сума	20,9	51,66	10,67	15,60	Шини
К7 РУ ВП 6 кВ	С+Г	11,3	29,48	6,95	11,30	Комут.апар
	Д	10,4	24,27	4,21	5,10	
	Сума	21,7	53,75	11,16	16,40	Шини

Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадратичного струму для ВРУ-500 кВ включає в себе розрахунки максимальних

$$\text{струмів. } I_{\max.W} = \frac{P_{\text{гр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \phi}; \quad (2.36)$$

$$I_{\max.БТ} = \frac{S_{\text{Г.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot 0,95}; \quad (2.37)$$

$$I_{\max.АТЗ} = \frac{1,5 \cdot S_{\text{АТ.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}. \quad (2.38)$$

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

$$I_{\max.БТ1} = \frac{352,94 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 500 \cdot 0,95} = 428 \text{ (А)};$$

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

Імпульс квадратичного струму:

$$B_k = I_{\text{но}}^2 (t_{\text{вим}} + T_a), \quad (2.39)$$

де $t_{\text{вим}}$ – час вимикання КЗ, с.

$$B_k = 14,2^2 (0,2 + 0,26) = 92,7 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

ВРУ-110 кВ:

$$\begin{aligned}
 I_{\max.W} &= \frac{50 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,85} = 67,9 \text{ (A)}; \\
 I_{\max.БТ2} &= \frac{235,3 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,95} = 1300 \text{ (A)}; \\
 I_{\max.АТ3} &= \frac{1,5 \cdot 250 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 1968,2 \text{ (A)}; \\
 I_{\max.TR} &= \frac{S_{TR.HOM}}{\sqrt{3} \cdot U_{HOM}}; \\
 I_{\max.TR} &= \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 131 \text{ (A)}; \\
 B_k &= 27,6^2(0,2 + 0,26) = 350 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.
 \end{aligned} \tag{2.40}$$

Генератор ТГВ-300.

$$\begin{aligned}
 I_{\max G1} &= \frac{10200}{0,95} = 10736,8 \text{ (A)}; \\
 I_{\max ТВП} &= \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 20} = 721 \text{ (A)}; \\
 B_k &= (85,7^2 + 0,3 \cdot 40,3^2 + 2 \cdot 85,7 \cdot 0,52 \cdot 40,3) \cdot 4 + \\
 &+ \left(85,7^2 \cdot 0,26 + 40,3^2 \cdot 0,54 + \frac{4 \cdot 85,7 \cdot 40,3}{1/0,26 + 1/0,54} \right) = 46719,5 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.
 \end{aligned}$$

Коло генератора 200 МВт:

$$\begin{aligned}
 I_{\max.G} &= \frac{I_{G.HOM}}{0,95}. \\
 I_{\max G} &= \frac{8,625 \cdot 10^3}{0,95} = 9079 \text{ (A)}; \\
 I_{\max ТВП} &= \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 20} = 721 \text{ (A)};
 \end{aligned} \tag{2.41}$$

Імпульс квадратичного струму:

$$\begin{aligned}
 B_k &= (49,7^2 + 0,3 \cdot 40,4^2 + 2 \cdot 49,7 \cdot 0,52 \cdot 40,4) \cdot 4 + \\
 &+ (49,7^2 \cdot 0,26 + 40,4^2 \cdot 0,545 + \frac{4 \cdot 49,7 \cdot 40,4}{\frac{1}{0,26} + \frac{1}{0,545}}) = 19121,81 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.
 \end{aligned}$$

Сторона АТЗ 35 кВ:

$$I_{\max.} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 390(\text{А}).$$

$$B_{\kappa} = 29^2(0,2 + 0,32) = 387 (\text{кА}^2 \cdot \text{с}).$$

РУ ВП-6 кВ:

$$I_{\max. \text{TR}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 2} = 1203(\text{А}).$$

$$B_{\kappa} = I_{\text{пос}}^2 (t_{\text{вим}} + T_{\text{асх}}) + I_{\text{ноД}}^2 (0,5T_{\text{Д}} + T_{\text{асх}}) + 2I_{\text{пос}} \cdot I_{\text{ноД}} (T_{\text{Д}} + T_{\text{асх}}), \quad (2.42)$$

$$T_{\text{асх}} = \frac{T_{\text{ас}} I_{\text{пос}} + T_{\text{аД}} I_{\text{ноД}}}{I_{\text{пос}} + I_{\text{ноД}}};$$

$$T_{\text{асх}} = \frac{0,06 \cdot 11,3 + 0,04 \cdot 10,4}{11,3 + 10,4} = 0,05 (\text{с}).$$

$$B_{\kappa} = 11,3^2(0,3 + 0,05) + 10,4^2(0,5 \cdot 0,07 + 0,05) + 2 \cdot 11,3 \cdot 10,4(0,07 + 0,05) = 82 (\text{кА}^2 \cdot \text{с}).$$

2.8 Вибір комутаційної апаратури

Вибір комутаційної апаратури проводиться у табличній формі, що представлена в таблиці 8.1.

Таблиця 2.10 – Вибір комутаційних апаратів

ВРУ-500 кВ Розрахункові дані	Каталожні дані	
	Вимикач	Роз'єднувач
	HPL-550 B2-53/4000	D BF-550/4000 T1
$U_{\text{ном}} = 500 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 500 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 500 \text{ кВ}$
$I_{\text{роб.мак}} = 1087 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$
$I_{\text{п.т}} = 13,88 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.відк}} = 53 \text{ кА}$	—
$i_{\text{а.т}} = 10,69 \text{ кА}$	$\sqrt{2} I_{\text{ном.відк}} \beta_{\text{н}} = 22,6 \text{ кА}$	—
$I_{\text{п.0}} = 14,2 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 53 \text{ кА}$	—
$i_{\text{у}} = 36,84 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 160 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 160 \text{ кА}$
$B_{\kappa} = 92,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 512 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
ВРУ-110 кВ Розрахункові дані	Каталожні дані	
	Вимикач	Роз'єднувач
	HPL-170 B1-50/4000	D BF-110/4000 T1
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 150 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 126 \text{ кВ}$
$I_{\text{роб.мак}} = 1968,2 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$
$I_{\text{п.т}} = 26,58 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.відк}} = 50 \text{ кА}$	—
$i_{\text{а.т}} = 25,56 \text{ кА}$	$\sqrt{2} I_{\text{ном.відк}} \beta_{\text{н}} = 21,2 \text{ кА}$	—
$I_{\text{п.0}} = 27,6 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 50 \text{ кА}$	—
$i_{\text{у}} = 72,6 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 160 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 160 \text{ кА}$

$V_k = 350 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 512 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
35 кВ Розрахункові дані	Каталожні дані	
	Вимикач	Роз'єднувач
	HPL-72,5 В1-50/4000	D BF-35/4000 T1
$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 72,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{роб.мах}} = 390 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$
$I_{\text{п.т}} = 29 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.відк}} = 50 \text{ кА}$	—
$i_{\text{а.т}} = 28,39 \text{ кА}$	$\sqrt{2} I_{\text{ном.відк}} \beta_{\text{н}} = 21,2 \text{ кА}$	—
$I_{\text{п.0}} = 29 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 50 \text{ кА}$	—
$i_{\text{у}} = 77,72 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 160 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 160 \text{ кА}$
$V_k = 387 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 512 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
6 кВ Розрахункові дані	Каталожні дані	
	Вимикач	Роз'єднувач
	КУ-6-40/3200	КУ6С
$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$
$I_{\text{роб.мах}} = 1203 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3200 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$
$I_{\text{п.т}} = 11,3 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.відк}} = 40 \text{ кА}$	—
$i_{\text{а.т}} = 6,95 \text{ кА}$	$\sqrt{2} I_{\text{ном.відк}} \beta_{\text{н}} = 22,6 \text{ кА}$	—
$I_{\text{п.0}} = 11,3 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$	—
$i_{\text{у}} = 29,48 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 90 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$
$V_k = 82 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

2.9 Вибір шин врп, грп та ртвп

ВРУ-500 кВ. Збірні шини:

$$I_{\text{мах}} = 1087 \text{ (А)};$$

$$I_{\text{по}} = 14,2 \text{ (кА)} < 20 \text{ (кА)};$$

$$i_{\text{у}} = 36,84 \text{ (кА)} < 50 \text{ (кА)};$$

Приймаємо два проводи марки [6] АС-400/93: $d = 29,1 \text{ мм}$;

$$I_{\text{доп}} = 900 \text{ (А)}; D = 6 \text{ (м)}.$$

Фази розташовані горизонтально, а відстань між проводами визначається середньою геометричною:

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot D, \quad (2.42)$$

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot 600 = 756 \text{ (см)}.$$

Перевірка за максимальним струмом:

$$I_{\text{мах}} = 1087 \text{ (А)} < I_{\text{доп}} = 2 \cdot 900 = 1800 \text{ (А)}.$$

Перевірка проводу на коронування:

– початкова критична напруженість електричного поля визначається.

$$E_0 = 30,3 \cdot m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right), \quad (2.43)$$

де $m = 0,82$ – коефіцієнт жорсткості проводів визначається.

r_0 – радіус проводу, см.

– напруженість електричного поля біля поверхні проводу визначається у кількості кіловольт на сантиметр.

$$E = K \cdot \frac{0,354 \cdot U_{\max}}{n \cdot r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{ек}}}}, \quad (2.44)$$

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..

При $n = 2$:

$$K = 1 + 2 \cdot \frac{r_0}{a} \quad (2.45)$$

$$r_{\text{ек}} = \sqrt{r_0 \cdot a}$$

де відстань між проводами в розщепленій фазі визначається при наявності.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,455}}\right) = 31 \text{ (кВ/см)};$$

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

$$K = 1 + 2 \cdot \frac{1,38}{40} = 1,069;$$

$$r_{\text{ек}} = \sqrt{1,455 \cdot 40} = 7,62 \text{ (см)};$$

$$E = 1,069 \cdot \frac{0,354 \cdot 525}{2 \cdot 1,455 \cdot \lg \frac{756}{7,62}} = 34,2 \text{ (кВ/см)};$$

Умови перевірки:

$$1,07E \leq 0,9E_0; \quad (2.46)$$

$$1,07E = 1,07 \cdot 34,2 = 36,6 \text{ (кВ/см)} > 0,9E_0 = 0,9 \cdot 31 = 27,9 \text{ (кВ/см)}.$$

Умова не є виконаною, тому ми встановлюємо чотири проводи марки АС 500/336 зі значенням діаметра $(d = 37,5)$ мм.

$$I_{\text{доп}} = 950 \text{ А.}$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,875}}\right) = 30,27 \text{ (кВ / см);}$$

$$k = 1 + 3\sqrt{2} \frac{1,875}{40} = 1,198;$$

$$r_{\text{ек}} = \sqrt[4]{\sqrt{2 \cdot 1,875 \cdot 40^3}} = 20,54 \text{ (см);}$$

$$E = 1,198 \cdot \frac{0,354 \cdot 525}{4 \cdot 1,875 \cdot \lg \frac{756}{20,54}} = 18,9 \text{ (кВ / см);}$$

$$1,07 \cdot 18,9 = 20,2 \text{ (кВ / см)} < 0,9 \cdot 30,27 = 27,24 \text{ (кВ / см)}.$$

Умова виконується. Перевірка на термічну дію не проводиться, оскільки шини виконані голими проводами на відкритому повітрі.

