

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

**КОМПЛЕКСНА МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**

на тему:

**«Розвиток електричної системи 1. Електрична частина конденсаційної електростанції потужністю 940 МВт з дослідженням перевантажень трансформатора»**

Виконав: студент 2-го курсу, групи 1ЕС-22М

спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Освітня програма «Електричні станції»

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Артюх

Артюх О.В.

(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС

Вишневський С.Я.

Вишневський С.Я.

(прізвище та ініціали)

«04»

Зрідина

2023 р.

Опонент:

к.т.н., доцент каф. ЕССЕМ

Войтов Ю.Д.

(прізвище та ініціали)

«12»

Зрідина

2023 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., проф. Комар В. О.

(прізвище та ініціали)

«11»

Зрідина

2023 р.

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.

18 вересня 2023 року

### **ЗАВДАННЯ**

#### **НА КОМПЛЕКСНУ МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

Артюх Олександр Вікторович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Розвиток електричної системи 1. Електрична частина конденсаційної електростанції потужністю 940 МВт з дослідженням перевантажень трансформатора»

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

затверджена наказом вищого навчального закладу від 18.09.2023 року № 247

2. Строк подання студентом роботи 05 грудня 2023 року

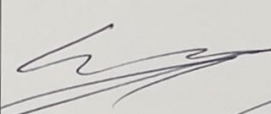
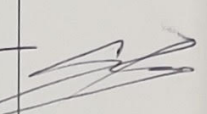
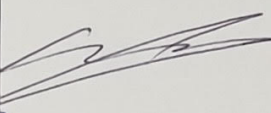
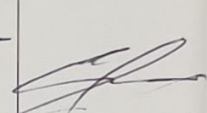
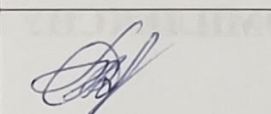
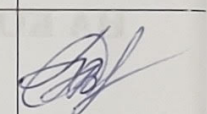
3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Енергетична стратегія України на період 2030 р. від 17 серпня 2017 р. № 145-р Київ : Розпорядження // Кабінет міністрів України. – 2017. – С. 75; Плачкова С. Г. Енергетика. Історія, сучасність, майбутнє. [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://energetika.in.ua/ua/books/book-3/part-2/section-6>. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів. Відстань до енергосистеми 600 км; максимальна потужність, що віддається в систему 460 МВт; максимальна потужність, що віддається в район 260 МВт; номінальна потужність системи 22000 МВА; номінальний опір системи 0,15 в.о.; номінальна напруга системи 330 кВ

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1 Техніко-економічне обґрунтування проектування КЕС. 2 Електротехнічна частина. 3 Дослідження перевантажень трансформаторів. 4 Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. 5 Техніко-економічна частина. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Титулка. 2. Мета та задачі МДР. 3. Об'єкт та предмет дослідження.

4. Головна схема електричних з'єднань 940 (4 × 160+1 × 500) МВт. 5. Сх власних потреб. 6. Спеціальна частина. 7. Техніко-економічні показні станції. 8. Висновок.

6. Консультанти розділів роботи

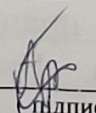
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Вишневський С.Я., к.т.н., доцент кафедри ЕСС		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Кобилянський О.В. д.п.н., професор каф. БЖДПБ <i>Вишневський С.Я.</i>	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

7. Дата видачі завдання 18 вересня 2023 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

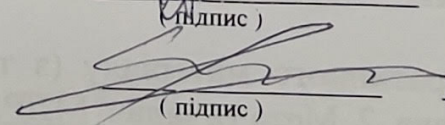
№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	
		початок	кінець
1	Розроблення технічного завдання	18.09.23	20.09.23
2	Техніко-економічне обґрунтування проектування КЕС	21.09.23	25.09.23
3	Електротехнічна частина	26.09.23	01.11.23
4	Дослідження перевантажень трансформатора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

Студент

  
(підпис)

Артюх О.В.

Керівник роботи

  
(підпис)

Вишневський С.

## АНОТАЦІЯ

Артюх О.В. Розвиток електричної системи 1. Електрична частина конденсаційної електростанції потужністю 940 МВт з дослідженням перевантажень трансформатора. Магістерська робота./ Вінниця: ВНТУ, 2023 – 96 с./ На Укр. мові. Рис. 25 , таб 26 , бібліогр. 10 назв.

Магістерська дипломна робота присвячена проектуванню електричної частини конденсаційної електростанції, а також дослідженню різних схем розподільних пристроїв. Робота складається з п'яти розділів, які охоплюють широкий спектр тематики, пов'язаної з електричними системами станції, економічними показниками та охороною праці у надзвичайних ситуаціях.

У вступі роботи розглянуто актуальність теми, а також сформульовані мета і завдання дослідження. Розділ "Техніко-економічне обґрунтування" містить аналіз проектування конденсаційної електростанції.

У розділі "Електротехнічна частина" досліджені основні аспекти проектування електричної частини конденсаційної електростанції. Аналізуються питання, пов'язані з графіками електричних і теплових навантажень, вибором обладнання, головною схемою електричних з'єднань, електричними схемами станції, розрахунком струмів короткого замикання, розрахунком термічної дії струмів короткого замикання, вибором комутаційного обладнання, струмоведучих частин та вимірювальних трансформаторів.

У розділі "Дослідження перевантажень трансформатора" розглядаються питання пов'язані з роботою трансформатора під навантаженням. Аналізується паралельна робота двох трансформаторів, а також розглядаються допустимі перевантаження в трансформаторі.

У розділі "Розрахунок техніко-економічних показників КЕС" проводиться розрахунок різних техніко-економічних параметрів конденсаційної електростанції. Аналізується техніко-економічне обґрунтування проектування станції, визначення кошторисної вартості проекту, розрахунок собівартості електроенергії та визначення собівартості відпущеної електроенергії.

У розділі "Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях" розглядаються питання охорони праці та безпеки персоналу на конденсаційній електростанції. Аналізується нормативна база, вимоги до кваліфікації персоналу, розрахунок заземлення трансформатора, розрахунок кількості та опору електродів і напруги кроку, технічні рішення з безпечної експлуатації маслонаповненого обладнання.

Отже, магістерська дипломна робота надає комплексний огляд проектування електричної частини конденсаційної електростанції з особливим акцентом на дослідженні перевантажень трансформатора. Результати досліджень сприятимуть покращенню якості проектування та функціонування конденсаційних електростанцій, забезпечуючи надійну та безпечну роботу електричної частини станцій у різних умовах експлуатації.

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

## **ABSTRACT**

Artiukh, O.V. The electrical part of the condensing power plant with a capacity of 940 MW with a study of transformer overloads. Master's thesis./ Vinnytsia: VNTU, 2023 – 96 p./ In Ukr. speech Fig. 25, tab 26, bibliography. 10 names.

The master's thesis is devoted to the design of the electrical part of the condensing power plant, as well as to the study of various schemes of distribution devices. The work consists of five sections, which cover a wide range of topics related to the electrical systems of the station, economic indicators and labor protection in emergency situations.

In the introduction of the work, the relevance of the topic is considered, as well as the purpose and tasks of the research are formulated. The "Technical and economic feasibility study" section contains an analysis of the design of a condensing power plant.

In the "Electrical part" section, the main aspects of the design of the electrical part of the condensing power plant are studied. Questions related to the graphs of electrical and thermal loads, equipment selection, the main diagram of electrical connections, electrical diagrams of the station, calculation of short-circuit currents, calculation of the thermal effect of short-circuit currents, selection of switching equipment, current-carrying parts and measuring transformers are analyzed.

In the section "Investigation of transformer overloads" issues related to the operation of the transformer under load are considered. Parallel operation of two transformers is analyzed, and permissible overloads in the transformer are also considered.

In the section "Calculation of technical and economic indicators of the CHP" the calculation of various technical and economic parameters of the thermal power plant is carried out. The technical and economic justification of the design of the station, the determination of the estimated cost of the project, the calculation of the cost of electricity and the determination of the cost of the released electricity are analyzed.

The section "Occupational health and safety in emergency situations" deals with issues of occupational health and safety of personnel at the condensing power plant.

The regulatory framework, personnel qualification requirements, calculation of transformer grounding, calculation of the number and resistance of electrodes and step voltage, technical solutions for safe operation of oil-filled equipment are analyzed.

Therefore, the master's thesis provides a comprehensive overview of the design of the electrical part of a condensing power plant with a special emphasis on the study of transformer overloads. Research results will contribute to improving the quality of design and operation of condensing power plants, ensuring reliable and safe operation of the electrical part of the plants in various operating conditions.

Keywords: condensing power plant, energy security, efficiency, economy, technical and economic analysis, schemes of distribution devices, electricity generation.

## ЗМІСТ

ВСТУП.....	10
1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ.....	12
1.1 Актуальність та важливість дослідження.....	12
1.2 Технічні аспекти дослідження.....	12
1.3 Економічні вигоди від провадження рекомендацій.....	13
2 ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА ТЕПЛОВОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ.....	15
2.1 Графіки електричних навантажень станції.....	15
2.2 Вибір основного обладнання.....	22
2.3 Вибір головної схеми електричних з'єднань електростанції.....	23
2.4 Вибір силових трансформаторів.....	26
2.5 Вибір схем ВРП.....	31
2.6 Системи власних потреб.....	38
2.7 Розрахунок струмів короткого замикання.....	40
2.8 Розрахунок термічної дії струмів КЗ.....	60
2.9 Вибір струмоведучих частин.....	64
2.10 Вибір комутаційного обладнання.....	71
2.11 Вибір вимірювальних трансформаторів.....	73
2.12 Вибір розрядників та високочастотних загороджувачів.....	79
2.13 Вибір установки постійного струму.....	77
3 ДОСЛІДЖЕННЯ ПЕРЕВАНТАЖЕНЬ ТРАНСФОРМАТОРІВ.....	85
3.1 Робота трансформатора під навантаженням.....	85
3.2 Паралельна робота трансформаторів.....	87
3.3 Допустимі перевантаження в трансформаторі.....	90
4 Охорона праці.....	93
4.1 Задача розділу.....	93
4.2 Технічні рішення з безпечної експлуатації маслонаповненого обладнання.....	93
4.3 Розрахунок кількості та опору заземлюючих електродів і нпруги кроку .....	94



5 Розрахунок техніко-економічних показників КЕС .....	97
5.1 Техніко-економічне обґрунтування проектування даної станції.....	97
5.2 Визначення кошторисної вартості проектованої ТЕС .....	98
5.3 Розрахунок собівартості електроенергії на станції .....	100
5.4 Аналіз отриманих результатів .....	104
ВИСНОВКИ.....	105
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ.....	107
ДОДАТКИ.....	109
Додаток А - ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІКИ КВАЛІФАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ .....	110
Додаток Б - Технічне завдання КМКР .....	111
Додаток В – Головна схема електричних з’єднань 940 МВт.....	115
Додаток Г – ПРЕЗЕНТАЦІЯ ДО КОМПЛЕКСНОЇ МАГІСТЕРСЬКОЇ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ.....	116

## ВСТУП

**Актуальність теми.** З плином часу спостерігається стабільний ріст енергопотреб в різних секторах, таких як промисловість, транспорт, технології та побут. Розширення потужностей електростанцій і модернізація електричних систем стають невід'ємною частиною забезпечення стабільного енергопостачання. Однак експлуатація конденсаційних електростанцій пов'язана з низкою технічних проблем, зокрема з проблемою перевантаження трансформаторів.

Трансформатори є важливим компонентом електричної частини конденсаційних електростанцій. Вони використовуються для пониження або підвищення напруги та передачі електроенергії від енергоблоку до розподільчої мережі. Однак перевантаження трансформаторів може викликати серйозні проблеми, такі як збільшення втрат енергії, зниження ефективності і навіть вихід з ладу обладнання, що призводить до аварій і значних економічних втрат.

Споживання електроенергії продовжує зростати разом з технологічним та промисловим розвитком. Це створює додаткове навантаження на електричні компоненти, в тому числі на теплові електростанції та трансформатори. Потреба в безперебійній надійності: теплові електростанції є важливим джерелом енергії для багатьох регіонів і секторів, включаючи промисловість, транспорт і житлово-комунальне господарство. Перерва в роботі КЕС має серйозні економічні та соціальні наслідки.

Вивчення та аналіз перевантажень трансформаторів є важливим питанням для забезпечення безперебійної та надійної роботи конденсаційних електростанцій.

**Мета та задачі дослідження:** Метою є забезпечення ефективності, стабільності та надійності електропостачання в умовах зростаючої потреби в електроенергії та швидкого розвитку технологій.

Відповідно до вказаної мети в роботі розв'язуються такі **основні завдання**:

- Розрахунок основних техніко-економічних показників КЕС;
- Проектування головної схеми електричних з'єднань КЕС

- Вивчення фізичних принципів роботи трансформаторів ;
  - Дослідження основних параметрів та властивостей трансформаторів
  - Аналіз навантажувальної здатності трансформаторів
  - Виявлення факторів,що викликають перевантаження трансформаторів.
- Збір та аналіз даних про роботу трансформаторів на конденсаційних електростанціях.

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

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

Усі результати досліджень є самостійним внеском автора у магістерську роботу.