ВРУ-110 кВ:

а) збірні шини:

$$I_{\text{max}} = 1300 \text{ А;}$$

$$I_{\text{п,о}} = 27,6 \text{ кА} > 20 \text{ кА;}$$

$$i_y = 72,6 \text{ кА} > 50 \text{ кА.}$$

Вибираємо два проводи марки АС 400/22:

$$d = 26,6 \text{ мм; } I_{\text{доп}} = 830 \text{ А;}$$

$$D = 300 \text{ см; } \alpha_{\text{доп}} = 0,45 \text{ м; } m_1 = 1,261 \text{ кг/м.}$$

Фази розташовані горизонтально, а середня геометрична відстань між ними:

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

Перевірка за максимальним струмом:

$$I_{\max} = 1300 < I_{\text{доп}} = 2 \cdot 830 = 1660 \text{ А};$$

Перевірка на коронування:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,66}} \right) = 31,29 \text{ (кВ/см)};$$

$$K = 1 + 2 \cdot \frac{1,33}{20} = 1,133;$$

$$r_{\text{ек}} = \sqrt{1,33 \cdot 20} = 5,158 \text{ (см)};$$

$$E = 1,133 \cdot \frac{0,354 \cdot 121}{2 \cdot 1,66 \cdot \frac{378}{5,158}} = 9,782 \text{ (кВ/см)};$$

$$1,07 \cdot 9,782 = 10,467 \text{ кВ/см} < 0,9 \cdot 31,29 = 28,159 \text{ (кВ/см)}.$$

Умова виконується. Проводимо перевірку на схрещування [6]:

$$f = 0,15 \cdot \frac{27,6^2}{3,0} = 38 \text{ (Н/м)};$$

$$g = 9,8 \cdot 1,1 \cdot 2 \cdot 1,261 = 27,2 \text{ (Н/м)};$$

$$\frac{\sqrt{h}}{t_{\text{ек}}} = \frac{\sqrt{2,5}}{0,15} = 10,5;$$

$$\frac{f}{g} = \frac{38}{27,2} = 1,4,$$

$$\frac{b}{h} = 0,4; b = 2,5 \cdot 0,4 = 1 \text{ (м)}.$$

$$b_{\text{доп}} = \frac{3,05 - 0,0227 - 0,45}{2} = 1,29 \text{ (м)} > b = 1 \text{ (м)}.$$

Умова виконується. Перевірка на термічну дію не виконується, оскільки шини виконані голими проводами на відкритому повітрі. Щодо генератора ТГВ-300, встановлюємо екранований генераторний струмопровід, а саме, в основному колі типу ТЭКНЕ-20/11200-300У1 [6]:

$$U_{\text{уст.}} = 20 \text{ кВ} \leq U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ};$$

$$I_{\max} = 10736,8 \text{ А} \leq I_{\text{ном}} = 11200 \text{ А};$$

$$i_y = 220,67 \text{ кА} \leq i_{\text{дин.}} = 300 \text{ кА.}$$

б) на відгалужені до ТВП типу ТЭКНЕ-20/1600-560У1:

$$U_{\text{уст.}} = 20 \text{ кВ} \leq U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{max}} = 721 \text{ А} \leq I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А};$$

$$i_y = 333,57 \text{ кА} \leq i_{\text{дин.}} = 560 \text{ кА.}$$

Генератор ТГВ-200. Установлюємо екранований генераторний струмопровід в основному колі типу ТЭКНЕ-20/11200-300У1:

$$U_{\text{уст.}} = 20 \text{ кВ} \leq U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{max}} = 9079 \text{ А} \leq I_{\text{ном}} = 11200 \text{ А};$$

$$i_y = 128,17 \text{ кА} \leq i_{\text{дин.}} = 300 \text{ кА.}$$

б) на відгалужені до ТВП типу ТЭКНЕ-20/1600-560У1:

$$U_{\text{уст.}} = 20 \text{ кВ} \leq U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{max}} = 721 \text{ А} \leq I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А};$$

$$i_y = 241,41 \text{ кА} \leq i_{\text{дин.}} = 560 \text{ кА.}$$

РУВП-6 кВ. Встановлюємо екранований генераторний струмопровід типу ТЗК-6-1600-75 [7].

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

$$I_{\text{max}} = 1,203 \text{ А} \leq I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А};$$

$$i_y = 53,75 \text{ кА} \leq i_{\text{дин.}} = 75 \text{ кА.}$$

Вибір кабелю. Обираємо кабель для електродвигуна типу. 2А3М-800/6000:

$P_{\text{ном}} = 800 \text{ кВт}$; $U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$; $I_{\text{ном}} = 89,5 \text{ А}$; $T_{\text{max}} = 6902,37 \text{ год.}$

Вибір кабелю. Обираємо кабель марки ААШв, напругою 6 кВ, з трьома жилами.

Економічний переріз:

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

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

З урахуванням поправочного коефіцієнта на температуру повітря ($K_2 = 0,87$), допустимий струм становить:

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

Аналіз термічної стійкості:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{47 \cdot 10^6}}{90} = 76,2 \text{ мм}^2 < q = 285 \text{ мм}^2 .$$

Кабель підходить.

2.10 Вибір вимірювальних трансформаторів

Визначаємо параметри вимірювальних трансформаторів струму та напруги для лінії електропередачі напругою 500 кВ [6].

Таблиця 2.11 включає розрахункові та каталожні показники трансформатора струму ТВ-500.

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{уст} = 500 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 500 \text{ кВ}$
$I_{max} = 1222 \text{ А}$	$I_{ном} = 1500 \text{ А}$
$i_y = 15,04 \text{ кА}$	$i_{дин} = 50 \text{ кА}$
$B_k = 15 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$r^2 = 8,64 \text{ Ом}$	$r_{ном}^2 = 20 \text{ Ом}$

Примітки:

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

Таблиця 2.12 містить відомості щодо другинного навантаження трансформаторного струму.

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:

$$r_{\text{прил}} = S_{\text{прил}} / I^2; \quad (10.1)$$

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

Допустимий опір проводів:

$$r_{\text{пр}} = r_{2\text{ном}} - r_{\text{прил}} - r_{\text{к}}; \quad (10.2)$$

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

Розрахунковий переріз проводів:

$$q_{\text{розр}} = p \cdot I_{\text{розр}} / r_{\text{пр}}; \quad (10.3)$$

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

Вторинне навантаження розглядається в контексті умови механічної міцності, і за цим критерієм обрано контрольний кабель марки КРВГ з жилами перерізом.

$$r_2 = 6,5 + 0,1 + (0,0175 \cdot 175) / 2,5 = 7,82 (\text{Ом}) < 20 (\text{Ом}).$$

Розміщуємо трансформатор напруги (ТН) відповідно до типу НКФ-М-500-ІІ:

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

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

Перевірка вторинного навантаження трансформатора напруги НКФ-М-500-II вказана в Таблиці 2.13.

Прилад	Тип	S _{обм} , В·А	n _{обм} , шт	Cos φ	Sin φ	n _{прил} , 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

Вторинне навантаження:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{Q^2 + P^2} = \sqrt{35^2 + 9,7^2} = 36,3 \text{ (В} \cdot \text{А)} < S_{2\text{доп}} = 3 \cdot 100 = 300 \text{ (В} \cdot \text{А)}.$$

Для з'єднання трансформатора напруги (ТН) з приладами використовуємо контрольний кабель КРВГ з перерізом жил.

Таблиця 2.14 – Вимірювальні трансформатори

Місце установки	Трансформатор струму	Трансформатор напруги
ВРУ-500 кВ	ТВ-500	НКФ-М-500-II
ВРУ-110 кВ	ТВ-110	НКФ-110-58У1
Автотрансформатор зв'язку - сторона ВН - сторона СН - сторона НН	ТВТ-500 ТВТ110-I-2000/1 ТФЗМ-35Б-II	- - ЗНОМ-35-65У1
Блочний трансформатор БТ ₁ - сторона ВН - сторона НН	ТВТ-500 ТШ-20-12000/5	- -
Блочний трансформатор БТ ₂ - сторона ВН - сторона НН	ТВТ110-I-2000/5 ТШ-20-12000/5	- -
Генератор ТГВ-200	ТШ-20-10000/5	ЗОМ-1/10; ЗНОМ-10
Генератор ТГВ-300	ТШ-20-12000/5	ЗОМ-1/10; ЗНОМ-20
Робочий трансформатор власних потреб ТВП1		

- сторона ВН - сторона НН	ТШ-20 ТШЛ-10	- -
Робочий трансформатор власних потреб ТВП2 - сторона ВН - сторона НН	ТШ-20 ТШЛ-10	- -
Трансформатор TR ₂ - сторона ВН - сторона НН	ТВТ35-I-3000/5 ТШЛ-10	- -
Трансформатор TR ₁ - сторона ВН - сторона НН	ТВТ110-I-2000/1 ТШЛ-10	- -
РУВП-6 кВ	ТШЛ-10	ЗНОЛ.06-6У3

2.11 Вибір апаратури для обмеження перенапруг та високочастотних загороджувачів

Для забезпечення захисту від перенапруг на станції встановлюємо розрядники та обмежувачі перенапруг.

1.Лінія електропередачі напругою 500 кВ, сторона високої напруги автоматичних трансформаторних захистів (ВН АТЗ).

ОПН-500У1;

Лінія електропередачі напругою 500 кВ та сторона високої напруги блочних трансформаторів БТ1,3.

2.Лінія електропередачі напругою 110 кВ, сторона середньої напруги автоматичного вимикача, сторона високої напруги. ОПН-110У1;

блочних трансформаторів БТ2:

3.Неактивна точка заземлення блочних трансформаторів БТ4.

ОПН-110У1;

4. Лінія нейтралі блочних трансформаторів БТ1, БТ2, БТ3, що спрямована до сторони низької напруги (Сторона НН).

РВМ-15У1;

5. Лінія нейтралі трансформаторів вищого напругового рівня (ВП), орієнтована на сторону низької напруги (Сторона НН).

РВРД-6У1.

З метою забезпечення ефективної функціональності релейного захисту, автоматики та системи зв'язку, ми рекомендуємо встановити на лінії електропередачі високочастотні загороджувачі [6].

а) На лінії напругою 110 кВ рекомендується встановити загороджувач ВЗ-2000-0,5У1 для забезпечення надійного захисту системи.

Проводимо перевірку:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}};$$

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}};$$

$$i_y \leq i_{\text{дин}};$$

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T;$$

$$110 \text{ (кВ)} = 110 \text{ (кВ)};$$

$$1968,2 \text{ (А)} < 2000 \text{ (А)};$$

$$72,6 \text{ (кА)} < 102 \text{ (кА)};$$

$$350 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)} < 40^2 \cdot 1 = 1600 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

На лінії напругою 500 кВ рекомендовано встановити загороджувач ВЗ-2000-0,5У1.

Здійснюємо перевірку виконання всіх умов:

$$500 \text{ (кВ)} = 500 \text{ (кВ)};$$

$$1087 \text{ (А)} < 2000 \text{ (А)};$$

$$36,84 \text{ (кА)} < 102 \text{ (кА)};$$

$$92,7 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)} < 40^2 \cdot 1 = 1600 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

Усі вимоги є виконаними. З метою обмеження перенапруг у режимі холостого ходу та при малих навантаженнях на ЛЕП-500 кВ, встановлюємо шунтові реактори типу РОДЦ-60000/500У1.

2.12 Вибір акумуляторної батареї

Виконаємо розрахунок активного опору (АБ) для блоку потужністю 200 МВт (одна батарея на два блоки). Розрахунок навантаження установки постійного струму [6] представлено в таблиці 2.15.

Таблиця 2.15– Підрахунок навантажень на АБ

Електроприймач	К- ть	$P_{\text{ном}}$, кВт	$I_{\text{ном}}$, А	$I_{\text{розр}}$, А	$I_{\text{пуск}}$, А	$I_{\text{ав}}$, А	$I_{\text{г}}$, А
Постійне навантаження	—	—	—	25	—	25	25
Аварійне освітлення	—	—	—	130	—	130	—
Перетворювальний агрегат оперативного зв'язку	1	7,2	38	30	100	30	30
Електродвигун аварійного маслonaсосу ущільнень генератора	1	25	128	120	300	120	—
Електродвигун аварійного маслonaсосу змазки турбін	1	42	214	140	540	140	540
Електродвигун аварійного маслonaсосу ущільнень генератора	1	42	216	200	540	—	540
Разом						445	1135

Припускаємо використання одного акумуляторного блоку типу СК для кожного блоку. Акумулятор буде експлуатуватися у режимі постійної зарядки з використанням елементарного комутатора (див. рисунок 2.23).

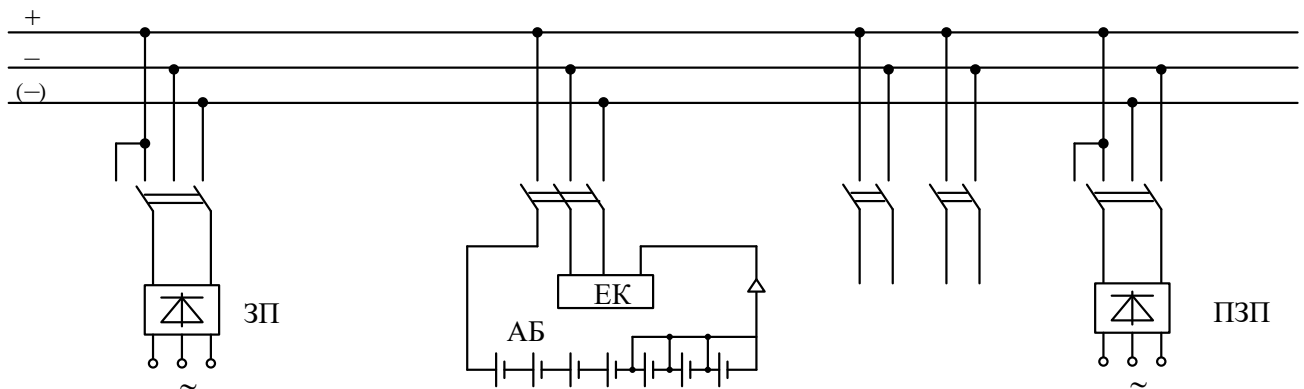


Рисунок 2.23 – Розглядається схема акумуляторної установки з елементним комутатором, що працює у режимі постійної підзарядки. У даній схемі використовуються наступні елементи: акумуляторна батарея (АБ), елементний комутатор (ЕК), підзарядний пристрій (ПЗП), зарядний агрегат (ЗА) та привідний електродвигун змінного струму (Д).

Згідно з розрахунковою тривалістю аварійного навантаження, яка становить 0,5 години, та відомими даними [3] (номінальна напруга на шинах установки $U_{\text{ш}} = 230 \text{ В}$, напруга на елементі в режимі підзарядки $U_{\text{кз}} = 2,15 \text{ В}$)

при розрахунку акумуляторної установки з елементним комутатором, зафіксовано наступне:

$$I_{ав} = 445 \text{ (A)};$$

$$I_T = 1135 \text{ (A)}.$$

- Проведемо розрахунок кількості основних елементів батареї, які приєднані до шин установки в режимі постійної підзарядки, за наступними вихідними даними:

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{пз}}; \quad (2.27)$$

$$n_0 = \frac{230}{2,15} = 106,98 \approx 108;$$

- загальна кількість елементів батареї:

–

$$n = \frac{U_{ш}}{U_p}, \quad (2.48)$$

де $U_p = 1,75 \text{ В [1]}$ – напруга на кінці аварійного розряду елемента визначається за наступними параметрами:

$$n = \frac{230}{1,75} = 131,43 \approx 130;$$

- додаткових:

$$\begin{aligned} n_{дод} &= n - n_0; \\ n_{дод} &= 130 - 108 = 22. \end{aligned} \quad (2.49)$$

В режимі заряду при максимальній напрузі на елементі 2,7 В, до шини приєднується.

$$n_{min} = 230 / 2,7 = 85.$$

На основі тривалості аварійного навантаження визначимо типовий номер батареї.

$$N = 1,05 \frac{I_{ав}}{j}, \quad (2.50)$$

де 1,05 – Коефіцієнт, який урахує старіння акумуляторів.

$I_{ав}$ – струм, що виникає під час аварійного розряду протягом півгодини., А;

$j = 25 \text{ A/N}$ [1] – максимальне допустиме навантаження під час аварійного розряду, нормоване до першого номера акумуляторів, у залежності від температури електроліту.

$$N = 1,05 \cdot \frac{445}{25} = 18,69.$$

Приймаємо найближчий найбільший типовий номер [1]: $N = 20$ (СК-20).

Перевіряємо по струму короткочасного аварійного навантаження:

$$N \geq \frac{I}{46}; \quad (2.51)$$

$$N < 20; \quad (2.52)$$

$$\frac{1135}{46} = 24,67;$$

$20 < 24,67$, збільшуємо типовий номер до 28.

Проводимо перевірку за значенням струму короткочасного аварійного

навантаження. $j > \frac{I}{N}$, (2.53)

де j - характеризується по кривим рис. 2.24 [1] для основних елементів враховуємо умову забезпечення мінімально допустимої напруги на приводі вимикача. $85\% U_{\text{ном}}$, з урахуванням втрат напруги в кабелі. $5\% U_{\text{ном}}$.

$$j = 38 \text{ A/N} > \frac{1135}{28} = 35,46 \text{ A/N},$$

умова виконується.

Остаточню встановлюємо акумуляторну батарею СК-28. Вибір підзарядного пристрою (ПЗП) здійснюється на основі розрахункових значень струму і напруги в нормальному режимі. Струм підзаряду приймається рівним $0,15 \text{ N}$ [1]; таким чином, розрахунковий струм ПЗП основних елементів батареї буде:

$$I_{\text{ПЗП}} = I_{\text{пост}} + 0,15 \cdot N, \quad (2.54)$$

де $I_{\text{пост}}$ – струм постійно включеного навантаження визначається відповідно до (таблиця 11)

$$I_{\text{ПЗП}} = 25 + 0,15 \cdot 28 = 29,2 \text{ (А)}.$$

Розрахункова напруга підзарядного пристрою визначається за відповідними розрахунковими значеннями:

$$U_{\text{ПЗП}} = U_{\text{ПЗ}} \cdot n_0; \quad (2.55)$$

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

В якості підзарядного пристрою (ПЗП) використовують агрегати з твердими випрямлячами типу ВАЗП-380/260-40/80, призначені для напруги 260 В та струму 40 А. Додаткові елементи в нормальному режимі навантаження не включаються, тому розрахунковий струм і напруга підзарядного автоматичного пристрою додаткових елементів визначаються за наступними значеннями:

$$I_{\text{ПЗП дод}} = 0,05 \cdot N; \quad (2.56)$$

$$I_{\text{ПЗП дод}} = 0,05 \cdot 28 = 1,6 \text{ (А)};$$

$$U_{\text{ПЗП дод}} = U_{\text{ПЗ}} \cdot n_{\text{дод}}; \quad (2.57)$$

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

Вибір автоматичного підзарядного пристрою (ПЗП) здійснюється на користь типу АРН-3, який комплектується панеллю автоматичного регулювання напруги типу ПЭХ-9045-00А2.

Розрахунковий струм і напруга зарядного пристрою (в кінці заряду) визначаються як величини, необхідні для забезпечення оптимального процесу заряду.

$$I_{\text{ЗП}} = I_{\text{пост}} + 5N; \quad (2.58)$$

$$I_{\text{ЗП}} = 25 + 5 \cdot 28 = 165 \text{ (А)};$$

$$U_{\text{ЗП}} = U_3 \cdot n; \quad (2.59)$$

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

Обираємо зарядний агрегат типу ТППС-800 для забезпечення оптимального процесу заряду. ($U_{\text{НОМ}}=380 \text{ В}$, $I_{\text{НОМ}}=800 \text{ А}$).

Обрана акумуляторна батарея відповідає всім технічним вимогам і здатна забезпечити необхідний час роботи станції під час аварійної ситуації для відновлення нормального режиму.

3 ДОСЛІДЖЕННЯ ПАРАМЕТРІВ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ТА ПАРАМЕТРІВ РЕЖИМІВ

При проведенні аналізу електричної мережі відмічається розрізнення між параметрами її елементів і параметрами її режимів. Параметри елементів мережі охоплюють опір, провідність та коефіцієнти трансформації. До них також відносять електрорушійну силу (ЕРС) джерел, які визначають струми (потужності) навантажень.

Параметри режиму включають значення частоти, струмів у гілках, напруг у вузлах, фазових кутів, повної, активної та реактивної потужностей електропередачі. Додатково, до них відносять значення, що характеризують несиметрію трифазної системи напруг чи струмів, а також несинусоїдальність зміни напруги і струмів протягом періоду основної частоти [8].

3.1 Режими

Під терміном "режим мережі" розуміється електричний стан даної системи. Дослідимо різноманітні режими функціонування електричних систем [8].

У нормальному стабільному режимі значення основних параметрів, таких як частота і напруга, збігаються з номінальними або перебувають в межах припустимих відхилень від них. Струми не перевищують допустимих значень, враховуючи умови нагрівання. Зміни навантаження відбуваються поступово, надаючи можливість плавного регулювання роботи електростанцій і мереж, а також підтримання основних параметрів в межах допустимих норм. Важливо відзначити, що нормальний режим зберігається як при включенні, так і при відключенні потужних ліній або трансформаторів, а також при різких змінах навантаження. Після завершення перехідного процесу, що триває доли секунди, система повертається до сталого нормального режиму, де значення параметрів в контрольних точках системи перебувають в припустимих межах.

У перехідному несталому режимі система переміщується з одного стійкого нормального стану в інший, при цьому параметри різко змінюються.

Цей режим вважається аварійним і виникає при раптових змінах у схемі та різких коливаннях генераторних і споживаних потужностей. Зокрема, це може трапитися під час аварій на станціях або в мережах, таких як короткі замикання та відключення пошкоджених елементів мережі, або стрімке падіння тиску пари чи напору води. Під час аварійного перехідного режиму параметри режиму системи в деяких її контрольних точках можуть різко відхилитися від нормативних значень [9]. Після аварійний сталий режим настає після локалізації аварії в системі. Цей режим найчастіше відрізняється від нормального, так як в результаті аварії один або кілька елементів системи (генератор, трансформатор, лінія) будуть виведені з роботи. При післяаварійних режимах може виникнути так званий дефіцит потужності, коли потужність генераторів в залишилася в роботі частини системи менше потужності споживачів.

3.2 Параметри якості електроенергії

Якість електричної енергії визначається сукупністю її характеристик за частотою і напругою, відомих як показники якості електроенергії. Ці показники визначають вплив електроенергії на електрообладнання, електричні апарати та прилади, які підключені до електричної мережі. Оцінка цього впливу визначається ступенем відповідності показників якості електроенергії встановленим вимогам. У контексті електромагнітної сумісності, ці показники представляють собою рівень електромагнітної перешкоди, що виникає в електричній мережі в процесі виробництва, передачі, розподілу та споживання електричної енергії [9].

Аспекти електромагнітної сумісності враховуються в якості електроенергії, але характеризують тільки електричну мережу. Встановлені для неї допустимі рівні електромагнітних перешкод називаються показниками якості електроенергії.

Нормативи щодо показників якості електроенергії і їх перелік визначені ГОСТ 13109-97 [10], який виступає основою для розробників апаратури та

електрообладнання, що підключаються до мережі. Це стосується їхньої стійкості до перешкод з одного боку та рівня власних завад, які вони можуть викликати, з іншого. Якщо рівень стійкості цих технічних засобів перевищує максимально допустимі значення показників якості електроенергії в мережі, забезпечується електромагнітна сумісність.

Фактичні значення показників якості електроенергії повинні контролюватися за допомогою спеціалізованих засобів вимірювання в умовах експлуатації, а характеристики електропостачальної системи - за допомогою необхідних випробувань при їх розробці та виробництві.

Показники якості електроенергії перші дві групи нормуються ГОСТ, при цьому встановлені два рівні - нормальний і граничний. Показники третьої групи не мають нормативів, однак статистична інформація про них важлива для нормальної експлуатації електроенергетичної системи [10].

3.2.1 Відхилення частоти

Частота, позначена як f , виступає загальносистемним параметром режиму електроенергетичної системи (ЕЕС) і визначається балансом активної потужності. У випадку дефіциту генерованої потужності в системі, частота знижується до такого значення, при якому встановлюється новий баланс між виробленою та спожитою потужністю. З іншого боку, при перевищенні генерованої потужності частота підвищується.

Частота змінного струму в електроенергетичній системі визначається частотою обертання генераторів електростанцій і зазвичай має номінальне значення 50 Гц (у деяких країнах 60 Гц). У будь-який момент часу в ЕЕС повинна забезпечуватися рівновага між потужністю, що генерується генераторами електростанцій, та потужністю споживачів з урахуванням втрат потужності в елементах системи. Регулювання частоти в ЕЕС можливе лише за умови наявності резерву активної потужності на електростанціях. Додатковий резерв активної потужності може бути введений в ЕЕС за рахунок додаткових витрат енергоносія первинного двигуна (турбіни) генератора.

Якість електроенергії, визначена за частотою, характеризується відхиленням частоти від номінального значення. Δf :

$$\Delta f = f_{\phi} - f_{\text{ном}} \quad (3.1)$$

де $f_{\text{ном}}$ – номінальне значення частоти, Гц; f_{ϕ} – фактичне стале (вимірне) значення частоти, Гц.

3.2.2 Відхилення напруги

Величина напруги в вузлах електроенергетичної системи може зазнавати різних значень і є результатом балансу реактивної потужності в цих вузлах. Відхилення фактичної сталої напруги U_{ϕ} в заданому вузлі мережі від її номінального значення $U_{\text{ном}}$ характеризується величиною відхилення напруги U_{ϕ} . Ці відхилення напруги виражаються у відсотках від значення напруги, яке є номінальним для даного вузла електроенергетичної системи ЕЕС:

$$\delta U_{\phi} = \frac{U_{\phi} - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} 100 - \quad (3.2)$$

Зміну рівня напруги в вузлі мережі під час передачі електроенергії по її ділянці можна проілюструвати, розглядаючи ситуацію, коли передаються активна потужність P і реактивна потужність Q по лінії. Загальна схема лінії представлена на рисунку 3.1.