# 1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ

## 1.1 Актуальність та важливість дослідження

Теплові електростанції є важливою частиною електроенергетичної інфраструктури і відповідають за значну світового виробництва електроенергії. Однак перевантаження трансформаторів, основного обладнання в електричній частині електростанцій, є серйозною технічною проблемою, що призводить до аварій, поломок і втрат електроенергії. Це може мати значні економічні наслідки, такі як витрати на ремонт і заміну обладнання, зниження доходів через відключення електроенергії та менш надійне електропостачання споживачів.

Дослідження перевантажень трансформаторів на теплових електростанціях має велике технічне та економічне значення: Воно спрямоване на вирішення актуальних технічних проблем, що впливають на надійність та ефективність роботи енергосистеми. Дослідження дозволить виявити основні фактори, що спричиняють перевантаження трансформаторів, та розробити ефективні стратегії їх запобігання та управління ними. Впровадження рекомендацій, отриманих в результаті дослідження, дозволить значно зменшити витрати на обслуговування обладнання, продовжити термін служби трансформаторів та підвищити загальну надійність системи. Таким чином, дослідження є технічно та економічно значущим і доцільним, оскільки воно не тільки вирішує актуальну технічну проблему, але й має великий потенціал для економії ресурсів та підвищення стійкості електричної системи.

## 1.2 Технічні аспекти дослідження

Визначення технічного стану трансформатора на теплових електростанціях важливо проводити детальний аналіз технічного стану трансформатора, включаючи його потужність, вік, технічний стан та історію експлуатації. Вимірювання і моніторинг параметрів: необхідно вимірювати і контролювати основні робочі параметри трансформатора, такі як температура, навантаження, струм, напруга і гармоніки. Вивчення технічних

характеристик:включає аналіз технічних характеристик трансформатора таких як індуктивність, опір, діелектрична проникність та інші параметри, що впливають на продуктивність.

Моделювання та аналіз перевантажень:важливо використовувати спеціальне програмне забезпечення для моделювання різних сценаріїв перевантажень трансформатора та аналізу їх впливу на установку. Виявлення факторів,що спричиняють перевантаження:це дослідження повинно включати аналіз різних факторів,що призводять до перевантажень трансформатора,таких як коливання навантаження, обриви фаз і гармоніки.

Розробка стратегій управління перевантаженнями та їх запобігання: Основною метою цього дослідження є розробка конкретних стратегій і рекомендацій щодо управління та запобігання перевантаженням трансформаторів, включаючи розробку систем автоматичного управління, визначення оптимальних режимів роботи та інших технічних рішень.

Вимірювання результатів та аналіз впровадження:після впровадження рекомендацій важливо виміряти та проаналізувати їхній вплив на продуктивність трансформатора та загальну ефективність станції. Це дослідження технічних аспектів надасть практичні рекомендації щодо підвищення надійності та ефективності трансформаторів на теплових електростанціях.

### 1.3 Економічні вигоди від впровадження рекомендацій

Впровадження рекомендацій з досліджень перевантажень трансформаторів на теплових електростанціях може дати низку важливих економічних переваг:

Зниження витрат на ремонт і обслуговування. Оптимізація умов експлуатації трансформатора та своєчасне виявлення перевантажень забезпечить значні економічні вигоди за рахунок зменшення потреби в плановому технічному обслуговуванні та ремонті.

Подовження терміну служби трансформатора: завдяки оптимізації та запобіганню перевантажень трансформатори можуть експлуатуватися з меншим навантаженням, що подовжує термін їхньої служби та відтерміновує витрати на заміну.

Зменшення витрат на втрати електроенергії: завдяки більш ефективній експлуатації трансформаторів можна зменшити втрати електроенергії в системі електропостачання, заощаджуючи додаткові витрати на виробництво електроенергії для компенсації цих втрат.

Підвищення надійності електропостачання: запобігання перевантаженням та аварійним ситуаціям на теплових електростанціях сприяє підвищенню надійності електропостачання споживачів та забезпечує економічні вигоди як для теплових електростанцій, так і для споживачів електроенергії.

Підвищення загальної ефективності генерації: Оптимізація роботи трансформаторів та систем управління навантаженням може підвищити загальну ефективність енергосистеми та зменшити витрати на виробництво електроенергії.

Підвищення конкурентоспроможності: зниження операційних витрат і поліпшення якості електропостачання підвищують конкурентоспроможність теплових електростанцій на ринку електроенергії.

## 2 ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА ТЕПЛОВОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ

### 2.1 Графіки електричних навантажень станції

Режим роботи електростанції визначається програмою електричного навантаження енергосистеми та регіону постачання.

Потужність електростанції повинна забезпечувати покриття програмою навантаження втрат енергії, пов'язаних з передачею електроенергії від місця її виробництва до місця перетворення і споживання, а також необхідних витрат на роботу самої електростанції.

Підготовка програми навантаження в іменованих одиницях здійснюється за формулою:

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

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

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

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

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

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

Постійні втрати потужності в мережах району, МВт:

$$\Delta P_{1p} = \Delta P'_1 \cdot P_{p \max}, \quad (2.2)$$

де  $\Delta P'_1 = 0,01$ . Вони залишаються незмінними протягом доби.

Змінні втрати потужності в мережах району, МВт:

$$\Delta P_{2pt} = \Delta P'_2 \cdot \frac{P_{p2}^2}{P_{p \max}}, \quad (2.3)$$

де  $\Delta P'_2 = 0,06$ .

Потужність, яку споживає енергосистема, МВт:

$$P_{ct} = \frac{P'_{ct} \cdot P_{c \max}}{100}, \quad (2.4)$$

де  $P'_{ct}$  – потужність, яку споживає енергосистема, %;

$P_{c \max}$  – максимальне навантаження системи, МВт.

Постійні втрати потужності в мережах системи, МВт:

$$\Delta P_{1c} = \Delta P_1'' \cdot P_{c \max}, \quad (2.5)$$

де  $\Delta P_1'' = 0,02$ .

Змінні втрати потужності в мережах системи, МВт:

$$\Delta P_{2ct} = \Delta P_2'' \cdot \frac{P_{ct}^2}{P_{c \max}}, \quad (2.6)$$

де  $\Delta P_2'' = 0,14$ .

Потужність, яка віддається до шин РП, МВт:

$$P_{р.вид.t} = P_{pt} + \Delta P_{1p} + \Delta P_{2pt}; \quad (2.7)$$

$$P_{с.вид.t} = P_{ct} + \Delta P_{1c} + \Delta P_{2ct}. \quad (2.8)$$

Сумарна потужність, що віддається з шин ЕС, МВт:

$$P_{вид.t} = P_{р.вид.t} + P_{с.вид.t}. \quad (2.9)$$

Потужність, що витрачається на власні потреби електростанції, МВт:

$$P_{ВП.t} = \left( 0,4 + 0,6 \cdot \frac{P_{вид.t}}{P_{вст}} \right) \cdot \frac{P'_{ВП} \cdot P_{вид.маx}}{100}, \quad (2.10)$$

де  $P_{вст}$  – встановлена потужність станції, МВт;

$P'_{ВП}$  – максимальне навантаження власних потреб, по відношенню до встановленої потужності електростанції, %;

$P'_{ВП} = 8 \%$  (табл. 2.1);

$P_{вид.маx}$  – максимальна потужність, що віддається з шин станції, МВт.

Потужність, що виробляється електростанцією, МВт:

$$P_{вир.t} = P_{вид.t} + P_{ВП.t}, \quad (2.11)$$



Проведемо розрахунок електричних навантажень для відрізка часу 0 – 6 год. в зимовий період.

Навантаження місцевого району:

$$P_{pt} = \frac{P'_{pt} \cdot P_{p \max}}{100} = \frac{54 \cdot 250}{100} = 135 \text{ (МВт)}.$$

Постійні втрати потужності в мережах району:

$$\Delta P_{1p} = \Delta P'_1 \cdot P_{p \max} = 0,01 \cdot 250 = 2,5 \text{ (МВт)}.$$

Змінні втрати потужності в мережах району:

$$\Delta P_{2pt} = \Delta P'_2 \cdot \frac{P_{pt}^2}{P_{p \max}} = 0,06 \cdot \frac{135^2}{250} = 4,37 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, яка віддається до шин РП місцевого району:

$$P_{p.вид.t} = P_{pt} + \Delta P_{1p} + \Delta P_{2pt} = 135 + 2,5 + 4,37 = 141,87 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, яку споживає енергосистема:

$$P_{ct} = \frac{P'_{ct} \cdot P_{c \max}}{100} = \frac{75 \cdot 400}{100} = 300 \text{ (МВт)}.$$

Постійні втрати потужності в мережах системи:

$$\Delta P_{1c} = \Delta P''_1 \cdot P_{c \max} = 0,02 \cdot 400 = 8 \text{ (МВт)}.$$

Змінні втрати потужності в мережах системи:

$$\Delta P_{2ct} = \Delta P''_2 \cdot \frac{P_{ct}^2}{P_{c \max}} = 0,14 \cdot \frac{300^2}{400} = 31,5 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, яка віддається до шин РП системи:

$$P_{c.вид.t} = P_{ct} + \Delta P_{1c} + \Delta P_{2ct} = 300 + 8 + 31,5 = 339,5 \text{ (МВт)}.$$

Сумарна потужність, що віддається з шин ЕС:

$$P_{вид.t} = P_{p.вид.t} + P_{c.вид.t} = 141,87 + 339,5 = 481,37 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, що витрачається на власні потреби електростанції:

$$P_{ВП.t} = \left( 0,4 + 0,6 \cdot \frac{P_{вид.t}}{P_{вст}} \right) \cdot \frac{P'_{ВП} \cdot P_{вид.макс}}{100} = \left( 0,4 + 0,6 \cdot \frac{481,37}{940} \right) \cdot \frac{8 \cdot 728,7}{100} = 41,23 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, що виробляється генераторами ЕС:

$$P_{\text{вир.}t} = P_{\text{вид.}t} + P_{\text{ВП.}t} = 481,37 + 41,23 = 522,6 \text{ (МВт)}.$$

По приведеному алгоритму розраховуються графіки електричних навантажень для зимової і літньої доби в різні інтервали часу. Дані заносимо в таблицю 2.1.

Таблиця 2.1 – Графіки електричних навантажень для зимової і літньої доби в різні інтервали часу

Години доби, год.		0-6	6-8	8-12	12-14	14-16	16-18	18-20	20-24
Навантаження місцевого району, %	зима	54	58	92	85	95	99	89	65
	літо	50	54	88	80	92	94	83	60
Навантаження місцевого району, МВт	зима	135	145	230	212,5	237,5	247,5	222,5	162,5
	літо	125	135	220	200	230	235	207,5	150
Постійні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	зима	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
	літо	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Змінні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	зима	4,37	5,05	12,70	10,84	13,54	14,70	11,88	6,34
	літо	3,75	4,37	11,62	9,60	12,70	13,25	10,33	5,40
Потужність, що віддається в місцевий район, МВт	зима	141,87	152,55	245,20	225,84	253,54	264,70	236,88	171,34
	літо	131,25	141,87	234,12	212,10	245,20	250,75	220,33	157,90
Навантаження системи, %	зима	75	80	99	94	96	100	88	75
	літо	64	69	90	82	88	95	85	72
Навантаження системи, МВт	зима	300	320	396	376	384	400	352	300
	літо	256	276	360	328	352	380	340	288
Постійні втрати потужності в мережах системи, МВт	зима	8	8	8	8	8	8	8	8
	літо	8	8	8	8	8	8	8	8
Змінні втрати потужності в мережах системи, МВт	зима	31,50	35,84	54,89	49,48	51,61	56,00	43,37	31,50
	літо	22,94	26,66	45,36	37,65	43,37	50,54	40,46	29,03
Потужність, що віддається в систему, МВт	зима	339,50	363,84	458,89	433,48	443,61	464,00	403,37	339,50
	літо	286,94	310,66	413,36	373,65	403,37	438,54	388,46	325,03
Сумарна потужність, що віддається з шин станції МВт	зима	481,37	516,39	704,08	659,32	697,15	728,70	640,25	510,84
	літо	418,19	452,54	647,48	585,75	648,56	689,29	608,79	482,93
Витрата на власні потреби, МВт	зима	41,23	42,53	49,52	47,85	49,26	50,43	47,14	42,33
	літо	38,88	40,16	47,41	45,11	47,45	48,97	45,97	41,29
Потужність, яка виробляється генераторами ЕС, МВт	зима	522,60	558,92	753,60	707,17	746,41	779,14	687,39	553,16
	літо	457,07	492,69	694,89	630,87	696,01	738,26	654,77	524,22

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

$$E_p = (522,6 \cdot 6 + 558,92 \cdot 2 + 753,6 \cdot 4 + 707,17 \cdot 2 + 746,41 \cdot 2 + 779,14 \cdot 2 + 687,39 \cdot 4 + 553,16 \cdot 2) \cdot 183 + (457,07 \cdot 6 + 492,69 \cdot 2 + 694,89 \cdot 4 + 630,87 \cdot 2 + 696,01 \cdot 2 + 738,26 \cdot 2 + 654,77 \cdot 4 + 524,22 \cdot 2) \cdot 182 = 5359706,4 (\text{МВт} \cdot \text{год}).$$

– встановлена потужність ЕС:  $P_{\text{вст}} = 300 + 4 \cdot 160 = 940$  (МВт);

– середнє навантаження станції:

$$P_{\text{ср}} = \frac{E_p}{T} = \frac{5359706,4}{8760} = 611,84 \text{ (МВт)}; \quad (1.13)$$

– коефіцієнт заповнення графіка:

$$K_3 = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{max}}} = \frac{611,84}{779,14} = 0,79. \quad (2.14)$$

– коефіцієнт використання встановленої потужності:

$$K_B = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{вст}}} = \frac{611,84}{940} = 0,65. \quad (2.15)$$

– число годин використання максимального навантаження:

$$T_{\text{max}} = \frac{E_p}{P_{\text{max}}} = \frac{5359706,4}{779,14} = 6879,05 \text{ (год)}; \quad (2.16)$$

– число годин використання встановленої потужності:

$$T_{\text{вст}} = \frac{E_p}{P_{\text{вст}}} = \frac{5359706,4}{940} = 5701,87 \text{ (год)}; \quad (2.17)$$

– коефіцієнт резерву:

$$K_{\text{рез}} = \frac{P_{\text{вст}}}{P_{\text{max}}} = \frac{940}{779,14} = 1,206 \quad (2.18)$$

По результатам розрахунків побудуємо графіки навантаження для зими та літа (рис.2.1-2/3) та річний графік по тривалості (рис.2.4), приймаючи що зимовий період триває 183 доби, а літній –182 доби.