При заданій потужності струм, що протікає по лінії, позначається як I . У цьому контексті як потужність $S = P + jQ$, так і струм $I = I_a - jI_r$, а також опір лінії $Z = R + jX$ є комплексними величинами. Отже, напруги U_1 і U_2 на кінцях лінії будуть різними через падіння напруги вздовж лінії. У випадку передачі потужності в напрямку, показаному на рисунку, напруга в кінці лінії буде менше, ніж на початку. Різниця цих напруг (якби її виміряли вольтметром) відома як втрата напруги. Втрата напруги – це різниця модулів напруг на кінцях лінії, або $\Delta U = |U_1| - |U_2|$.

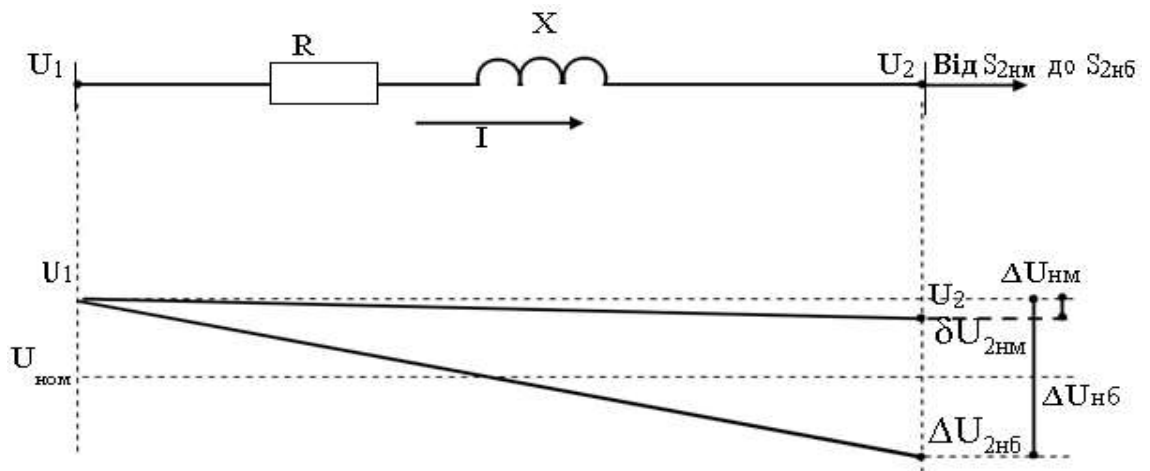


Рисунок 3.1 – Зміна відхилення напруги при відсутності регулювання

На відміну від величини ΔU , різниця цих комплексних значень $U_1 - U_2$ визначається як спад напруги, представлений у вигляді $\Delta U = U_1 - U_2 = I(R + jX)$.

Завдяки тому, що спад напруги є комплексною величиною, виділяють її поздовжню і поперечну складові (рис. 3.2). Ці компоненти можуть бути визначені за допомогою наступних виразів:

поздовжня складова

$$\Delta U' = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U_1} \quad (3.3)$$

поперечна складова

$$\Delta U'' = \frac{P \cdot X + Q \cdot R}{U_1} \quad (3.4)$$

Ці вирази мають загальне застосування для будь-якого елемента передавальної або розподільної мережі.

Поздовжня складова приблизно відповідає втратам напруги, тобто $\Delta U \approx \Delta U'$. Ця величина визначає різницю діючих напруг на кінцях елемента мережі (наприклад, лінії або трансформатора) [9].

Поперечна складова вказує на фазовий зсув (кут) між векторами цих напруг.

Таким чином, діюче значення міжфазної напруги в кінці лінії при заданій напрузі на її початку визначається виразом $U_2 =$

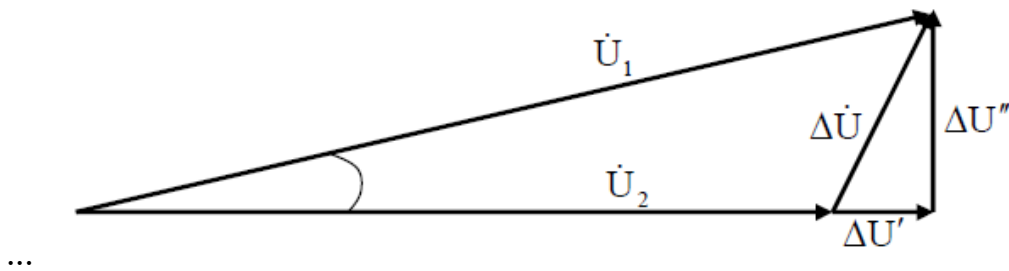


Рисунок 3.2 – Векторна діаграма спаду напруги

Під час аналізу мереж з номінальною напругою 110 кВ і нижче, можна знехтувати поперечною складовою. Для таких мереж характерні або приблизна рівність R і X , або перевищення R над X .

Під час оцінювання відхилень напруги U_{ϕ} на приймальному кінці даної лінії, виміряною є саме напруга U_2 . Таким чином [9]:

$$\delta U_{\phi} = \frac{U_{\phi 2} - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} 100 \quad (3.5)$$

Забезпечення вимог за допустимими відхиленнями напруги в кожній точці мережі без спеціальних регулюючих пристроїв можливо тільки тоді, коли сумарні втрати напруги відносно невеликі. Сучасні електроенергетичні системи характеризуються великою довжиною ліній різних номінальних напруг і багатоступінчастою трансформацією. Тому передавання електроенергії від її джерел до приймачів, коли сумарні втрати напруги великі, неможливе без спеціальних засобів регулювання напруги.

У розподільних електричних мережах відхилення напруги, звичайно, визначаються в характерних точках. Це точки, віддалені від центрів живлення (ЦЖ), які обладнані трансформаторами з регульованими під навантаженнями коефіцієнтами трансформації (РПН).

Добовий діапазон зміни навантаження споживача досить великий, що призводить до зміни втрат напруги в мережі, а отже, і до зміни відхилень напруги у вузлах. Такий приклад наведений на рисунку 3.2, коли напруга на

початку лінії U_1 підтримується на рівні вище номінального, а потужність навантаження змінюється в діапазоні від $S_{2нм}$ до $S_{2нб}$. В даному прикладі напруга U_2 на приймальному кінці нижча тоді, коли навантаження більше.

При цьому відхилення напруги від номінального значення в режимі найбільшого ($\delta U_{2нб}$) і найменшого ($\delta U_{2нм}$) навантаження можуть відрізнятися від допустимих значень. У Правилах улаштування електроустановок рекомендується підтримувати напругу в ЦЖ на рівні не нижче 105 % номінального значення в режимі найбільшого навантаження і не вище 100 % – в режимі найменшого навантаження. Ця вимога відповідає принципу зустрічного регулювання напруги, для реалізації якого використовуються засоби регулювання напруги.

На рисунку 3.3 як засіб регулювання використовується трансформатор з РПН. Регулятор РПН залежно від струму I навантаження трансформатора змінює його коефіцієнт трансформації k_t , вводячи ту або іншу добавку напруги E так.

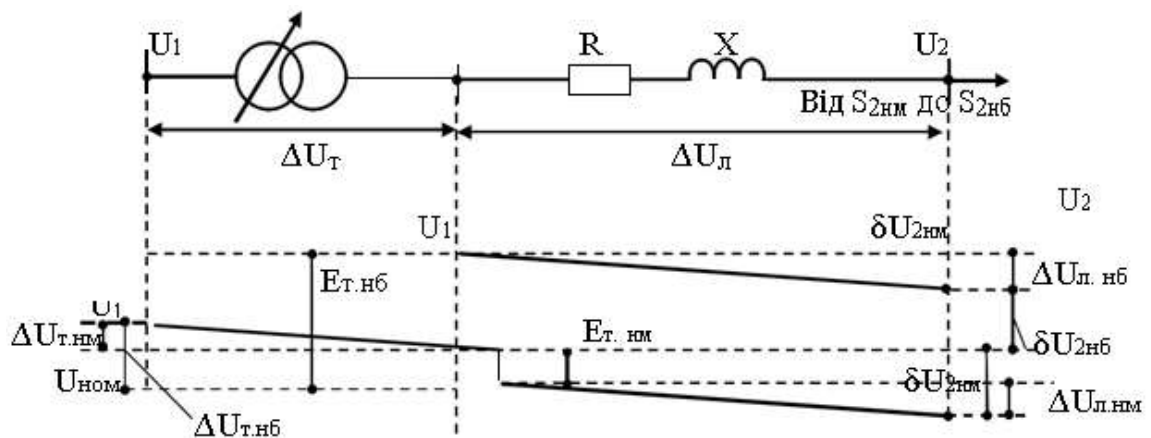


Рисунок 3.3 – Регулювання з допомогою РПН

Коефіцієнт трансформації змінюється таким чином, що при проміжних навантаженнях відбувається зміна величини втрат напруги, і конкретно, виконується нерівність: $\delta U_{2нм} < \delta U_{пр} < \delta U_{2нб}$. Енергопостачальна організація може визначати години, коли навантаження досягає найбільших і найменших значень, на певні інтервали протягом доби. Протягом цих інтервалів навантаження споживача може змінюватися, залишаючись відповідно в межах

найбільших або найменших діапазонів. Тому допустимі відхилення напруги також повинні бути визначені в діапазонах для режимів найбільшого і найменшого навантаження, і ці відхилення мають підтримуватися в заданих межах за допомогою систем регулювання напруги.

3.2.3 Коливання напруги

Якщо відхилення напруги виникають внаслідок повільних змін навантаження, які визначаються його графіком, то різкі зміни навантаження призводять до коливань напруги. Ці коливання описуються лінією, яка обводить діючі або амплітудні значення напруги, і характеризуються розмахом δU_t і частотою повторення змін напруги $F\delta U_t$ або інтервалами між змінами напруги [10].

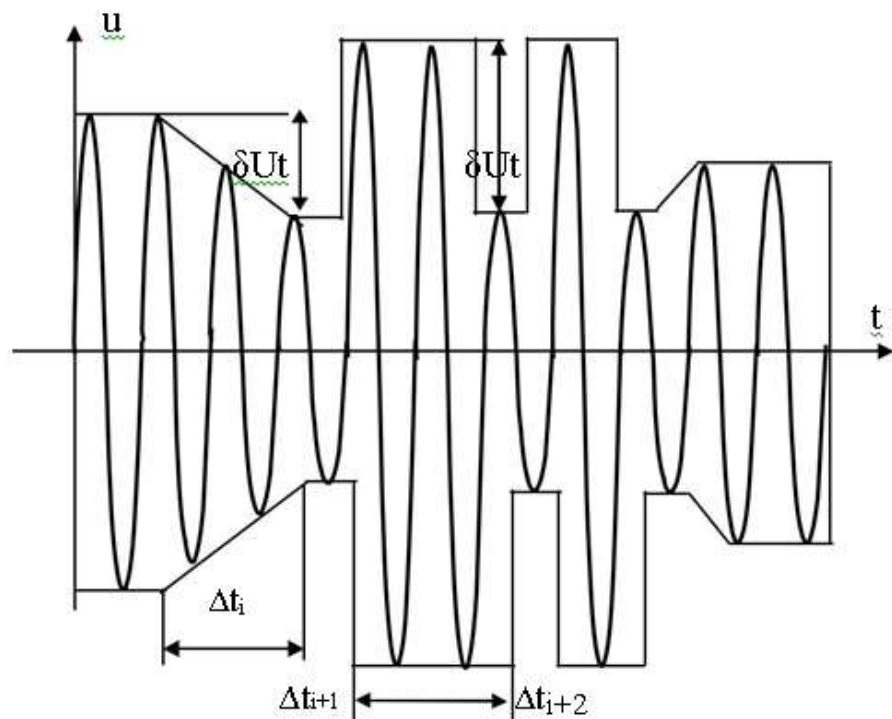


Рисунок 3.4 – Коливання напруги розмахом U_t тривалістю t_i і інтервалом між змінами $t_{i+2} - t_{i+1}$

Приклад кривої, що обводить амплітудні значення напруги, виміряних дискретно на кожному півперіоді, представлений на рисунку 3.4. Розмах зміни напруги оцінюється у відсотках на кожному півперіоді основної частоти, як

$$\delta U_t = \frac{U_{i2} - U_{i1}}{U_{ном}} 100 \quad (3.6)$$

де U_{i2} і U_{i1} – значення екстремумів або екстремуму, що настають послідовно один за одним, і горизонтальної ділянки.