Для побудови графіків навантаження, тобто потужності, що віддається в місцевий район, використовуємо графу з таблиці 2.1. Спочатку складаємо графік потужності по даним для зимового періоду, після цього по даним для літнього періоду. По вертикальній вісі відкладаємо величину потужності для даного

періоду, а по горизонтальній – тривалість навантаження на протязі доби. Тривалість замірюється в годинах.

За цим же принципом складаємо графіки навантажень, тобто потужності, що віддається в систему (для зимового та літнього періоду) і графік потужності, що виробляється генераторами ЕС (для зимового та літнього періоду).

Для побудови річного графіка навантаження будуюмо дві вісі. По вертикалі відкладаємо величину потужності, що виробляється генераторами ЕС, по ступені зменшення величини. По горизонталі відкладаємо кількість годин в році. Час тривалості навантаження визначається шляхом добутку тривалості навантаження на протязі доби на тривалість періоду. Графік складається для всіх значень потужності, що знаходяться в останній графі таблиці.

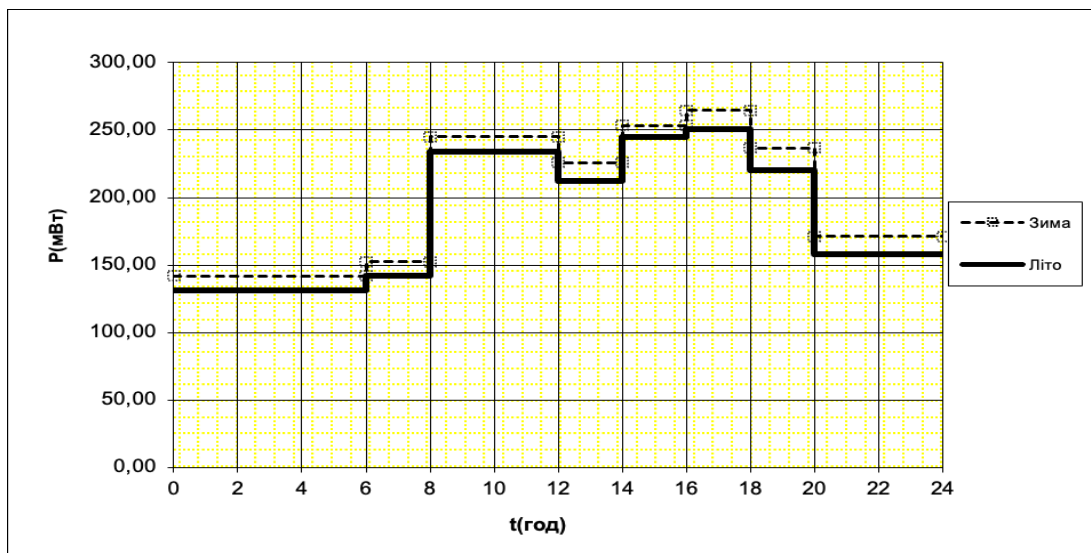


Рис. 2.1 – Графік потужностей що віддаються в місцевий район.

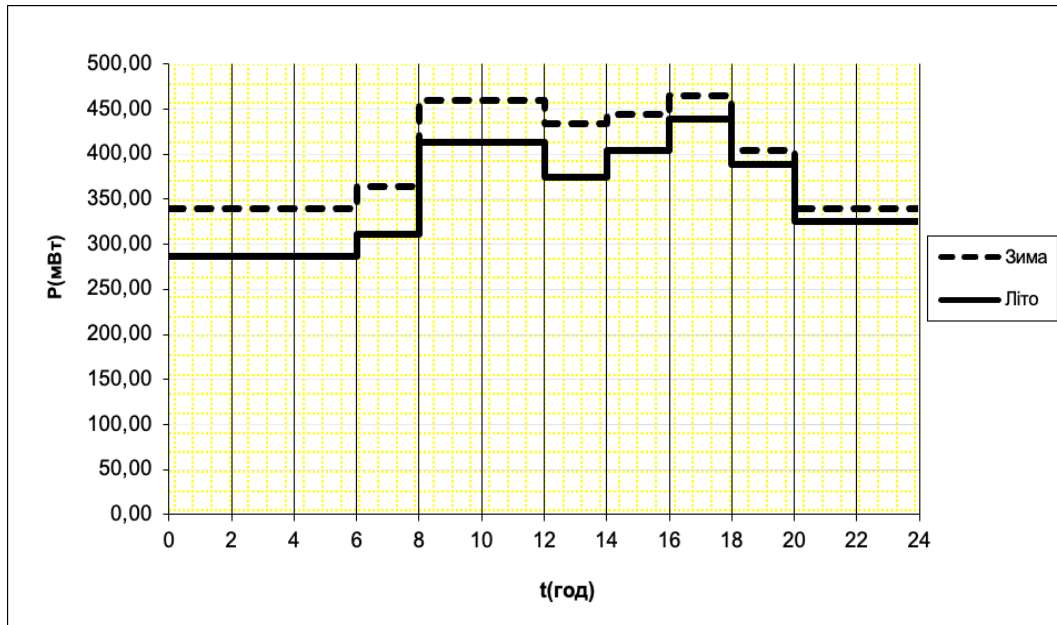


Рис. 2.2. Графік потужностей що віддаються в систему

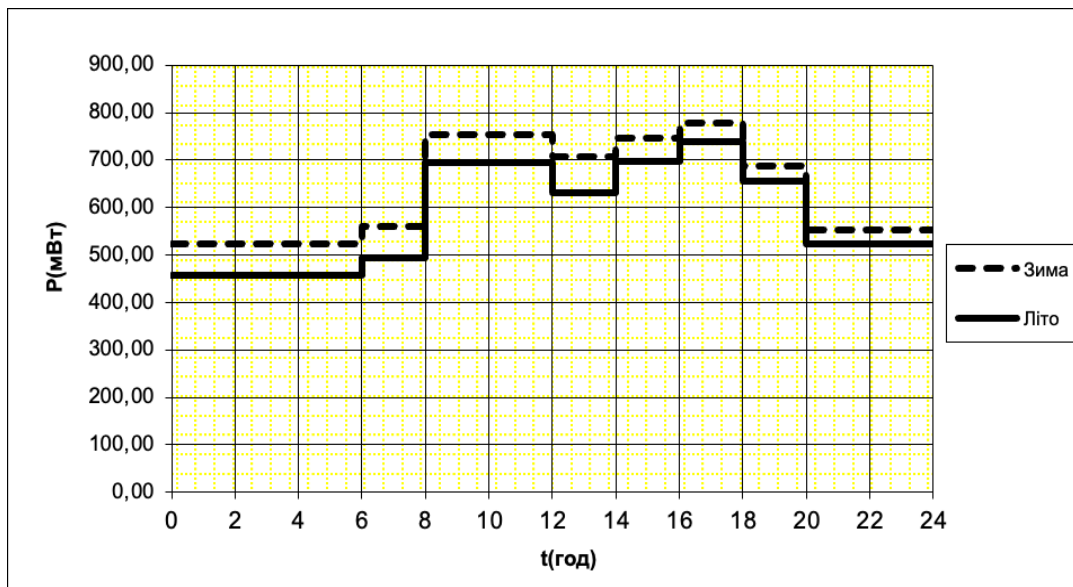


Рис. 2.3. Графік Сумарної потужності, що віддається з шин станції

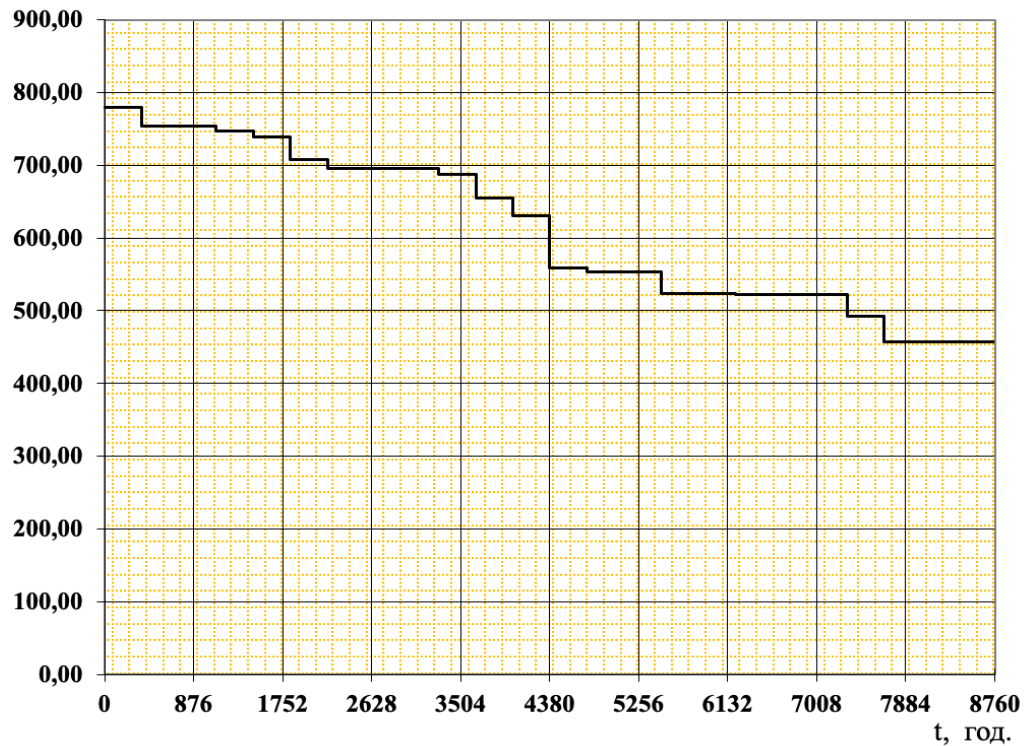


Рис. 2.4 – Річний графік навантаження.

## 2.2 Вибір основного обладнання

### Вибір турбіни

Тип та одинична потужність турбін, які встановлюються на ТЕС, визначаються виходячи з типу та встановленої потужності станції. На КЕС встановлюються конденсаційні турбіни типу К. Згідно завдання вибираємо для блоків 300 МВт турбіни К-300-240. Для блоків 160 МВт беремо К-160-130. Технічні характеристики вибраних турбін приведено в табл. 2.1

Таблиця 2.2 – Технічні характеристики турбіни

Тип турбіни	Ном. потужність, МВт	Тиск свіжої пари, ата	Температура свіжої пари, °С	Температура проміжного перегріву, °С	Витрати свіжої пари, т/год	Кількість
К-300-240	300	240	560	565	890	1
К-160-130	160	130	565	565	436	4

## Вибір парогенераторів

Параметри пари (температура, тиск) і кількість котлів на КЕС визначаються зробленим раніше вибором конденсаційних турбін. Паровиробництво парогенераторів вибирається по максимальному пропуску гострої пари через турбіну з врахуванням власних потреб і запасом до 3%.

Вибираємо однотипні парогенератори Пп-950/255ГМ: по одному для турбін К-300-240 – 1 шт., по два для турбін К-160-130 – 4 шт. Його технічні характеристики приведено в табл. 2.3

Таблиця 2.3 – Технічні характеристики парогенератора

Марка котла-агрегата	Продуктивність, т/год	Ел. потужність, МВт	Параметри пари			Паливо	Кількість
			Тиск на виході	Температура пари			
				Первинної	Вторинної		
Пп-950/255ГМ	950	300	255	565	570	Газ, мазут	5

## Вибір електричних генераторів

Число та одинична потужність генераторів повинні відповідати числу та електричній потужності турбін.

Для блоків 1×300 беремо генератори ТГВ-300-2У3. Для блоків 2×160 беремо генератори ТГВ-160-2У3 (табл. 2.1). Основні характеристики генератора приведені в табл. 2.4

Таблиця 2.4 – Основні характеристики генератора

Марка	Потужність		Напруга $U_{н1}$ , кВ	$I_{н}$ , кА	$\cos\varphi_{н}$	$x''_d$	Кількість
	$S$ , МВА	$P$ , МВт					
ТГВ-300-2У3	353	300	20	10,2	0,85	0,195	1
ТВВ-165-2	188,2	160	20	5,67	0,85	0,213	4

## 2.3 Вибір головної схеми електричних з'єднань електростанції

Вибір головної системи електричних з'єднань є важливою ланкою в проектуванні електричної частини електростанції, оскільки вона визначає загальну конфігурацію елементів і з'єднань між ними. Основними вихідними даними для вибору головної схеми є тип електростанції і вид палива, кількість і потужність енергоблоків електростанції, програма навантаження споживачів, а також конфігурація і системні дані.

Система мережевого електропостачання багато в чому визначає основні показники електричної частини об'єкта і характеристики енергосистеми в цілому (надійність, економічність, простота обслуговування, безпека обслуговування, зручність експлуатації, зручність компонування електрообладнання, можливість подальшого розширення і т.д). Тому до системи приєднання до мережі на етапі проектування пред'являються наступні вимоги:

- a) Адаптація до умов роботи установки в енергосистемі, очікуваних режимів і технологічної схеми;
- b) Простота і зрозумілість; мінімальна кількість перемикань при зміні режимів; можливість проведення ремонту обладнання без переривання режиму роботи;
- c) Простота побудови електричної частини з урахуванням послідовності введення в експлуатацію генераторів, трансформаторів та ліній електропередач;
- d) Можливість автоматизації станції в обсязі, що є економічно доцільним;
- e) Достатню та економічно обгрунтовану надійність.

Електростанція, що проектується, буде живитися двома напругами 330 кВ в мережу і 110 кВ в зону.

Кількість та потужність ліній електропередач буде обрано відповідно до наступних вимог

1. Повна потужність електростанції буде забезпечена у випадку відключення будь-якої з ліній електропередач;



2. У разі одночасного відключення двох ліній електропередач по ланцюгу або аварійного відключення ліній електропередач через ремонтний стан ланцюга мережі, потужність електростанції може бути обмежена, але блок не повинен бути відключений.

Згідно з завдання приймаємо відстань до системи 600 км.

Кількість ЛЕП, що відходять від РП ЕС визначаємо по наступних формулах:

для системи:

$$n_{\text{леп330}} = \frac{P_{\text{с.вид.т.мах}}}{P_{\text{пр.доп}}} + 1, \quad (2.19)$$

$$n_{\text{леп330}} = \frac{464}{400} + 1 = 2,16 \approx 3 (\text{лінії}).$$

для місцевого району:

$$n_{\text{леп110}} = \frac{P_{\text{р.вид.т.мах}}}{P_{\text{пр.доп}}} + 1, \quad (2.20)$$

$$n_{\text{леп110}} = \frac{264,7}{50} + 1 = 6,29 = 7 (\text{ліній}).$$

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

Розподіл генераторів між РП різних напруг здійснюється з врахуванням потужності, яка віддається з шин різної напруги  $P_{\text{вд}}$ . При цьому необхідно прагнути до того, щоб перетік потужності з РП однієї напруги в нормальному і аварійному режимах був мінімальним.

Згідно з завданням ЕС має видавати потужність на два класи напруг: 220 і 500 кВ. У відповідності до цього виберемо відповідну структурну схему ЕС з РП двох напруг і з АТ зв'язку між ними.

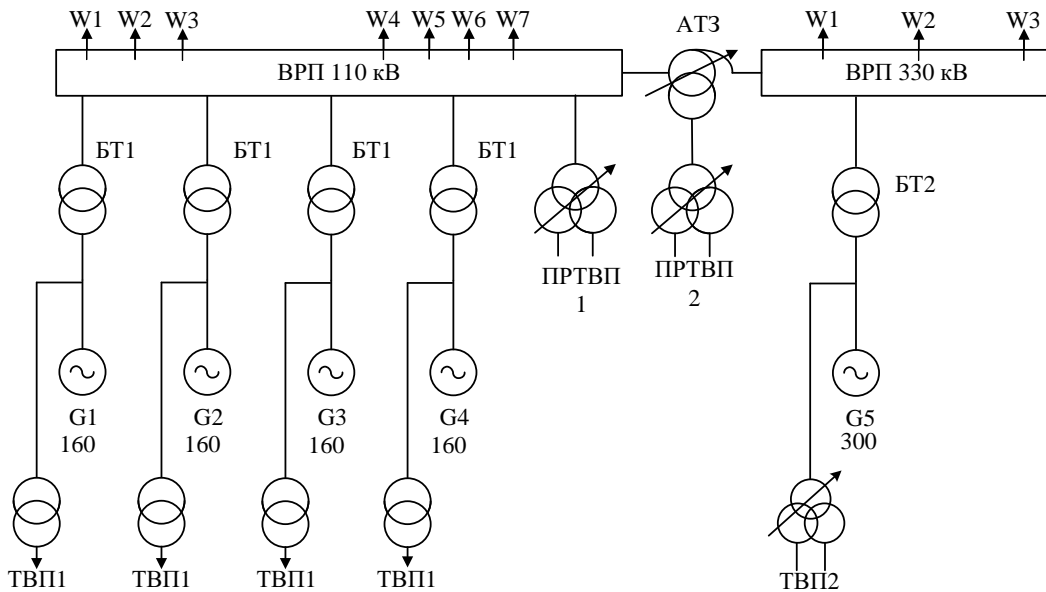


Рис. 2.5 – Структурна схема КЕС (варіант 1)

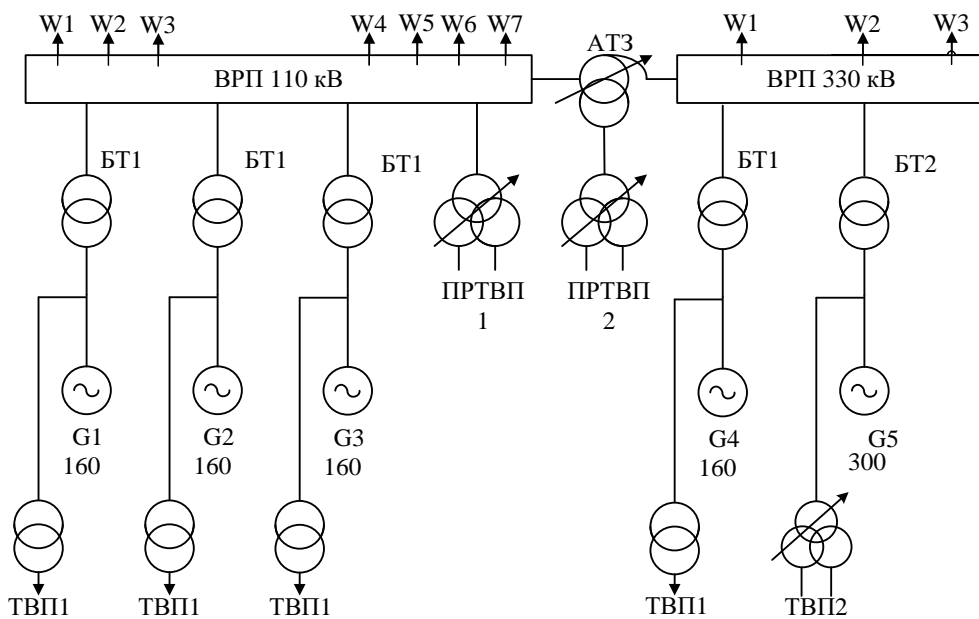


Рис. 2.6 – Структурна схема КЕС (варіант 2)

## 2.4 Вибір силових трансформаторів трансформатор власних потреб

Номинальна потужність робочих ТВП вибирається у відповідності з їх розрахунковим навантаженням. З врахуванням підвищених вимог надійності, що пред'являються до системи власних потреб електростанції, перевантаження робочих ТВП недопустиме.

Так як дані для визначення розрахункового навантаження на валу двигунів наперед не відомі, то визначаємо потужність робочих ТВП наближено за формулою, приведеною в

$$S_{\text{ТВП}} = P'_{\text{ВП}} \cdot P_{\text{ном.Г}} \cdot K_{\text{П}} \quad (2.21)$$

де  $K_{\text{П}}$  – коефіцієнт попиту ( $K_{\text{П}} = 0,85$  для КЕС, що працюють на мазуті [1]);

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

Для блоків 300 МВт. (ТГВ-300-2У3):

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

Для блоків 160 МВт. (ТВВ-160-2):

$$S_{\text{ТВП}} \geq 0,06 \cdot 160 \cdot 0,85 = 8,16 \text{ (МВА)};$$

Вибір пускорезервних трансформаторів власних потреб

Потужність кожного ПРТВП повинна забезпечити заміну самого потужного працюючого ТВП електричного блока і одночасний пуск другого блока.

$$S_{\text{ПРТВП}} = 1,3 \cdot S_{\text{ТВП}} , \quad (2.22)$$

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

Технічні характеристики трансформаторів приведено в таблиці 2.5.

в) блочні трансформатори

Так як кожен генератор включається в блок з трансформатором і на відгалуження до блоку підключається лише навантаження власних потреб, то згідно умови:

$$S_{\text{НОМ Т}} > S_{\text{НОМ Г}} - S_{\text{ТВП}} \quad (2.23)$$

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

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

Для блоків 160 Вт:

$$S_{\text{НОМ Т}} \geq 188,2 - 8,16 = 180,04 \text{ (МВА)}.$$

Для блоків 300 Вт:

$$S_{\text{НОМ Т}} \geq 353 - 15,3 = 337,7 \text{ (МВА)}.$$

Вибір автотрансформаторів зв'язку

Вибір потужності автотрансформаторів зв'язку (АТЗ) виконується на основі аналізу перетоків потужностей між РП в різних режимах.

а) режим максимального навантаження в місцевому районі:

$$S_{\text{рmax}} = \sum_{i=1}^n S_{\text{НОМ Гі}} - S_{\text{ВП.НОМ}} - S_{\text{р.від.мах}}, \quad (2.24)$$

де  $S_{\text{НОМ Г}}$  – номінальна потужність генератора, включеного на шини місцевого району;

$S_{\text{ВП.НОМ}}$  – потужність власних потреб при роботі генератора з номінальним навантаженням;

$S_{\text{р.від.мах}}$  – максимальна потужність, яка віддається з шин станції в місцевий район (таблиця 2.1).

$$S_{\text{рmax}} = (4 \cdot (188,2 - 8,16) - 264,7 / 0,85) / 1,4 = 291,96 \text{ (МВА)}$$

$$S_{p \max} = (3 \cdot (188,2 - 8,16) - 264,7 / 0,85) / 1,4 = 163,36 \text{ (МВА)}$$

б) режим мінімального навантаження в місцевому районі при роботі генератора з номінальною потужністю

$$S_{p \min} = \sum_{i=1}^n S_{\text{ном } G_i} - S_{\text{вл.ном}} - S_{\text{р.від.мін}}, \quad (2.25)$$

де  $S_{\text{р.від.мін}}$  – мінімальна потужність, яка віддається з шин станції в місцевий район (таблиця 2.1).

$$S_{p \min} = (4 \cdot (188,2 - 8,16) - 131,25 / 0,85) / 1,4 = 404,105 \text{ (МВА)}$$

$$S_{p \min} = (3 \cdot (188,2 - 8,16) - 131,25 / 0,85) / 1,4 = 275,505 \text{ (МВА)}$$

в) аварійний вихід самого потужного генератора, ввімкненого на шини місцевого району в період максимального навантаження:

$$S_{p \text{ авар.}} = \sum_{i=1}^n S_{\text{ном } G_i} - S'_{\text{вл.}} - S_{\text{р.від.макс}}, \quad (2.26)$$

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

$$S_{p \text{ авар.}} = ((4 - 1) \cdot (188,2 - 8,16) - 264,7 / 0,85) / 2 = 114,35 \text{ (МВА)}$$

$$S_{p \text{ авар.}} = ((3 - 1) \cdot (188,2 - 8,16) - 264,7 / 0,85) / 2 = 24,334 \text{ (МВА)}$$

По більшому з цих значень ( $S'_{\text{ном.т}}$ ,  $S''_{\text{ном.т}}$ ,  $S'''_{\text{ном.т}}$ ) виконується вибір потужності трансформаторів зв'язку.