Ще однією характеристикою коливань напруги є доза флікера. Введення показника якості електроенергії, який визначає коливання напруги, стало необхідним у зв'язку з виявленням його впливу на зір людини, призводячи до фізіологічної втоми від мерехтіння світлового потоку, яке створюється джерелами світла. Флікер має кумулятивний ефект, і його вплив зростає зі збільшенням розмаху коливань та частоти їх повторення.

Процес зорового сприйняття флікера, викликаного коливаннями прямокутної форми, відбувається в діапазоні частот $0 < f < 35$ Гц і амплітудою $0 < \delta U_t < 10\%$ номінальної напруги. Експериментально підтверджено, що найбільша подразливість до флікера відзначається при $f = 8,8$ Гц і $\delta U_t = 0,29\%$. [4]

Коливання напруги в електричних мережах обумовлені роботою потужних електроприладів, споживання активної та реактивної потужності яких має різкозмінний характер. Ці електроприлади, як правило, живляться від шин напругою 35–220 кВ, і коливання споживаної активної та реактивної потужності відбуваються в діапазоні 10–130% з швидкістю наростання до 200 МВт/с. Зазвичай такі електроприлади мають нелінійні вольт-амперні характеристики [9].

Пристрої, які найбільше впливають на погіршення якості електроенергії, розташовані в пріоритетному порядку залежно від ступеня їхнього впливу: дугові сталеплавильні печі, руднотермічні печі, електродвигуни великої потужності (зокрема, прокатні стани), індукційні печі, машини контактного зварювання та перетворювачі електролізних установок. Наприклад, при роботі дугової печі ДСП-100 при напрузі 35 кВ в період розплавлення розмахи δU в мережі становлять 4,3–8,2% при $\cos = 0,1–0,3$, і частота коливань напруги складає 8,3 Гц.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

Згідно з Конституцією України, кожен громадянин країни має право на належні, безпечні та здорові умови праці. Положення Закону України "Про охорону праці" визначають основні аспекти реалізації конституційного права зайнятих працівників на забезпечення безпеки їхнього життя та здоров'я під час трудової діяльності, а також гарантують належні та безпечні умови праці, зокрема в контексті робіт, пов'язаних з монтажем та експлуатацією комутаційного обладнання.

У сфері роботи в діючих електроустановках питання охорони життя та здоров'я працівників виявляються особливо важливими. Допуск до виконання робіт в таких установках надається лише тим працівникам, які успішно пройшли спеціальне навчання з питань охорони праці, безпечної експлуатації електроустановок та мають відповідне посвідчення. Згідно з вимогами СОУ-НМПЕ 40.1.12.103:2005 "Навчання/перевірка знань працівників підприємств електроенергетики з питань охорони праці, пожежної безпеки і технічної експлуатації", організацію навчання та перевірку знань працівників в цих питаннях здійснюють відповідні служби управління (підготовки) персоналу чи окремі працівники, яким надано такі повноваження [10].

4.1 Нормативна база

Сформулюємо основні завдання з питань охорони праці, спрямовані на тему "Електрична частина конденсаційної електростанції потужністю 1700 МВт з дослідженням питання якості електроенергії " з метою зменшення ризику професійних захворювань чи травматизму від електричного струму під час монтажних, налагоджувальних та обслуговувальних робіт, які виконує черговий персонал на тепловій електростанції (ТЕС).

- Здійснити аналіз умов праці під час виконання робіт відповідно до міждержавного стандарту ГОСТ12.0.003-74 "Небезпечні та

шкідливі виробничі фактори. Класифікація". Классификация».

- Розробити організаційні та технічні заходи з охорони праці для проведення робіт в машинній залі. Провести обґрунтування параметрів системи захисного заземлення обладнання ВРУ-150 кВ.

Для формулювання заходів з охорони праці при виконанні робіт у функціонуючих електроустановках проведено аналіз чинних нормативів:

- Закон України "Про охорону праці";
- ГКД 34.20.507-2003 "Правила - Технічна експлуатація електричних станцій і мереж";
- ГКД 341.004.001-94 – Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6-750 кВ;
- НПАОП 40.1-1.01-97 "Правила безпечної експлуатації електроустановок";
- НПАОП 40.1-1.07-01 "Правила експлуатації електрозахисних засобів";
- Правила улаштування електроустановок;
- ГОСТ 12.1.030-81. ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление;
- ДСТУ ГОСТ 12.1.038:2008. Электробезопасность. Предельно допустимое значение напряжения прикосновения и токов;

При взаємодії з електричним обладнанням важливо використовувати наступні нормативні документи:

Глава 4.2 ПУЕ: 2008 Розподільчі установки і підстанції напругою понад 1 кВ.

ГКД 34.20.507 – 2003 Правила технічної експлуатації електричних станцій і мереж.

ГКД 341.004.001-94 Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 5-750 кВ.

ГНД 34.47.503-2004 Інструкція з експлуатації електричних вимикачів.

ГОСТ 12.1.007 Шкідливі речовини.Класифікація і загальні вимоги безпеки.

НПАОП 0.00-1.07-94 (ДНАОП 0.00-1.07-94) – Правила будови та безпечної експлуатації посудин, що працюють під тиском.

НПАОП 40.1-1-32-01 Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок.

ГОСТ 687-78 – Выключатели переменного тока на напряжение свыше 1000 В. Общие технические условия. (Вимикачі змінного струму на напругу понад 1000 В. Загальні технічні умови).

ДБН В.2.5-23:2010 – Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення.

ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. (Загальні санітарно-гігієнічні вимоги до повітря робочої зони).

ГОСТ 949-73. Балони сталеві малого й середнього об'єму для газів на $P_p \leq 19,6$ МПа (200 кгс/см²). Технічні умови.

4.2 Проведемо розрахунок системи заземлення для високовольтних розподільчих пристроїв (ВРП).

Площа ВРП [3]: $S = (210 \times 90) \text{ м}^2$. Площа заземлюючого пристрою $S = 1980 \text{ м}^2$.

Верхній рівень шару ґрунту $h = 2$ м. Питомий опір верхнього шару ґрунту $\rho_1 = 400$ Ом·м; нижнього шару – $\rho_2 = 200$ Ом·м.

Відмічаємо сітку до виконання з комірок прямокутних і вертикальних провідників у кількості: $n = 32$ шт, довжиною $l = 16$ м. Де буде накладена сітка на глибині $t = 0,5$ м (рис. 4.1).

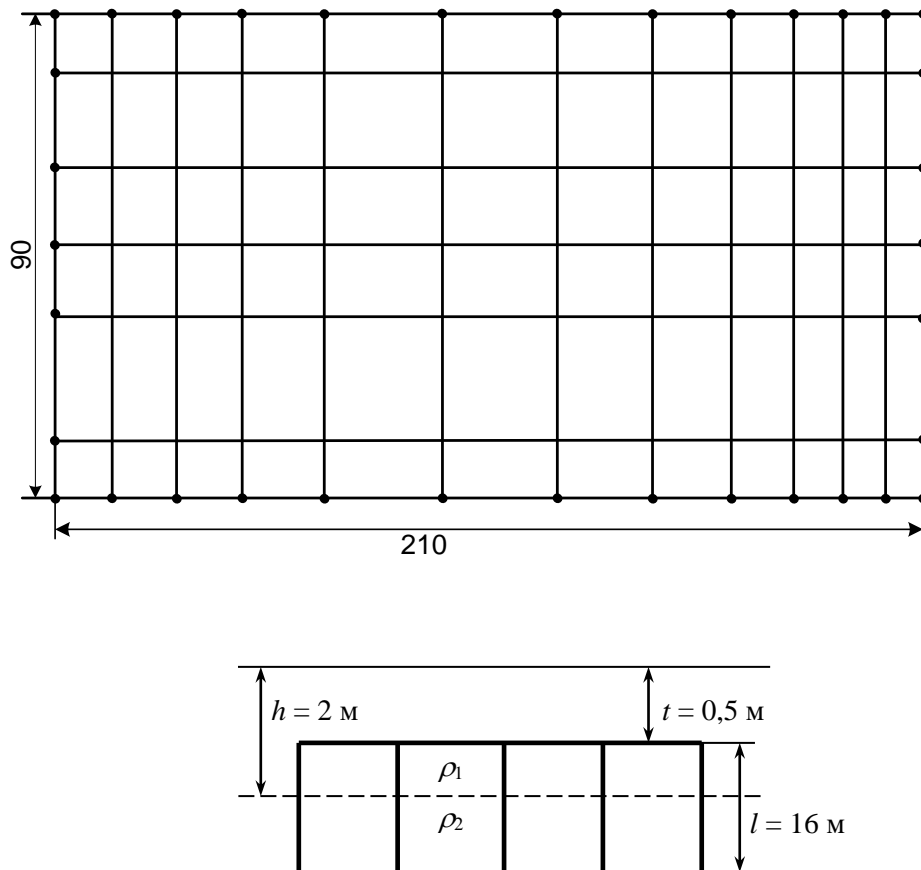


Рисунок 4.1- Схема заземлюючого пристрою.

Визначимо опір заземлювача в зимній період.

$$\rho_{13} / \rho_{23} = 400 / 200 = 2.$$

Знайдемо середнє значення між провідниками у вертикальному розташуванні:

$$a = L / n,$$

де L – периметр заземлювача.

$$a = L / n = 2 \cdot (210 + 90) / 32 = 18,75 \text{ (м)}.$$

Еквівалентний питомий опір землі:

$$\rho_{\text{екв}} = \rho_2 \cdot (\rho_1 / \rho_2)^\Delta,$$

$$\text{де } \Delta = 0,43 \cdot \frac{h - t}{l} + 0,27 \cdot \lg\left(\frac{a}{l}\right) + 0,04.$$

$$\Delta = 0,43 \cdot ((2 - 0,5) / 16) + 0,27 \cdot \lg(18,75 / 16) + 0,04 = 0,099;$$

$$\rho_{\text{екв}} = 200 \cdot 2^{0,099} = 210,21 \text{ (Ом}\cdot\text{м)}.$$

Опір заземлювача:

$$r = A \cdot \frac{\rho_{екв.с}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{екв.с}}{L_{\Gamma} + L_B},$$

де L_B, L_{Γ} – загальна довжина відповідно до вертикальних та горизонтальних заземлювачів;

$$\begin{cases} A = 0,444 - 0,84 \cdot (l+t) / \sqrt{S}, & \text{при } 0 \leq (l+t) / \sqrt{S} \leq 0,1; \\ A = 0,385 - 0,25 \cdot (l+t) / \sqrt{S}, & \text{при } 0,1 \leq (l+t) / \sqrt{S} \leq 0,5. \end{cases}$$

$$(l+t) / \sqrt{S} = (2 + 0,5) / \sqrt{198000} = 0,018 < 0,1;$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot (l+t) / \sqrt{S} = 0,444 - 0,84 \cdot 0,018 = 0,42;$$

$$r = 0,42 \cdot \frac{210,21}{\sqrt{19800}} + \frac{210,21}{(10 \cdot 210 + 6 \cdot 90) + 16 \cdot 32} = 0,49(\text{Ом}).$$

$$r = 0,49 \text{ Ом} \leq 0,5 \text{ Ом} \quad \Rightarrow \quad \text{заземлення відповідає нормам.}$$

4.3 Розрахунок блискавкозахисту для ВРП високої напруги

Система блискавкозахисту включає в себе використання штирьових блискавковідводів (БВ). Метод розрахунку зон захисту базується на графічних підходах, які відображено на рисунку 5.1 а, б. У цьому контексті h_x позначає найвищу точку обладнання, яке потребує захисту, h – висоту блискавковідводу, L – відстань між блискавковідводами x_i . Параметри h_x, h, L визначаються на основі обраної схеми високовольтних розподільчих пристроїв [5]. Крім того, r_x визначає радіус зони захисту кожного БВ і вимірюється в метрах:

$$\begin{cases} r_x = 1,5 \cdot (h - 1,25h_x), & \text{якщо } 0 \leq h_x \leq \frac{2}{3}h; \\ r_x = 0,75 \cdot (h - h_x), & \text{якщо } h > h_x > \frac{2}{3}h. \end{cases}$$

h_0 – верхня границя зони захисту, м:

$$h_0 = 4 \cdot h - \sqrt{9 \cdot h^2 + 0,25 \cdot L^2}.$$

b_x – являється шириною найвужчого місця зони захисту між двома БВ, м:

$$\begin{cases} b_x = 3 \cdot (h_0 - 1,25h_x), & \text{якщо } 0 \leq h_x \leq \frac{2}{3}h; \\ b_x = 1,5 \cdot (h_0 - h_x), & \text{якщо } h > h_x > \frac{2}{3}h. \end{cases}$$

R – розглядаємо радіус дуги, яка сполучає вершини двох БВ та точку, розташовану на перпендикулярі, проведеному з середини відстані між БВ на висоті. h_0 :

$$R = 4 \cdot h - h_0, [\text{м}].$$

Розрахунок всіх величин, що нам потрібні для реалізації зон захисту.

$$h_x = 24 [\text{м}]; h = 36,5 [\text{м}]; L_{1-2} = 66 [\text{м}].$$

$$r_x = 1,5 \cdot (h - 1,25h_x) = 1,5 \cdot (36,5 - 1,25 \cdot 24) = 9,75 [\text{м}];$$

$$h_0 = 4 \cdot 36,5 - \sqrt{9 \cdot 36,5^2 + 0,25 \cdot 66^2} = 32 [\text{м}];$$

$$b_x = 3 \cdot (h_0 - 1,25h_x) = 3 \cdot (36,5 - 1,25 \cdot 32) = 6 [\text{м}];$$

$$R = 4 \cdot 36,5 - 32 = 114 [\text{м}].$$

Усі розрахунки інших параметрів представлені в таблиці 4.1. Зобразимо масштабні зони захисту на графіку (рисунок 4.2. а, б). У випадку непокритих зон, розглянемо можливість підвищення висоти БВ.