Таблиця 2.6 – Номінальні параметри трансформаторів

Позн. на схемі i	Тип трансформатора	$S_p$ , МВА	$S_{но}$ М, МВА	$U_{ном}$ , кВ			$U_k$ , %			$\Delta P_x$ кВт	$\Delta P_z$ кВт	Варт. тис.грн
				ВН	СН	НН	ВН - НН	ВН- СН	СН - НН			
БТ-1	ТДЦ-200000/110	180, 4	200	121	-	15,75	-	10,5	-	170	550	5994
БТ-2	ТДЦ-400000/330	337, 7	400	347	-	20	-	11	-	300	790	10503
ТВП -1	ТДНС10000/ 35	8,16	10	36,7	-	10,5	-	8	-	12	60	1161
ТВП -2	ТРДНС2500 0/35	15,3	25	36,7	-	10,5	-	10,5	-	25	115	1674
АТЗ -1	АТДЦТН- 200000/330/ 110	404, 1	200	347	121	38,5	10, 5	38	25	200	550	7857
ПРТ ВП1	ТРДН-40000/110	19,8 9	25	115	-	10,5	-	10,5	30	25	120	1768,5
ПРТ ВП2	ТРДНС- 25000/35		25	36,7	-	10,5	-	10,5	30	25	115	1674

## Другий варіант

Позн. на схемі i	Тип трансформатор а	$S_p$ , МВА	$S_{но}$ М, МВА	$U_{ном}$ , кВ			$U_k$ , %			$\Delta P_x$ кВт	$\Delta P_z$ кВт	Варт. тис.грн
				ВН	СН	НН	ВН - НН	ВН- СН	СН - НН			
БТ-1	ТДЦ-200000/110	180, 4	200	121	-	15,75	-	10,5	-	170	550	5994
БТ-2	ТДЦ-400000/330	337, 7	400	347	-	20	-	11	-	300	790	1050 3
ТВП -1	ТДНС10000 /35	8,16	10	36,7	-	10,5	-	8	-	12	60	1161
ТВП -2	ТРДНС2500 0/35	15,3	25	36,7	-	10,5	-	10,5	-	25	115	1674
АТЗ -1	АТДЦТН- 125000/330/ 110	275, 5	125	347	121	38,5	10	35	24	100	345	6439,5
ПРТ ВП1	ТРДН-40000/110	19,8 9	25	115	-	10,5	-	10,5	30	25	120	1768,5
ПРТ ВП2	ТРДНС- 25000/35		25	36,7	-	10,5	-	10,5	30	25	115	1674

Вибране силове обладнання зможе забезпечити надійний електричний зв'язок між вузлами станції, усі перетоки потужності між РП і надійний зв'язок з системою та місцевим районом.

## 2.5 Вибір схем ВРП

Варіант 1:

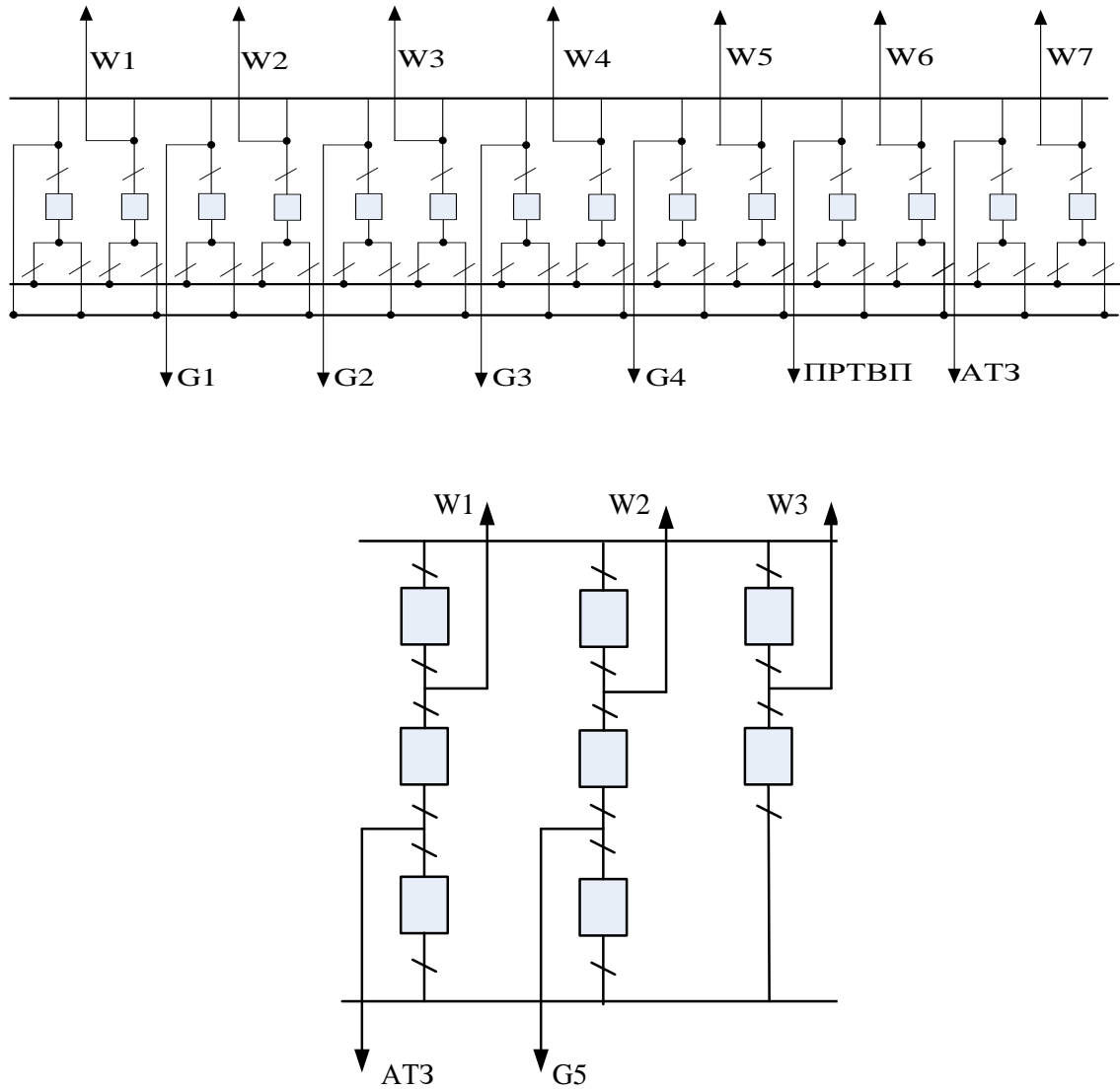


Рисунок 2.7 – Схема ВРП 330 кВ (3/2)

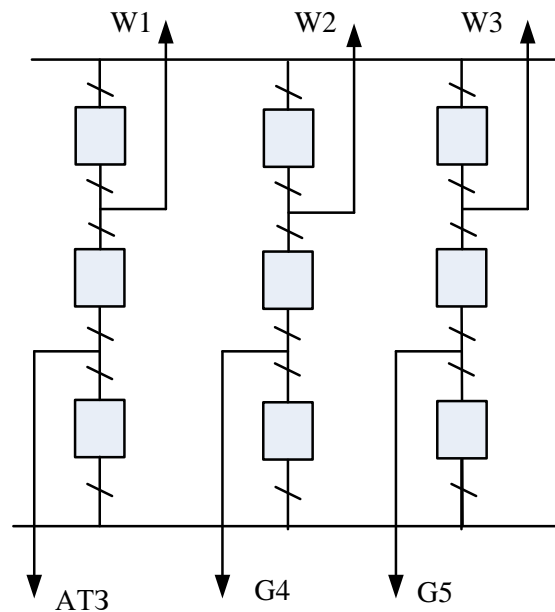


Рисунок 2.8 – Схема ВРП 330 кВ (3/2)

### Вибір електричних схем станції

Розподільчі пристрої високої напруги (35 кВ і вище) є частиною електроустановки електростанції. Відповідно до вимог надійності та ефективності роботи електростанції, система розподілу повинна бути спроектована з урахуванням наступних вимог:

- ремонт вимикачів 110 кВ і 330 кВ виконується без відключення приєднання;
- Повітряні лінії відключаються від розподільчого пристрою максимум двома вимикачами;
- трансформатори блоків відключаються від розподільчого пристрою максимум трьома вимикачами;
- Два автотрансформатори РП відключаються максимум шістьма вимикачами для обох РП і максимум чотирма вимикачами для одного РП;
- Вихід з ладу вимикачів КРП в нормальному та ремонтному режимах не повинен призводити до одночасного зникнення двох паралельних ліній, приєднаних до шин підстанції, та одночасного зникнення двох паралельних



ліній, приєднаних до шин підстанції, та одночасного відключення декількох ліній, що погіршує стійкість систем;

- У разі відмови вимикача в нормальному режимі відкритого розподільчого пристрою відключається не більше одного вимикача, а в ремонтному режимі відкритого розподільчого пристрою відключається не більше двох вимикачів.

Економічна доцільність схеми визначається приведеними мінімальними затратами:

$$Z = p_n K + B, \quad (2.27)$$

де  $p_n$  – нормативний коефіцієнт економічної ефективності капітальних вкладень ( $p_n = 0,12$ );  $K$  – капіталовкладення на створення установки, тис. грн.;  $B$  – річні експлуатаційні витрати, тис. грн.,  $M(3)$  – збиток від недовипуску електроенергії.

Капіталовкладення  $K$  при виборі оптимальної схеми видачі електроенергії визначаємо за показниками вартості неоднакових елементів варіантів схеми, в даному випадку трансформаторів, вимикачів 330 кВ, 110 кВ.

Оскільки грошові показники в довіднику відповідають рівню цін 1989 року, то ми беремо дані та ціни з офіційного сайту АБВ.

Дані для розрахунку капіталовкладень зводимо в таблицю 2.7.

Таблиця 2.7 – Розрахунок капіталовкладень

## Перший варіант

Трансформатори		Варт.од	К-сть	Сум.вартість
Позн.	Тип	(тис.грн)	(шт.)	(тис.грн)
БТ	ТДЦ-200000/110	5994	4	23976
	ТДЦ-400000/330	10503	1	10503
ТВП	ТДНС10000/35	1161	4	4644
	ТРДНС25000/35	1674	1	1674
ПРТВП	ТРДН-32000/110	1768.5	1	1768.5
	ТРДНС-25000/35	1674	1	1674
АТЗ	АТДЦТН- 200000/330/110	7857	1	7857
Вимикачі 110 кВ	ЛТВ D 72.5/170	3650	14	51100
Вимикачі 330 кВ	ЛТВ E 72.5/800	10000	8	80000
Заг.вартість				<b>183196,5</b>

## Другий варіант

Трансформатори		Варт.од	К-сть	Сум.вартість
Позн.	Тип	(тис.грн)	(шт.)	(тис.грн)
БТ	ТДЦ-200000/110	5994	4	23976
	ТДЦ-400000/330	10503	1	10503
ТВП	ТДНС10000/35	1161	4	4644
	ТРДНС25000/35	1674	1	1674
ПРТВП	ТРДН-32000/110	1768.5	1	1768.5
	ТРДНС-25000/35	1674	1	1674
АТЗ	АТДЦТН- 125000/330/110	6439,5	1	6439,5
Вимикачі 110 кВ	ЛТВ D 72.5/170	3650	13	47450
Вимикачі 330 кВ	ЛТВ E 72.5/800	10000	9	90000
Заг.вартість				<b>188129</b>

Річні експлуатаційні витрати визначаються:

$$B = \frac{p_a + p_0}{100} \cdot K + \beta \cdot \Delta W_{\Sigma} \cdot 10^{-5}, \quad (2.27)$$

де  $(p_a + p_0)$  – відрахування на амортизацію та обслуговування,

:  $(p_a + p_0) = 0,094$ ;

$\beta$  – вартість 1 кВт·год втрат електроенергії, по кривій з врахуванням цінового коефіцієнту  $\beta = 160$  коп/(кВт·год);

$\Delta W_{\Sigma}$  – втрати електроенергії, кВт·год.

Втрати в блочному двохобмотковому трансформаторі:

$$\Delta W_{\text{БТ}} = n \cdot P_x \cdot (8760 - T_p) + \frac{1}{n} \cdot P_k \cdot \left( \frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau \quad (2.28)$$

де  $P_x, P_k$  – втрати відповідно холостого ходу та короткого замикання;

$S_{\text{ном}}$  – номінальна потужність трансформатора, МВА;  $S_{\text{max}}$  – розрахункове максимальне навантаження трансформатора, яке знаходиться за допомогою аналізу перетоків потужності в режимі максимальних навантажень в місцевому районі та системі одночасно;  $T_p$  – час ремонту трансформатора (будемо вважати що в даному році трансформатор не виводився в ремонт);  $\tau$  – тривалість максимальних втрат:

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760; \quad (2.29)$$

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{6979,05}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 5917,623 \text{ год.}$$

де  $T_{\text{max}}$  – кількість годин використання максимального навантаження.