Таблиця 4.1– Результати розрахунку величин для побудови зон захисту

$L, \text{ м}$	$h_0, \text{ м}$	$b_x, \text{ м}$	$R, \text{ м}$
$L_{1-2} = L_{4-5} = 66$	32	6	114
$L_{1-4} = L_{1-7} = L_{2-5} = 16$	36,208	18,624	109,79
$L_{1-5} = L_{2-4} = 67,91$	31,36	4,08	144,64

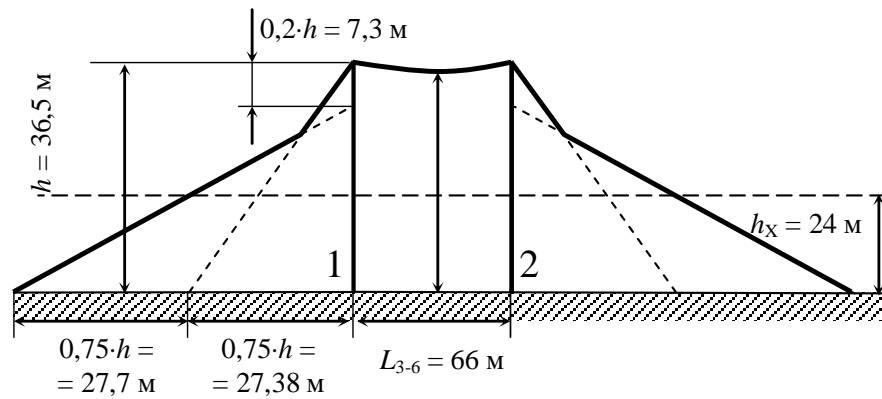


Рисунок 4.2 а. Зони захисту блискавковідводами, вид збоку

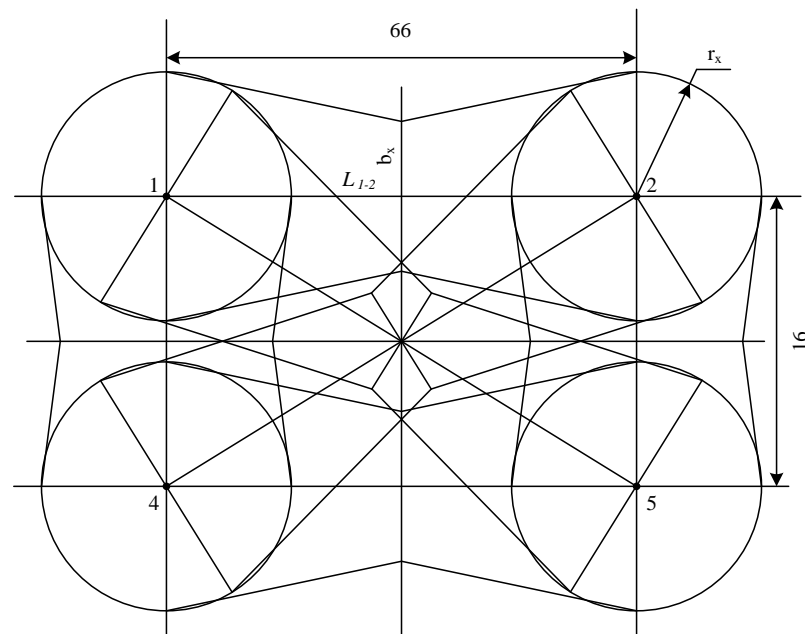


Рисунок 4.2 б. Зони захисту РП блискавковідводами, вид зверху

Розрахований блискавкозахист зможе захистити усе обладнання на ВРП

4.4 Визначення області працездатності релейного захисту та автоматики в умовах дії сейсмічних хвиль.

Землетруси вважаються природним лихом, яке проявляється підземними ударами, поштовхами та коливаннями земної поверхні, спричинюючи значні руйнування внаслідок природних процесів.

Основні характеристики, які визначають розміри осередку впливу, включають енергію (E), магнітуду (M), інтенсивність (I) та глибину епіцентру (h) [15].

Для оцінки функціональної здатності ТЕС під впливом сейсмічних коливань вводиться критичне значення надлишкового тиску ($\Delta P_{грі}$, кПа), при якому елементи станції можуть зазнати змін, але робота станції залишається ефективною та безпечною.

Здійснюється розрахунок значення надлишкового тиску, при якому елементи можуть допускати слабкі або помірні руйнування. Отримані результати подані у таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 – Граничні значення надлишкового тиску.

№	Назва елемента	Значення гранично допустимого тиску кожного елемента $\Delta P_{грі}, кПа$	Значення гранично допустимого тиску найбільш чутливого елемента $\Delta P_{грі}, кПа$
1	Трансформатори 100-1000 В	30	15
2	Контрольно-вимірювальна апаратура	15	
3	Кабельні підземні лінії	300	

На підставі обчисленого значення граничного допустимого тиску встановлюється максимально допустиме значення інтенсивності землетрусу. Рівень інтенсивності землетрусу на поверхні землі в зоні віддаленого впливу (що характеризує ступінь руйнування) залежить від магнітуди, глибини осередку, типу ґрунту і оцінюється за шкалою MSK64 [15], представленою в діапазоні від 0 до 12 балів. Зазначаємо, що дана теплова електростанція розташована на відстані $R=230$ (км) від епіцентру землетрусу, а глибина епіцентру землетрусу дорівнює $h=200$ (км)..

Приймаємо інтенсивність землетрусу $I=5,7$ балів.

Дії $\Delta P_{epi}=15$ (Па) відповідає $I=5,7$ балів.

Інтенсивність землетрусу визначаємо за формулою:

$$I = 1,5 \cdot M - 3,51 \lg \sqrt{R^2 + h^2} + 3 ; \quad (4.1)$$

де M – магнітуда землетрусу, бали;

R – відстань від центру землетрусу, км;

h – глибина епіцентру землетрусу, км.

$$M = \frac{I + 3,51 \lg \sqrt{R^2 + h^2}}{1,5} ; \quad (4.2)$$

$$M = \frac{5,7 + 3,51 \lg \sqrt{230^2 + 180^2} - 3}{1,5} = 7,56 \text{ (бала)}.$$

Отже, функціональна придатність елементів теплової електростанції при впливі сейсмічних коливань оцінюється в діапазоні від 0 до 7,56 балів за 12-бальною шкалою Ч. Ріхтера..

4.5 Розробка заходів по підвищенню стійкості роботи електричної частини ТЕС у надзвичайних ситуаціях

Для забезпечення найшвидшого відновлення виробництва у випадку виходу з ладу основних джерел енергопостачання необхідно створити резервні джерела енергії та водопостачання, такі як переносні електростанції та насосні агрегати з автономними двигунами

Стійкість систем електропостачання об'єкта підвищується шляхом підключення його до декількох джерел живлення, розташованих на достатній відстані одне від одного, щоб уникнути одночасного пошкодження їх одним ядерним вибухом.

Для ефективного управління діяльністю об'єкта в умовах надзвичайних ситуацій у мирний та воєнний час слід обладнати пункт управління в одному із сховищ. Диспетчерські пункти та радіовузли слід розміщувати в найміцніших спорудах та підвальних приміщеннях. Повітряні лінії зв'язку до ключових виробничих ділянок слід перевести на підземно-кабельні. Для забезпечення

стійкості засобів зв'язку можна використовувати автоматичну телефонну станцію (АТС) та радіовузол об'єкта, а також пересувні електростанції для заряджання акумуляторів АТС та живлення радіовузла при відключенні основних джерел електропостачання. При розширенні мережі підземних кабельних ліній слід використовувати дводротові кабелі, захищені екранами від впливу електромагнітних перешкод [15].

Для цього виконаємо розрахунок товщини стінки екрану, визначивши перехідне затухання в екрані. Оберемо сталений екран із коефіцієнтом ефективності 5,2.

[14]:

$$t_1 = \frac{A_e}{K_e \cdot \sqrt{f}}. \quad (4.3)$$

$$t_1 = \frac{-72,931 - 40}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,177(\text{см}).$$

Система керування [14]:

$$t_1 = \frac{-42,146 - 40}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,129(\text{см}).$$

Мікропроцесорна система [14]:

$$t_1 = \frac{-53,236 - 40}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,146(\text{см}).$$

Отже, при використанні екрану товщиною 177 см із сталі для екранування системи живлення, система автоматики залишається стійкою в умовах електромагнітних перешкод. При екрануванні схем релейного захисту із використанням екрану товщиною 0,129 см із сталі, схеми постійного струму будуть стійкими в умовах електромагнітної інтерференції. Для схем постійного струму необхідний екран товщиною 0,146 см.

5 РОЗРАХУНОК ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ КЕС

5.1 Техніко-економічне обґрунтування проектування даної станції

Будь-який виробничий процес, включаючи енергетичний, базується на використанні людської праці для маніпуляції засобами виробництва, такими як інструменти праці та оброблювані сировини. Таким чином, ключовими аспектами організації виробництва є: ефективне використання виробничого обладнання, налагодження системи постачання підприємства сировиною та необхідними допоміжними матеріалами, організація праці виробничого (експлуатаційного) персоналу.

5.2 Визначення кошторисної вартості проектованої ТЕС

Необхідно враховувати, що повні витрати на будівництво теплової електростанції (ТЕС) розподіляються між двома основними сферами: промисловим будівництвом і житловим будівництвом. Вартість промислового будівництва визначається через кошторисно-фінансовий розрахунок, що складається з 13 розділів, кожен із яких має своє призначення.

У дипломному проектуванні можливість визначення вартості будівництва ТЕС відсутня через відсутність виконання фізичного обсягу робіт. Таким чином, визначення кошторисної вартості починається з розділу 2 "Об'єкти основного виробничого призначення", з врахуванням питомих капіталовкладень [6].

Для визначення сумарних капіталовкладень у промислове будівництво ТЕС та складання кошторисно-фінансового розрахунку рекомендується використовувати форму, представлену в таблиці 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	2,1%	50%	14280000	2%	571200	48%	13708800	28560000
2	Об'єкти основного виробничого призначення	800	60,0%	816000000	39,0%	530400000	1,0%	13600000	1360000000
3	Об'єкти підсобного, виробничого і обслуговуючого персоналу	1,2%	80%	13056000	20%	3264000			16320000
4	Об'єкти енергетичного господарства	1,9%	85%	21964000	15%	3876000			25840000
5	Об'єкти транспортного господарства та зв'язку	3%	95%	38760000	5%	2040000			40800000
6	Зовнішні мережі і споруди водопостачання, каналізації, теплопостачання	3,0%	90%	36720000	10%	4080000			40800000
7	Упорядкування території	0,5%	100%	6800000					6800000
8	Тимчасові будівлі та споруди	4%	80%	43520000	10%	5440000	10%	5440000	54400000
9	Інші роботи та затрати	3%					100%	40800000	40800000
10	Утримання дирекції та авторський нагляд	0,20%					100%	2720000	2720000
11	Підготовка експлуатаційних кадрів	0,30%					100%	4080000	4080000
12	Проектні і дослідні роботи	5,0%					100%	68000000	68000000
13	Роботи і затрати по створенню водосховища	1%					100%	13600000	13600000
	Всього по главах 1-13			991100000		549671200		161948800	1702720000

Питомі капіталовкладення:

$$k_{num} = K_{\Sigma 0} / N_{вст.}$$

$$k_{num} = 1702720000 / 1700000 = 1001,6.$$

5.3 Розрахунок собівартості електроенергії на станції

Собівартість електроенергії є вирішальним економічним показником функціонування електростанції і представляє собою загальні витрати на виробництво енергії, виражені в грошовому виразі. Визначення собівартості одиниці виробленої електроенергії здійснюється шляхом відношення загальних витрат виробництва до обсягу випущеної електроенергії. Річний кошторис витрат на виробництво енергії складається з чотирьох економічних складових.:

- амортизаційні відрахування на основні фонди;
- витрати на оплату праці;
- витрати на придбання палива;
- інші витрати.

Амортизація основних фондів

Амортизація представляє собою систематичний процес розподілу вартості основних засобів протягом їх корисного терміну використання. Цей процес спрямований на компенсацію зношування, пов'язаного з поступовою втратою вартості, та передачу цих витрат на вироблену продукцію.

На електростанції амортизаційні відрахування враховуються при розрахунках собівартості енергії, яка надається, і перераховуються 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 розподіляється на три основні групи - Ф1, Ф2, Ф3 [6].

До першої групи (Ф1) включають будівлі, споруди, їх структурні компоненти та передавальні пристрої, включаючи житлові будинки та їх частини.

До другої групи (Ф2) 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 третьої групи (Ф3) включають будь-які інші основні фонди, які не ввійшли до груп 1 і 2.

Процес розрахунку зазначених показників буде подальше розглянуто:

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

$$\Phi 2 = K_{\Sigma тр};$$

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

Розрахунок суми амортизаційних відрахувань зводимо в таблицю:

Таблиця 5.2 – Розрахунок суми амортизаційних відрахувань

Групи ОФ	Вартість ОФ	Норма амортизації ОФ, %	Сума амортизаційних відрахувань
$\Phi 1$	1142291200	7%	79960384
$\Phi 2$	40800000	25%	10200000
$\Phi 3$	519628800	20%	103925760
Разом			194086144

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

де S_a – сумарні амортизаційні відрахування;

H_i – норма амортизації відповідної групи.

$$S_a = 1142291200 \cdot 7\% + 40800000 \cdot 25\% + 519628800 \cdot 20\% = 194086144 \text{ грн.}$$

Для визначення витрат на фонд заробітної плати необхідно провести розрахунок чисельності персоналу електростанції.

$$P = k_{шт} \cdot N_{вст},$$

де $k_{шт}$ – коефіцієнт, що вказує на питому чисельність промислово-виробничого персоналу електростанції на одиницю встановленої потужності, називається штатним коефіцієнтом.

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

$k_{шт}$ для ТЕС дорівнює 1,6.

$$P = 1,6 \cdot 1700 = 2720 \text{ чоловіка.}$$

Для визначення фонду заробітної плати необхідно систематизувати загальну чисельність персоналу електростанції за різними категоріями:

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

Для цього можна використати наступне відношення:

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

Підрахувавши, отримаємо:

Робітники	2367 чол.
ІТР	272 чол.
Службовці	57 чол.
МОП	24 чол.

Фонд заробітної плати за різними категоріями працівників:

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

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	499910400
ІТР	20800	67891200
Службовці	25600	17510400
МОП	11200	3225600
Разом за рік		888996288

Розрахунок витрат на інші складові визначається у відсотках від суми витрат на амортизацію та заробітну плату:

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

де $P_p = 14\%$.

$$S_{in} = (194086144 + 888996288 + 21078096240) \cdot 14\% = 3200760993 \text{ грн.}$$

Визначення собівартості електроенергії, відпущеної з шин станції, є основною калькуляційною одиницею на електростанції. Розглянемо сумарні експлуатаційні витрати виробництва.

$$S = S_a + S_{zn} + S_n + S_{in}.$$

$$S = 194086144 + 888996288 + 21078096240 + 3200760993 = 25361939665 \text{ грн.}$$

Собівартість відпущеної електроенергії:

$$C = S / E_{відп},$$

де $E_{відп}$ – електроенергія, що відпускається з шин станції протягом року, вимірюється в МВт год.

$$C = 25361939665 / 11160617 = 227,2450 \text{ коп/кВт·год}$$

Таблиця 5.4 – Розрахунок собівартості електроенергії

Елементи витрат	Сума річних витрат	Собівартість енергії	
		%	коп/кВт·год
Амортизація	194086144	0,8%	1,7390
Зарплата	888996288	3,5%	7,9655
Паливо	21078096240	83,1%	188,8614
Інші	3200760993	12,6%	28,6791
Разом	25361939665	100%	227,2450

5.4 Аналіз отриманих результатів

Таблиця 5.5 - Основні техніко-економічні показники ЕС

Потужність станції	1700	МВт
Склад обладнання	3x300+4x200	
Річний виробіток електроенергії	11160617,00	МВт·год
Коефіцієнт витрати електроенергії на ВП	6%	
Коефіцієнт обслуговування	1,600	чол./МВт
Кошторисна вартість промислового будівництва	1702720000	грн.
Питомі капітальні вкладення	1001,6	грн./кВт
Собівартість відпущеної електроенергії	227,2450	коп/кВт·год

ВИСНОВКИ

У цьому дослідженні здійснено проектування електричної частини теплової електростанції, приділяючи особливу увагу параметрам якості електроенергії. Для досягнення поставленої мети було виконано ряд ключових розрахунків та здійснено відбір необхідного обладнання. Отримані результати розрахунків та обране обладнання сприяли забезпеченню ефективної та стійкої роботи електричної частини електростанції.

Одним із визначальних етапів був аналіз електричних параметрів, таких як напруга та струм, для забезпечення оптимального режиму роботи обладнання і оцінки перетікань потужності. На основі отриманих результатів були прийняті рішення щодо вибору обладнання, зокрема генераторів, трансформаторів і розподільчих пристроїв.

Станція КЕС має встановлену потужність 1700 МВт. Для встановлення на цій КЕС було обрано парогенератори типу Пп-640/140ГМ та Пп-950/255ГМ, турбіни типу К-200-130 та К-300-240, турбогенератори типу ТГВ-200-2УЗ та ТГВ-300. Також було вибрано блочно-трансформаторне обладнання, зокрема трансформатори типу ТДЦ-400000/500, ТДЦ-250000/500 та ТДЦ-250000/110. Для забезпечення зв'язку між РПСН та РПВН передбачено два автотрансформатори типу АТДЦТН-250000/500/110. Обрана схема для власних потреб забезпечує надійне, безперебійне живлення всіх споживачів ВП та запуск генераторів. Живлення системи ВП станції здійснюється за допомогою трансформаторів типу ТРДНС-25000/35 та двох резервних трансформаторів ТРДНС-25000/110 та ТРДНС-25000/35. Надійність живлення власних потреб забезпечує надійну та безпечну роботу станції в цілому. Видача електроенергії в систему відбувається на напрузі 500 кВ через 3 ПЛЕП, а живлення місцевих споживачів здійснюється на напрузі 110 кВ через 9 ліній. Обидва розподільчі пристрої є відкритими розподільчими пристроями (ВРП).

Також проведено розрахунки та аналіз перехідних процесів в електричній частині теплової електростанції. У процесі проектування електричної частини

обрано надійне обладнання для забезпечення стабільної роботи комбінованого енергоблоку.

Проектування електричної частини електростанції вимагає уважного врахування різноманітних факторів, таких як зміна частоти, взаємодія між різними системами та вплив протиаварійних автоматичних систем. Результати цієї роботи можуть бути використані для поліпшення проектних рішень, збільшення ефективності та стійкості електричної частини електростанції.

Підбір конкретного обладнання та виконання необхідних розрахунків дозволяють забезпечити стійку та ефективну роботу електричної частини електростанції. Отримані результати можуть бути використані як основа для подальших досліджень та розробок в галузі енергетики з метою підвищення безпеки, надійності та ефективності роботи електричних систем електростанцій.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Енергетична стратегія України на період 2030 р. від 17 серпня 2017 р. № 145-р Київ : Розпорядження // Кабінет міністрів України. – 2017. – С. 75
2. Плачкова С. Г. Енергетика. Історія, сучасність, майбутнє. [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://energetika.in.ua/ua/books/book-3/part-2/section-6>
3. Лежнюк П. Д. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник / П. Д. Лежнюк, В. М. Лагутін, В. В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2009. – 194 с.
4. Проектування електричної частини електричних станцій та підстанцій: Ч. 1 [Електронний ресурс] : навчальний посібник / НТУУ «КПІ» ; уклад. Є. І. Бардик, П. Л. Денисюк, Ю. В. Безбереж'єв. – Електронні текстові дані (1 файл: 4,75 Мбайт). – Київ : НТУУ «КПІ», 2011.
5. Проектування електричної частини електричних станцій та підстанцій. Ч. 2 [Електронний ресурс] : навчальний посібник / НТУУ «КПІ» ; уклад. Є. І. Бардик, П. Л. Денисюк, Ю. В. Безбереж'єв. – Електронні текстові дані (1 файл: 5,13 Мбайт). – Київ : НТУУ «КПІ», 2012.
6. Електрична частина станцій та підстанцій: курс лекцій [Електронний ресурс]: навчальний посібник для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»/уклад.: О.В. Остапчук, П.Л. Денисюк, Ю.П. Матеєнко/КПІ ім. Ігоря Сікорського, – Електронні текстові дані (1 файл: 4,62 Мбайт). Київ: КПІ ім Ігоря Сікорського, 2022. 183 с.
7. Кулик В. В. Типові рішення при проектуванні електричних мереж напругою 110-330 кВ: навчальний посібник / В. В. Кулик, В. В. Тептя, О. Б. Бурикін, О. В. Сікорська. Вінниця: ВНТУ, 2018. 110 с.
8. Бржезицький В. О., Зелінський В.Ц., Лежнюк П.Д., Рубаненко О.Є. Електричні апарати: підручник. Херсон: ОЛДІ-ПЛЮС, 2016. 602с. ISBN 978-966-289-101-0.

9. Свиридов М. П. Перехідні процеси. Розрахунок статичної і динамічної стійкості електричної мережі : навч. посібник / М. П. Свиридов, В. В. Тептя. Вінниця : ВНТУ, 2017. 99 с.
10. Правила улаштування електроустановок. Глава 1.7 «Заземлення і захисні заходи електробезпеки»: ПУЕ:2006.
11. IEC 60909-0:2016 - Short-Circuit Currents in Three-Phase AC Systems - Part 0: Calculation of Currents
12. IEC 62271-100:2018 - High-voltage Switchgear and Controlgear - Part 100: Alternating Current Circuit-Breakers
13. Tazvinga H., Nordgaard A., Veneziani M., et al. Stability analysis of nuclear power plant electrical systems: Challenges and solutions. IEEE Transactions on Power Delivery. 2019. Vol. 34, Issue 2.
14. Thakur S., Ghoshal S.P. Power system stability analysis and control issues in nuclear power plants: A review. International Journal of Electrical Power & Energy Systems. 2020. Vol. 115.
15. Мельник І.П., Гончарук В.В. Моделювання стабільності роботи електричної частини атомної електростанції. Вісник Національного технічного університету "ХПІ". 2018. Випуск 64.
16. Han S., Wei L., Zhang X., et al. Stability analysis of nuclear power plant electrical power system considering wind power integration. IEEE Transactions on Sustainable Energy. 2019. Vol. 10, Issue 4.

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Електрична частина конденсаційної електростанції потужністю 1700 МВт з дослідженням питання якості електроенергії

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(БДР, МКР)

Підрозділ кафедра електричних станцій та систем, факультет електроенергетики та електромеханіки
(кафедра, факультет)

Показники звіту подібності Unicheck

Оригінальність _____ Схожість _____

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)

Конопко Я.О.
(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)

" _____ " _____ 20__ р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

Електрична частина конденсаційної електростанції потужністю 1700 МВт з
дослідженням питання якості електроенергії

08-13.МКР.019.00.004 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н.

_____ Вишневський С.Я.

(підпис)

Магістр групи 2ЕС-22м

_____ Конопко Я.О.

(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, то розбудова в них КЕС призводить до зміни процесів в мережі і вимагає додаткових досліджень;

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 питання якості електроенергії;

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. Лежнюк П. Д., Лагутін В. М., Тептя В. В. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2009. 194 с.

4. Технічні вимоги до виконання МКР

Передбачається спорудження електричної станції у західному регіоні України.

– технічне завдання: Електрична частина конденсаційної електростанції потужністю 1700 МВт з дослідженням питання якості електроенергії з чотирма агрегатами одиничною потужністю 200 МВт та трьома по 300 МВт. В систему, приєднання до якої знаходиться на відстані 250 км, потужність віддається по ЛЕП 500 кВ.