Варіант I:

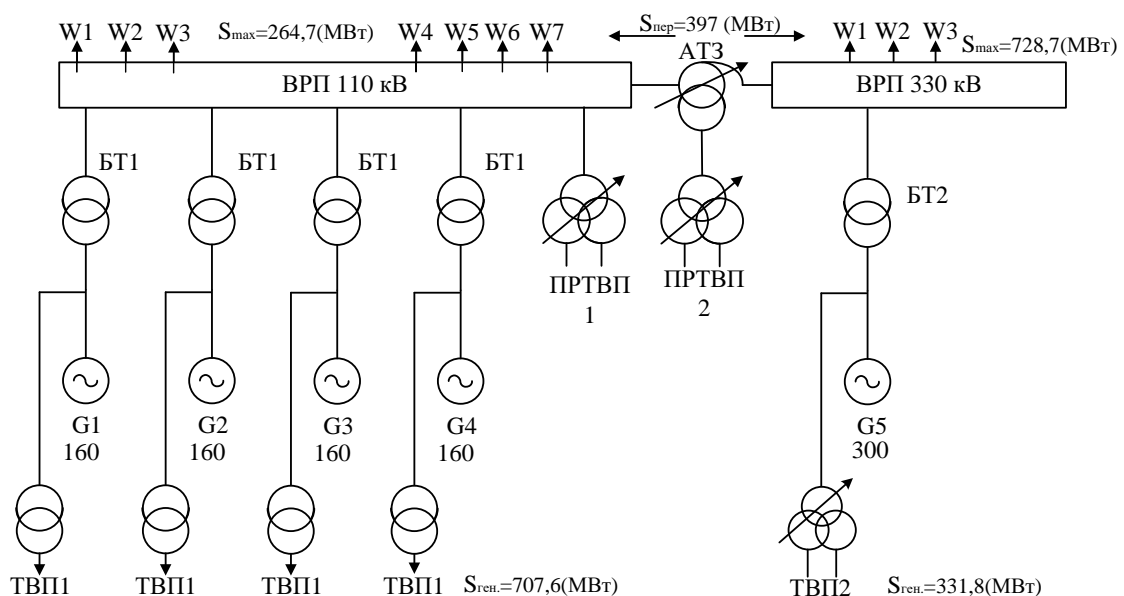


Рисунок 2.7 – Перетоки потужності (перший варіант)

Блочні трансформатори

для блоків *TBB-165-2*:  $S_{\text{НОМ.Т}} \geq 188,2 - 188,2 \cdot 0,06 = 176,9 \text{ МВА};$

для блоків *TGB-300-2У3*:  $S_{\text{НОМ.Т}} \geq 353 - 353 \cdot 0,06 = 331,82 \text{ МВА};$

$S_{\text{ГЕН1}} = S_{\text{НГ5}} = 331,82 = 331,82 \text{ (МВА)}.$

$S_{\text{ГЕН2}} = S_{\text{НГ1}} + S_{\text{НГ2}} + S_{\text{НГ3}} + S_{\text{НГ4}} = 4 \cdot 176,9 = 707,6 \text{ (МВА)}.$

$S_{\text{max БТ1}} = S_{\text{p max}} + S_{\text{пер}} = 264,7 + 396,88 = 661,58 \approx 662 \text{ (МВт)}.$

$S_{\text{max БТ2}} = 331,82 \approx 332 \text{ (МВт)}.$

$S_{\text{переток.}} = S_{\text{max БТ2}} - S_{\text{с max}} = 331,82 - 728,7 = -396,88 \approx -397 \text{ (МВт)}.$

$S_{\text{резерв 2}} = 4 \cdot 176,9 - 264,7 - 397 = 45,7 \approx 46 \text{ (МВт)}.$

Перетік потужності по автотрансформатору зв'язку  $S_{\text{пер.}} = 397$

$\Delta W_{\text{БТ1}} = 4 \cdot 170 \cdot 8760 + 1/4 \cdot 550 \cdot (662/200)^2 \cdot 5917,62 = 14871480,016 \text{ (кВт·год)}.$

$\Delta W_{\text{БТ2}} = 1 \cdot 300 \cdot 8760 + 1/1 \cdot 790 \cdot (331,8/400)^2 \cdot 5917,62 = 5844673,23 \text{ (кВт·год)}.$

$\Delta W_{\text{АТ3}} = 1 \cdot 200 \cdot 8760 + 1/1 \cdot 560 \cdot (397/200)^2 \cdot 5917,62 = 14809382,38 \text{ (кВт·год)}.$

$\Delta W_{\text{I}} = 14871480,016 + 5844673,23 + 14809382,38 = 35525535,63 \text{ (кВт·год)}.$

$B_1 = 0,094 \cdot 183196,5 + 160 \cdot 35525535,63 \cdot 10^{-5} = 74061,32 \text{ (тис. грн.)}.$

$$Зб = p_{\text{II}} \cdot K + B_1, \quad (2.30)$$

$$З_1 = 0,12 \cdot 183196,5 + 74061,32 = 96044,9 \text{ (тис. грн.)}.$$

Варіант II:

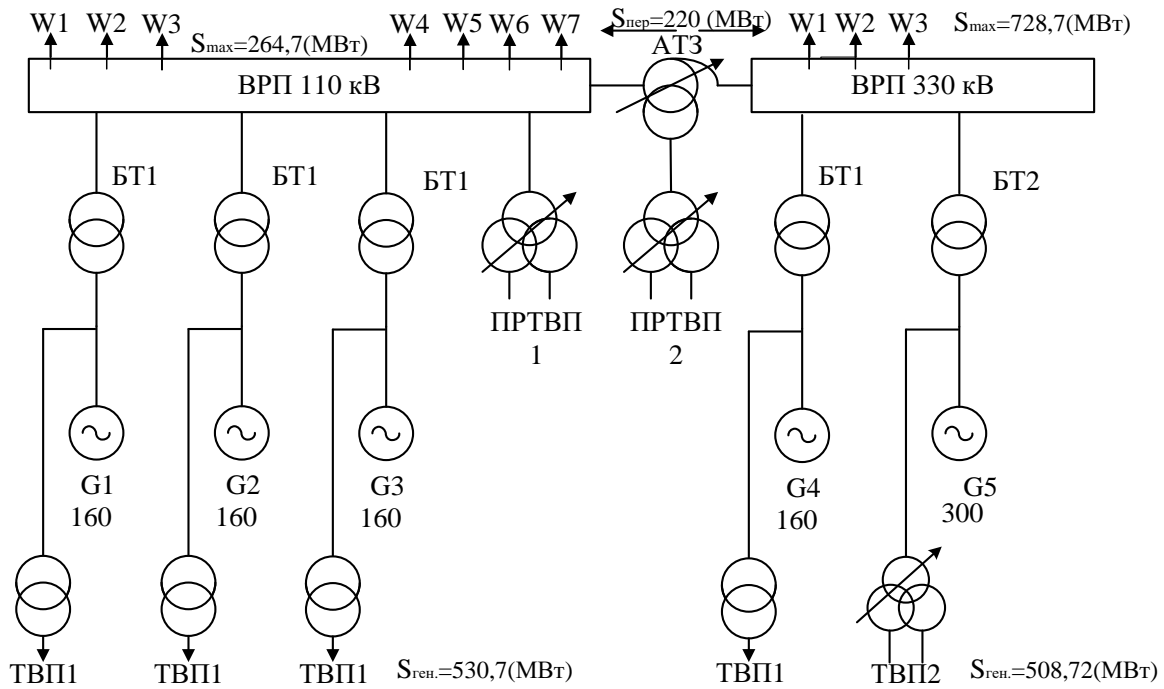


Рисунок 2.8 – Перетоки потужності (другий варіант).

$$S_{ГЕН1} = S_{НГ1} + S_{НГ2} + S_{НГ3} = 3 \cdot 176,9 = 530,7 \approx 531 \text{ (МВА)}.$$

$$S_{ГЕН2} = S_{НГ4} + S_{НГ5} = 176,9 + 331,82 = 508,72 \text{ (МВА)}.$$

$$S_{БТ1} = S_{перет} - S_{max p} = 219,98 + 264,7 = 484,68 \approx 485 \text{ (МВТ)}.$$

$$S_{резерв1} = S_{ГЕН1} - S_{max p} = 530,7 - 264,7 = 266 \text{ (МВТ)}.$$

$$S_{переток} = S_{ГЕН2} - S_{max c} = 508,72 - 728,7 = -219,98 \approx -220 \text{ (МВТ)}.$$

Перетік потужності по автотрансформатору зв'язку  $S_{пер.}=220(\text{МВТ})$

$$\Delta W_{БТ1} = 3 \cdot 170 \cdot 8760 + 1/3 \cdot 550 \cdot (485/200)^2 \cdot 5917,62 = 10847472,42 \text{ (кВт·год)}.$$

$$\Delta W_{БТ2} = 1 \cdot 300 \cdot 8760 + 1/1 \cdot 790 \cdot (331,8/400)^2 \cdot 5917,62 = 5844673,23 \text{ (кВт·год)}.$$

$$\Delta W_{БТ1.1} = 1 \cdot 170 \cdot 8760 + 1/1 \cdot 550 \cdot (176,9/200)^2 \cdot 5917,62 = 4035475,77 \text{ (кВт·год)}.$$

$$\Delta W_{АТЗ} = 1 \cdot 100 \cdot 8760 + 1/1 \cdot 345 \cdot (220/125)^2 \cdot 5917,62 = 7199994,8 \text{ (кВт·год)}.$$

$$\Delta W_I = 10847472,42 + 5844673,23 + 4035475,77 + 7199994,8 = 27927616,22 \text{ (кВт·год)}.$$

$$B_2 = 0,094 \cdot 188129 + 160 \cdot 27927616,22 \cdot 10^{-5} = 62368,31 \text{ (тис. грн.)}.$$

$$З_2 = 0,12 \cdot 188129 + 62368,31 = 84943,79 \text{ (тис. грн.)}.$$

Оскільки приведені затрати для другого варіанту схеми менші, то для проєктованої КЕС, вибираємо блочний тип схеми станції по II варіанту, оскільки він забезпечує менші втрати електроенергії та однотипність обладнання.

## 2.6 Системи власних потреб електростанції

### Вибір трансформаторів ВП

Номінальна потужність працюючих ТВП вибирається згідно з їх розрахунковим навантаженням. З врахуванням підвищених вимог надійності, які пред'являються до системи власних потреб електростанцій, перенавантаження працюючих ТВП не допускається. Розрахункова потужність ТВП визначається:

для блоків ТВВ-165-2:  $S_{\text{ТВП}} \geq 0,06 \cdot 160 \cdot 0,85 = 8,16 \text{ МВА};$

для блоків ТГВ-300-2УЗ:  $S_{\text{ТВП}} \geq 0,06 \cdot 300 \cdot 0,85 = 15,3 \text{ МВА};$

### Пускорезервних трансформаторів власних потреб

Потужність кожного ПРТВП повинна забезпечити заміну самого потужного працюючого ТВП електричного блока і одночасний пуск другого блока.

$$S_{\text{ПРТВП}} = 1,3 \cdot S_{\text{ТВП}} , \quad (2.31)$$

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

Параметри вибраних трансформаторів наведені у таблиці 2.8.

Таблиця 2.8 – Вибір трансформаторів ВП

Позначення на схемі	Тип трансформатора	$S_{\text{ном}}$ , МВ А	$U_{\text{ном}}$ , кВ			$U_k$ , %			$\Delta P_{\text{xx}}$ кВт	$\Delta P_k$ , кВт	Кількість
			ВН	СН	НН	ВН - СН	ВН - НН	СН - НН			
ТВП-1	ТДНС-10000/35	10	36,7	-	10,5	-	8	-	12	60	4
ТВП-2	ТРДНС-25000/35	25	36,7	-	10,5	-	10,5	-	25	115	1
ПРТВП1	ТРДН-40000/110	25	115	-	10,5	-	10,5	30	25	120	1
ПРТВП2	ТРДНС-25000/35	25	36,7	-	10,5	-	10,5	30	25	115	1

### Схема власних потреб

Виробництво електроенергії на КЕС повністю механізоване. Велика кількість механізмів забезпечують роботу агрегатів електростанції – насосів, вентиляторів, подрібнювачів та ін. Нормальна робота електростанції можлива лише при надійній роботі всіх механізмів власних потреб, що можливо лише при їх надійному електропостачанні. Споживачі ВП відносяться до споживачів І категорії.

Основними напругами, які застосовуються в системі ВП, є 6 кВ (для двигунів потужністю більше 200 кВт) та 0,38/0,23 кВ для всіх інших споживачів. Розподільчий пристрій ВП виконується з однією секціонованою системою шин. Кількість секцій 6 кВ для блочних КЕС приймається: дві на кожен енергоблок (при потужності енергоблоку більше 160 МВт). Кожна секція або секції попарно приєднуються до робочого трансформатора ВП.

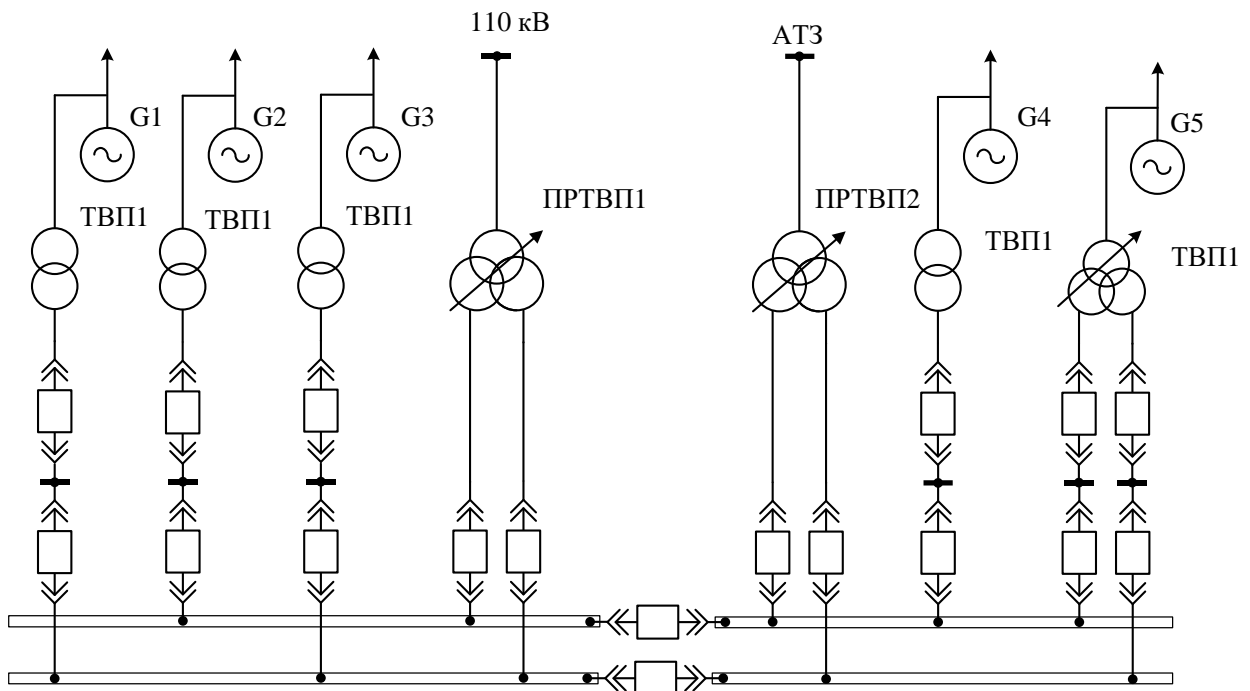


Рисунок 2.9 - Схема електрозабезпечення системи власних потреб електростанції

Обрана схема власних потреб забезпечує надійне, безперебійне живлення усіх споживачів власних потреб, а також запуск генераторів. Надійність живлення власних потреб забезпечує надійну роботу станції в цілому.

## 2.7 Розрахунок струмів короткого замикання

Розрахунки струмів короткого замикання використовуються для вибору або перевірки параметрів електрообладнання, систем релейного захисту та автоматики. Для вирішення більшості завдань, що зустрічаються на практиці, можна зробити припущення, які спрощують розрахунок і не призводять до значних похибок. До таких припущень відносяться наступні:

- Припускається, що фаза ЕРС всіх генераторів залишається незмінною протягом усього процесу КЗ;
- Оскільки насичення магнітної системи не враховується, індуктивний опір всіх елементів кола короткого замикання можна вважати постійним і незалежним від струму;
- Струмом намагнічуваного силового трансформатора нехтуємо;



- За винятком особливих випадків не враховується провідність заземлення елементів кола КЗ; не враховується провідність заземлення елементів кола КЗ;

- Враховано наближений вплив навантаження на струм КЗ. При розрахунку струму КЗ активним опором кола зазвичай нехтують.

За таких припущень похибка практичних методів розрахунку не перевищує 10 %.

Для розрахунку струмів короткого замикання складається розрахункова схема, яка потім використовується для побудови схеми заміщення. Покрокове перетворення надає схемі заміщення більш простого вигляду, так що кожне джерело живлення або група джерел живлення з'єднуються з точкою пошкодження одним результуючим резистором. Коли відомі ЕРС, результуючого джерела живлення і результуючий опір, початкове значення періодичної складової струму КЗ визначається за законом Ома, потім визначаються струм впливу, періодична і неперіодична складові струму КЗ для заданого часу.

Складаємо розрахункову схему (спрощену однолінійну схему електроустановки), на якій вкажемо всі елементи, які впливають на струм КЗ і намічаємо точки КЗ (рис. 2.10)

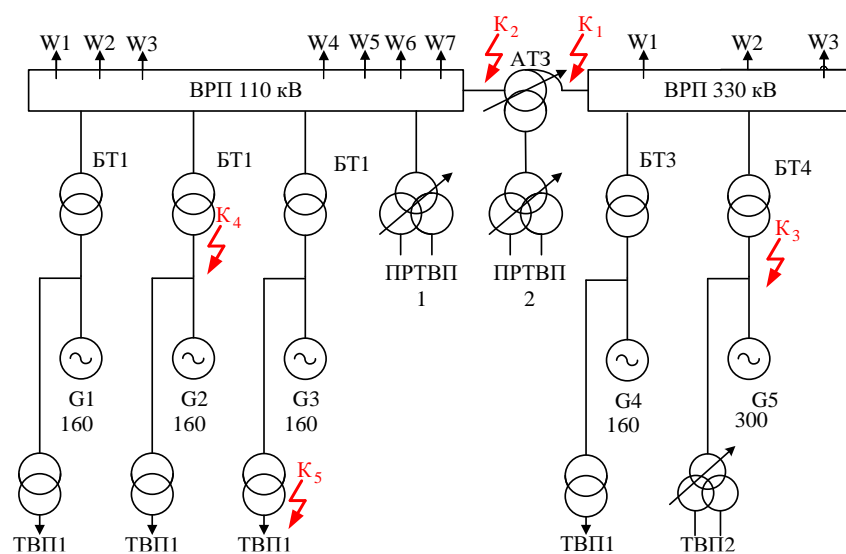


Рис. 2.10 – Місце знаходження точок короткого замикання

## Електрична схема заміщення установки

Точки, де очікується коротке замикання, позначаються на проектних кресленнях електроустановки. Потім для вибраних точок короткого замикання створюється еквівалентна електрична схема заміщення, що відповідає вихідним даним розрахункової схеми, де всі магнітні (трансформаторні) з'єднання замінюються на електричні. Параметри розрахункової схеми можуть бути виражені у відносних або іменованих одиницях. При розрахунку в іменованих одиницях всі опори схеми повинні бути виражені в омах і приведені до єдиної основної напруги (середньої напруги електричної сходовки). Таке приведення необхідне, коли між джерелом і точкою пошкодження знаходиться більше однієї трансформаторної ступені. Якщо розрахунок виконується у відносних одиницях, всі опори елементів схеми заміщення повинні бути попередньо приведені в однаковий фундаментальний стан.

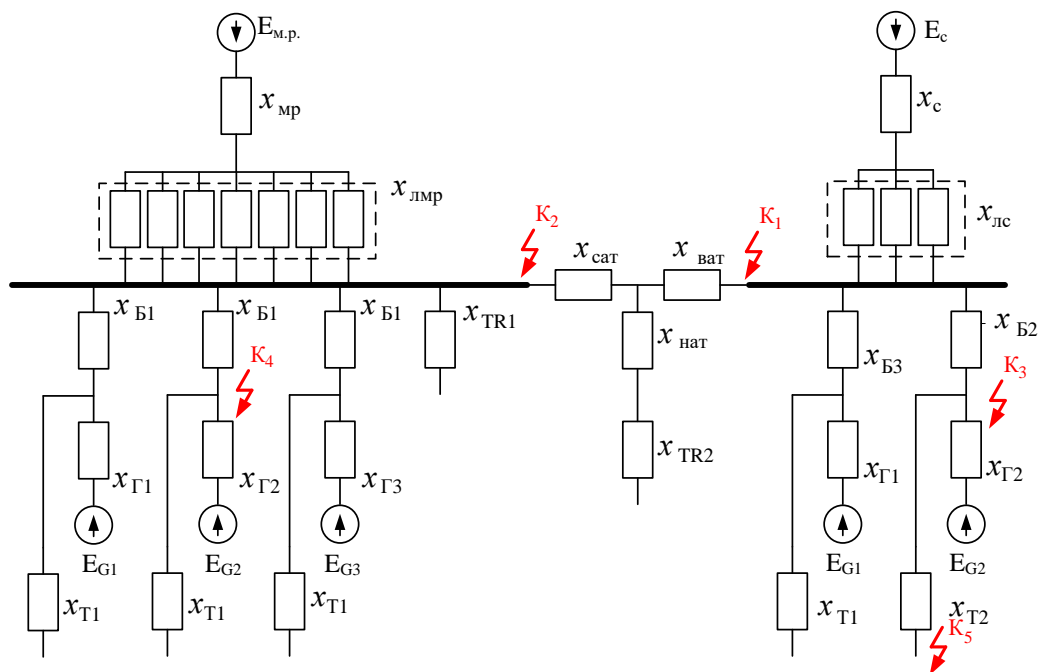


Рис 2.11 – Еквівалентна схема заміщення станції

## Розрахунок опорів заступної схеми

Для обраної точки КЗ складаємо еквівалентну електричну схему заміщення, яка відповідає по початковим даним розрахунковій схемі, але в якій всі магнітні зв'язки замінюємо електричними (рисунок 2.11).

Розрахунок виконуємо у відносних одиницях. Тому приведемо всі опори елементів схеми заміщення до одних і тих самих базових умов, використовуючи методичні вказівки [1, таблиця. 2.9–2.11].

Приймаємо  $S_B = 1000$  (МВА).

Визначимо приведені значення опорів:

- системи:

$$X_{*C} = X_{*с_{ном}} \cdot \frac{S_B}{S_{ном}}, \quad (2.32)$$

$$X_{*C} = 0,15 \cdot \frac{1000}{22000} = 0,0068.$$

- ЛЕП 330:

$$X_{*1-3} = X_{уд} \cdot 1 \cdot \frac{S_B}{u_{ср}^2}, \quad (2.33)$$

$$X_{*1-3} = 0,32 \cdot 600 \cdot \frac{1000}{340^2} = 1,66.$$

- ЛЕП 110:

$$X_{*1-7} = 0,4 \cdot 100 \cdot \frac{1000}{115^2} = 3,02.$$

-

- блочних трансформаторів БТ1:

$$X_{*БТ1} = \frac{u_{кв-н\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{ном}}, \quad (2.34)$$

$$X_{*БТ1} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{200} = 0,525.$$

- блочних трансформаторів БТ2:

$$X_{*БТ2} = \frac{u_{кв-н\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{ном}}, \quad (2.35)$$

$$X_{*БТ2} = \frac{11}{100} \cdot \frac{1000}{400} = 0,275.$$

- генераторів  $G_2$ :

$$X_{*Г2} = X_{d*ном}'' \cdot \frac{S_B}{S_{ном}}, \quad (2.36)$$

$$X_{*TГ2} = 0,1905 \cdot \frac{1000}{353} = 0,552.$$

- генераторів G<sub>1</sub>:

$$X_{*TГ1} = 0,1905 \cdot \frac{1000}{188,2} = 1,01.$$

- ТВП1:

$$X_{*ТВП1} = \frac{u_{KB-H\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ}}, \quad (2.37);$$

$$X_{*ТВП1} = 1,875 \cdot \frac{8}{100} \cdot \frac{1000}{10} = 15.$$

- ТВП2:

$$- X_{*ТВП2} = 1,875 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 7,875.$$

- ПРТВП 1:

$$X_{*ПРТВП1} = 1,875 \cdot \frac{u_{KB-H\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ}}, \quad (2.38)$$

$$X_{*ПРТВП1} = 1,875 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 7,875;$$

- ПРТВП 2:

$$X_{*ПРТВП2} = 1,875 \cdot \frac{u_{KB-H\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ}}; \quad (2.39)$$

$$X_{*ПРТВП2} = 1,875 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 7,875;$$

- АТЗ:

$$u_{KB\%} = 0,5 \cdot (u_{KB-H\%} + u_{KB-C\%} - u_{KC-H\%}), \quad (2.40)$$

$$u_{KB\%} = 0,5 \cdot (10 + 35 - 24) = 10,5\%.$$

$$u_{KC\%} = 0,5 \cdot (u_{KB-C\%} + u_{KC-H\%} - u_{KB-H\%}), \quad (2.41)$$

$$u_{KC\%} = 0,5 \cdot (10 + 24 - 35) = -0,5\%.$$

$$u_{KH\%} = 0,5 \cdot (u_{KB-H\%} + u_{KC-H\%} - u_{KB-C\%}), \quad (2.42)$$

$$u_{KH\%} = 0,5 \cdot (35 + 24 - 10) = 24,5\%.$$

$$X_{*B} = \frac{u_{KB\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ}}, \quad (2.43)$$

$$X_{*B} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{200} = 0,525.$$

$$X_{*C} = \frac{-0,5}{100} \cdot \frac{1000}{200} = 0.$$

$$X_{*H} = X_{*19} = \frac{u_{кН\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ}}, \quad (2.44)$$

$$X_{*H} = \frac{24,5}{100} \cdot \frac{1000}{200} = 1,225.$$

– місцевого району:  $X_{*м.р.} = 0,35$ .