– елементна база: електротехнічне обладнання, що має бути встановлено на КЕС, українського та зарубіжного виробництва (“Південномаш”, “Рівненський

завод високовольтної апаратури”, “ABB” та ін.)

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

– показники технологічності: проектування КЕС, 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 КЕС	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 якості електроенергії	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

Міністерство освіти та науки, молоді і спорту України
Вінницький національний технічний університет
Інститут електроенергетики та електромеханіки
Факультет електроенергетики

Магістерська кваліфікаційна робота Електрична частина конденсаційної електростанції потужністю 1700 МВт з дослідженням питання якості електроенергії

Спеціальність 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка.

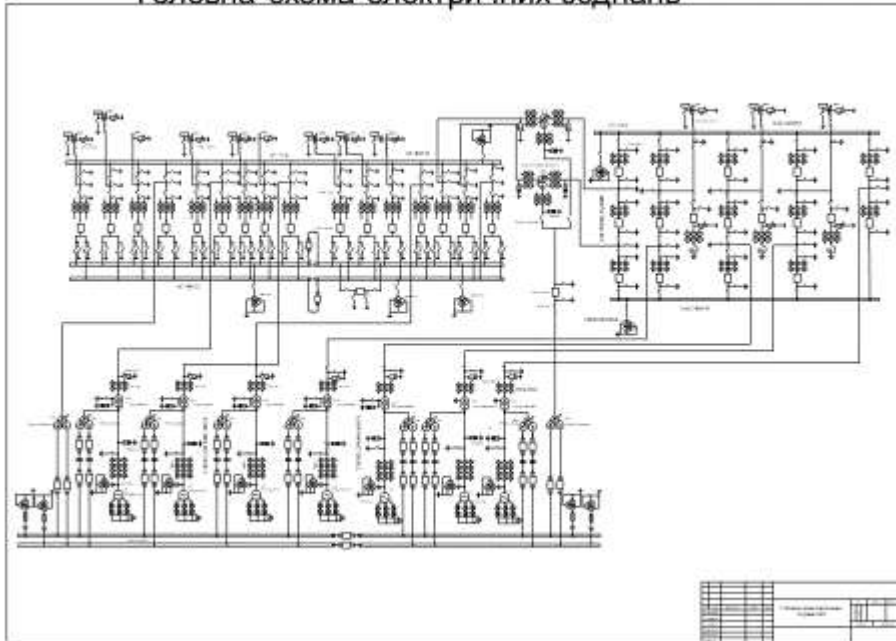
Освітня програма «Електричні станції»

Виконав ст.гр. 2ЕС-22м

Конопко Ярослав Олегович

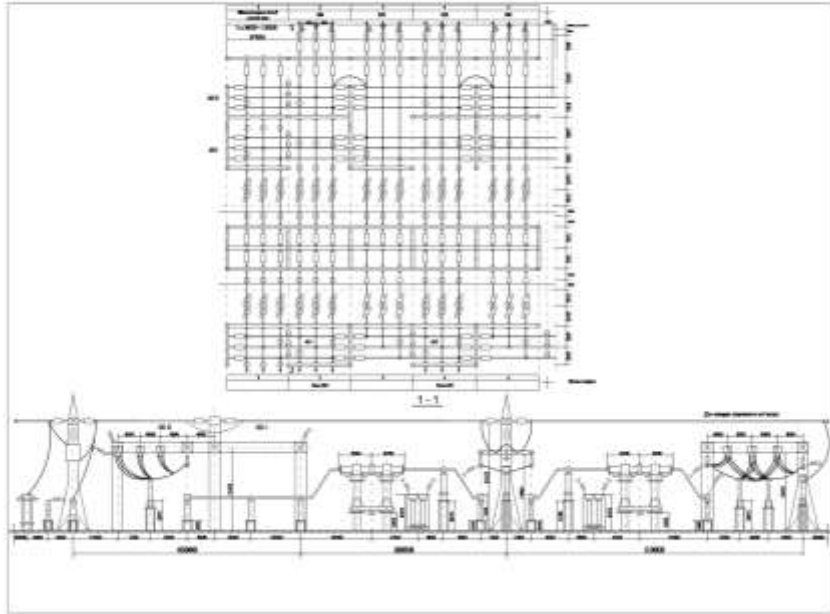
1

Головна схема електричних з'єднань



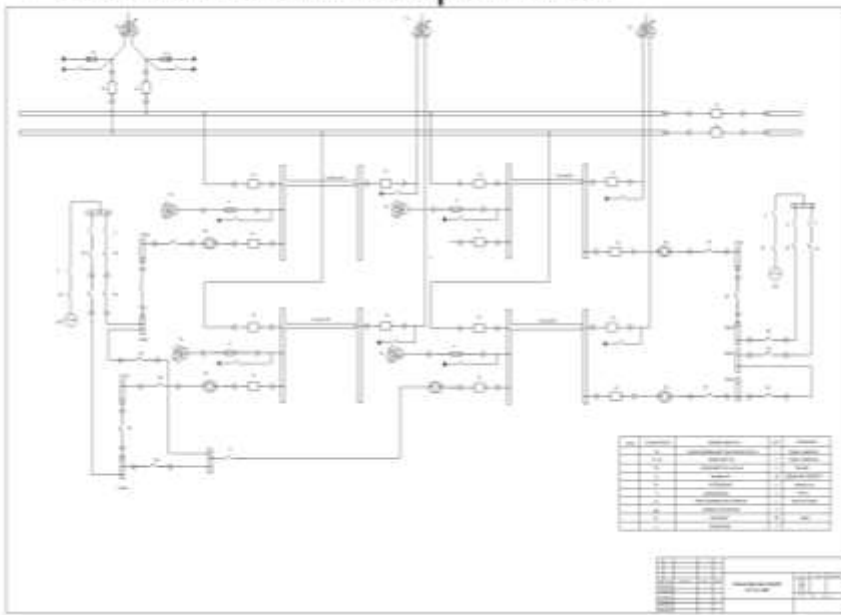
2

План та поперечний розріз ВРП 500 кВ



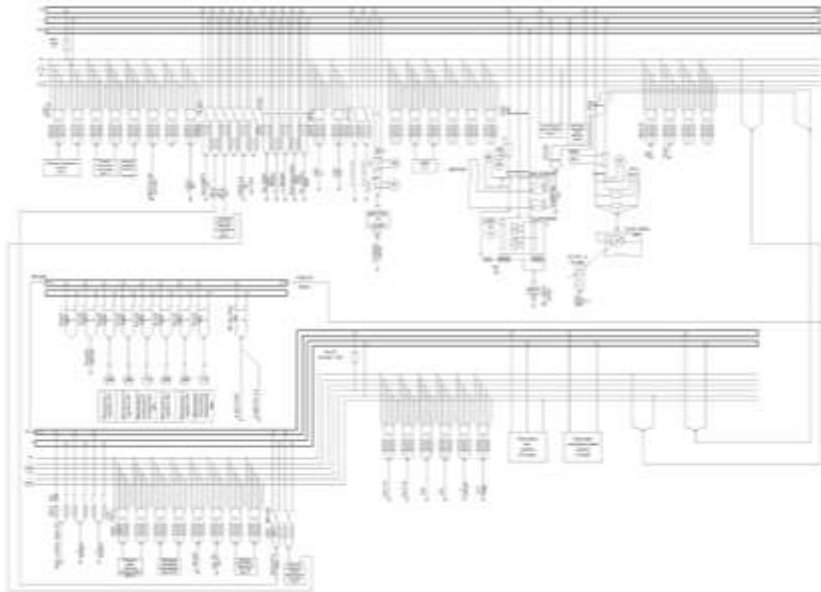
3

• Схема власних потреб КЕС



4

Схема живлення постійним струмом



5

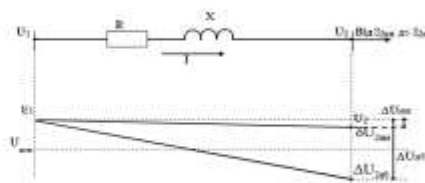
ПОКАЗНИКИ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

Відхилення частоти

Частота f є загальносистемним параметром режиму ЕЕС і визначається балансом активної потужності. Якість електроенергії за частотою характеризується відхиленням частоти Δf : $\Delta f = f_{\phi} - f_{\text{ном}}$, де $f_{\text{ном}}$ – номінальне значення частоти, Гц; f_{ϕ} – фактичне стає (виміряне) значення частоти, Гц.

Відхилення напруги

Відмінність фактичної сталої напруги U_{ϕ} в заданій точці мережі від його номінального значення $U_{\text{ном}}$ характеризується відхиленням напруги U_{ϕ} . Відхилення напруги визначаються у відсотках від значення напруги, номінального для даного вузла ЕЕС:

$$\Delta U_{\phi} = \frac{U_{\phi} - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100$$


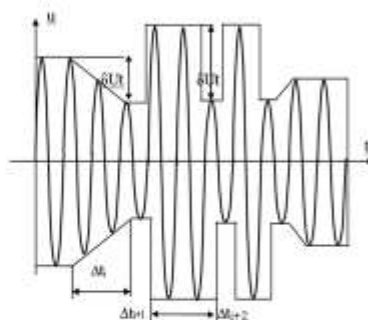
Відхилення напруги

6

ПОКАЗНИКИ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

Коливання напруги

Якщо відхилення напруги створюються під впливом відносно повільних змін навантаження, що визначаються його графіком, то швидкі зміни навантаження створюють коливання напруги. Коливання напруги визначаються за лінією, що огинає діючі або амплітудні значення напруги і характеризуються розмахом ΔU_i і частотою повторення змін напруги $F\delta U_i$ або інтервалами між змінами напруги. Приклад кривої, що огинає амплітудні значення напруги, виміряних дискретно на кожному півперіоді, наведений на рисунку. Розмах зміни напруги оцінюється у відсотках на кожному півперіоді основної частоти. Причиною коливань напруги в електричних мережах є потужні електроприймачі, споживання активної і реактивної потужності яких носить різкозмінний характер.



Коливання напруги розмахом U_i , тривалістю t_i і інтервалом між змінами $t_{i+2} - t_{i+1}$

7

Основні техніко-економічні показники ЕС

Потужність станції	1700	МВт
Склад обладнання	3x300+4x200	
Річний виробіток електроенергії	11160617,00	МВт·год
Коефіцієнт витрати електроенергії на ВП	6%	
Коефіцієнт обслуговування	1,600	чол./МВт
Кошторисна вартість промислового будівництва	1702720000	грн.
Питомі капітальні вкладення	1001,6	грн./кВт
Собівартість відпущеної електроенергії	227,2450	коп/кВт·год

8

Висновки

Станція КЕС має встановлену потужність 1700 МВт. Для встановлення на цій КЕС було обрано парогенератори типу Пп-640/140ГМ та Пп-950/255ГМ, турбіни типу К-200-130 та К-300-240, турбогенератори типу ТГВ-200-2У3 та ТГВ-300. Також було вибрано блочно-трансформаторне обладнання, зокрема трансформатори типу ТДЦ-400000/500, ТДЦ-250000/500 та ТДЦ-250000/110. Для забезпечення зв'язку між РПСН та РПВН передбачено два автотрансформатори типу АТДЦТН-250000/500/110. Обрана схема для власних потреб забезпечує надійне, безперебійне живлення всіх споживачів ВП та запуск генераторів. Живлення системи ВП станції здійснюється за допомогою трансформаторів типу ТРДНС-25000/35 та двох резервних трансформаторів ТРДНС-25000/110 та ТРДНС-25000/35. Надійність живлення власних потреб забезпечує надійну та безпечну роботу станції в цілому. Видача електроенергії в систему відбувається на напрузі 500 кВ через 3 ПЛЕП, а живлення місцевих споживачів здійснюється на напрузі 110 кВ через 9 ліній. Обидва розподільчі пристрої є відкритими розподільчими пристроями (ВРП).

Обрана структурна схема та технічні рішення забезпечують надійність та безперебійне живлення споживачів. Видача електроенергії в систему реалізується на напрузі 500 кВ через 3 ПЛЕП, а живлення місцевих споживачів - на напрузі 110 кВ через 12 ліній.

Проведено розрахунки струмів короткого замикання, вибір струмоведучих частин та розподільчого обладнання. Здійснено аналіз розподільчих пристроїв різних класів напруг та типів. Результати роботи відповідають актуальним нормативам та можуть бути використані для покращення проектних рішень та оптимізації роботи електростанції.

Отже, результати дослідження та проектування електричної частини теплової електростанції дозволяють забезпечити стійку та ефективну роботу станції з урахуванням сучасних вимог та стандартів в енергетичній галузі.