Розрахунок періодичної складової струму КЗ для часу  $t = 0$

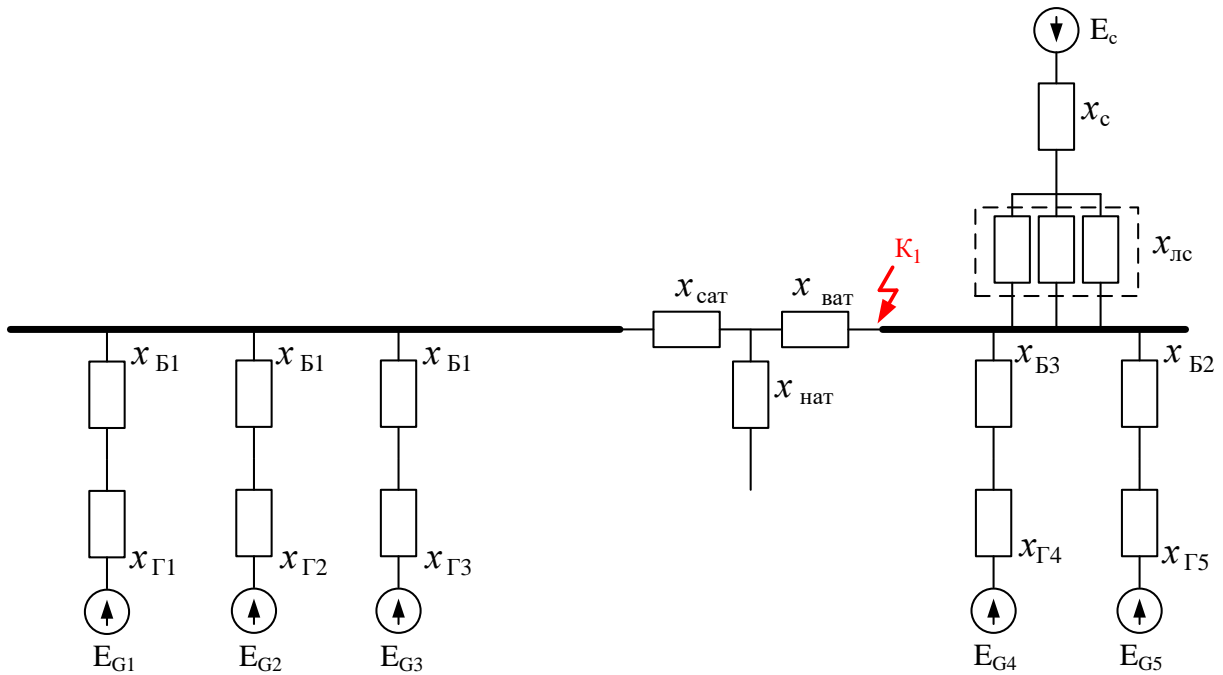
Початкове значення періодичної складової струму КЗ в системі відносних одиниць визначається за формулою, кА:

$$I_{ПО} = \frac{E''_*}{x_{рез*}} \cdot I_B; \quad (2.45)$$

де  $E''_*$  – ЕРС джерела, в.о.;  $x_{рез*}$  – результуючий відносний опір ланки КЗ, який приведений до базисних умов;  $I_B$  – базисний струм, кА:

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}; \quad (2.46)$$

**К<sub>1</sub>** Складаємо розрахункову схему, враховуючи тільки елементи, які мають вплив на точку КЗ  $K_1$ . Приведемо цю схему до найбільш простого вигляду (рисунок 2.12).

Рисунок 2.12 - Схема заміщення КЗ в точці К<sub>1</sub>

$$X_{*1} = X_C + \frac{X_{ЛС}}{n}, \quad (2.45)$$

$$X_{*1} = 0,0068 + \frac{1,66}{3} = 0,56.$$

$$X_{*2} = X_{БГ1} + X_{Г1}, \quad (2.46)$$

$$X_{*2} = 0,525 + 1,01 = 1,526.$$

$$X_{*3} = X_{*2} / 3 \quad (2.47)$$

$$X_{*3} = \frac{1,526}{3} = 0,508.$$

$$X_{*4} = X_{*3} + X_{АТВ}, \quad (2.48)$$

$$X_{*4} = 0,508 + 0,552 = 1,06.$$

$$X_{*5} = X_{БГ3} + X_{Г4}, \quad (2.49)$$

$$X_{*5} = 0,525 + 1,01 = 1,526.$$

$$X_{*6} = \frac{X_{*4} \cdot X_{*5}}{X_{*4} + X_{*5}}. \quad (2.50)$$

$$X_{*6} = \frac{1,06 \cdot 1,526}{1,06 + 1,526} = 0,625.$$

$$x_{*7} = x_{\text{BT},2} + x_{\Gamma 5},$$

$$x_{*7} = 0,275 + 0,552 = 0,827.$$

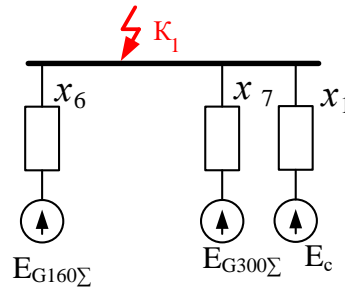
$$E_{G1-2} = 1,13; E_c = 1.$$

$$I_{\text{бк1}} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.н.К3}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 340} = 1,698 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{пoc}} = \frac{E''_c}{x_{*1}} \cdot I_{\text{бк1}} = \frac{1}{0,56} \cdot 1,69 = 3,01 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{пoc1}} = \frac{E''_{\Gamma 1}}{x_{*6}} \cdot I_{\text{бк1}} = \frac{1,13}{0,625} \cdot 1,69 = 3,055 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{пoc2}} = \frac{E''_{\Gamma 2}}{x_{*7}} \cdot I_{\text{бк1}} = \frac{1,13}{0,827} \cdot 1,69 = 2,309 \text{ (кА)}.$$



**К<sub>2</sub>** Приведемо схему 2.12 до вигляду рис. 2.13.

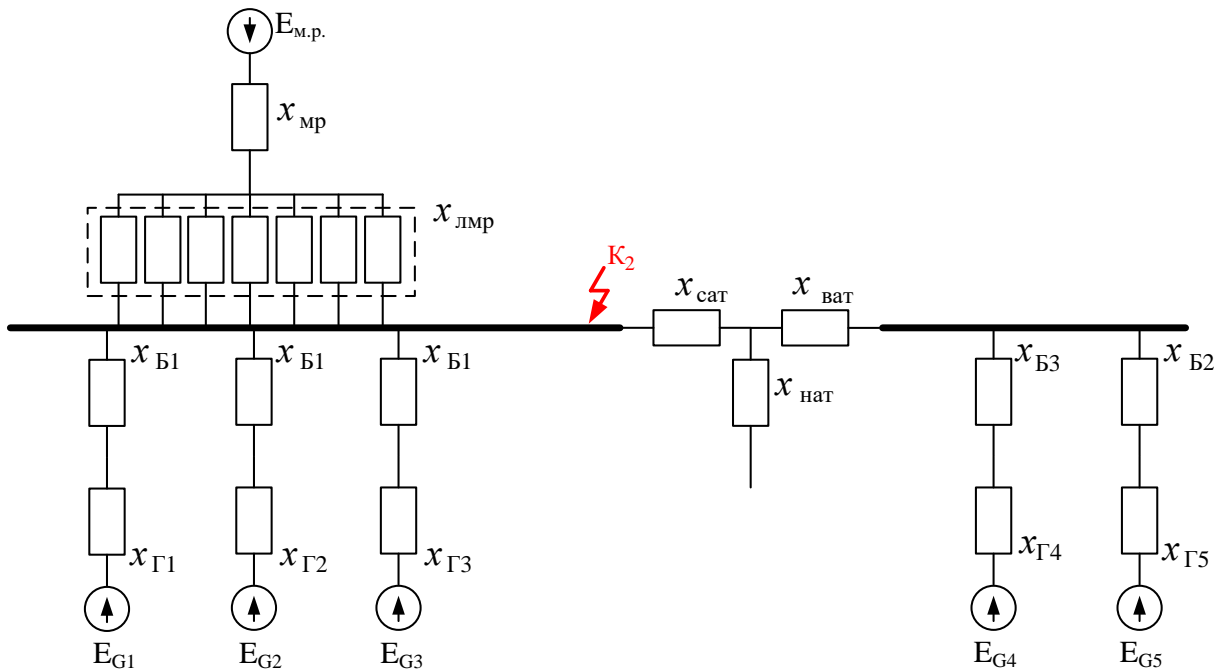


Рисунок 2.12

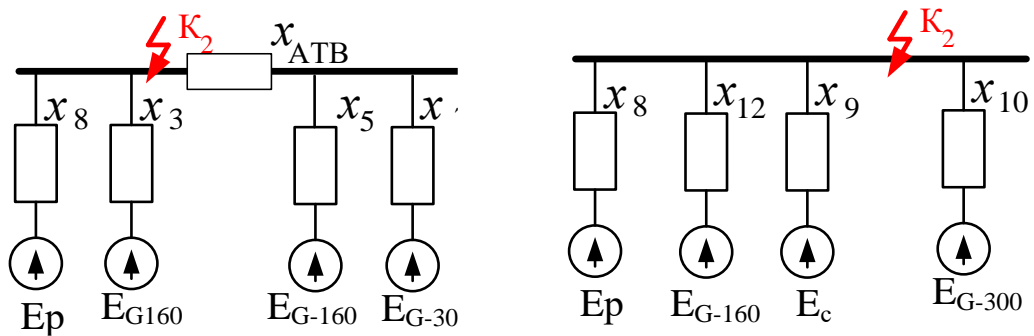


Рисунок 2.13

$$x_{\Delta} = x_{\text{АТВ}} \cdot (x_1 \cdot x_7 + x_1 \cdot x_5 + x_7 \cdot x_5) \quad (2.52)$$

$$x_{\Delta} = 0,525 \cdot (0,56 \cdot 0,827 + 0,56 \cdot 1,526 + 0,827 \cdot 1,526) = 1,354.$$

$$x_{*8} = x_{\text{м.р.}} + \frac{x_{\text{л.р.}}}{n}; \quad (2.53)$$

$$x_{*8} = 0,35 + \frac{3,02}{7} = 0,781.$$

$$x_{*9} = x_{*1} + \frac{x_{\Delta}}{x_{*5} \cdot x_{*2}}; \quad (2.54)$$

$$x_{*9} = 0,56 + \frac{1,354}{1,526 \cdot 1,526} = 1,141.$$

$$x_{*10} = x_{*7} + \frac{x_{\Delta}}{x_{*1} \cdot x_{*5}}; \quad (2.55)$$



$$x_{*10} = 0,827 + \frac{1,354}{0,56 \cdot 1,526} = 2,411.$$

$$x_{*11} = x_{*5} + \frac{x_{\Delta}}{x_{*1} \cdot x_{*7}}; \quad (2.56)$$

$$x_{*11} = 1,526 + \frac{1,354}{0,56 \cdot 0,827} = 4,449.$$

$$x_{*12} = \frac{x_{*11} \cdot x_{*3}}{x_{*11} + x_{*3}}; \quad (2.57)$$

$$x_{*12} = \frac{4,449 \cdot 0,508}{4,449 + 0,508} = 0,456.$$

$$E_{G1-2}=1,13; E_c=1.$$

$$I_B = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.н.кЗ}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 188,2} = 3,067 \text{ (кА)}.$$

$$I_{\text{ПОГ1}} = \frac{E''_{*G1}}{X_{*12}} \cdot I_B; \quad (2.58)$$

$$I_{\text{ПОГ1}} = \frac{1,13}{0,456} \cdot 3,067 = 7,582 \text{ (кА)}.$$

$$I_{\text{ПОГ2}} = \frac{E''_{*G2}}{X_{*10}} \cdot I_B; \quad (2.59)$$

$$I_{\text{ПОГ2}} = \frac{1,13}{2,411} \cdot 3,067 = 1,434 \text{ (кА)}.$$

$$I_{\text{ПОС}} = \frac{E''_{*C}}{X_{*9}} \cdot I_B; \quad (2.60)$$

$$I_{\text{ПОС}} = \frac{1}{1,141} \cdot 3,067 = 2,687 \text{ (кА)}.$$

**К<sub>3</sub>** Приведемo схему 2.14 до вигляду рисунку 2.15.

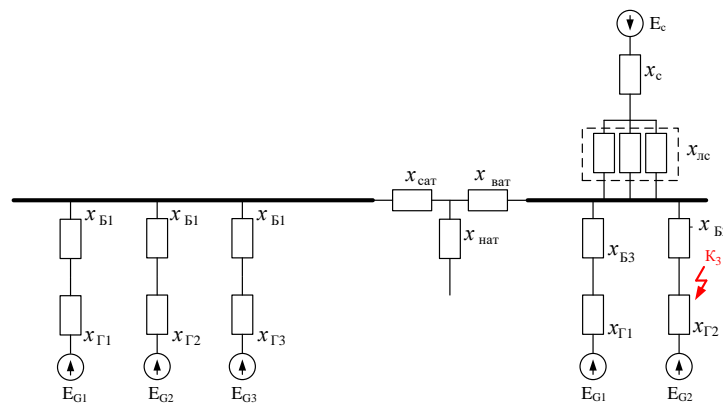


Рисунок 2.14

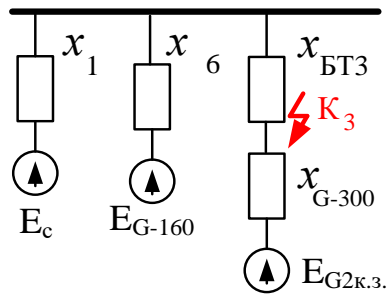


Рисунок 2.15

$$x_{\Delta} = x_{BT3} \cdot (x_{*1} + x_{*6}); \quad (2.61)$$

$$x_{\Delta} = 0,275 \cdot (0,56 + 0,625) = 0,303.$$

$$x_{*13} = x_{*1} + \frac{x_{\Delta}}{x_{*6}}; \quad (2.62)$$

$$x_{*13} = 0,56 + \frac{0,303}{0,625} = 1,044.$$

$$x_{*14} = x_{*6} + \frac{x_{\Delta}}{x_{*1}}; \quad (2.63)$$

$$x_{*14} = 0,625 + \frac{0,303}{0,56} = 1,166.$$

$$E_{G1-2} = 1,13; E_c = 1.$$

$$I_{ок3} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{cp.n.K3}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 24} = 24,056 \text{ (кА)}.$$

$$I_{Пос} = \frac{E''_c}{X_{*1}} \cdot I_B; \quad (2.64)$$

$$I_{Пос} = \frac{1}{0,56} \cdot 24,056 = 42,957 \text{ (кА)}.$$

$$I_{Пог I} = \frac{E''_{*G1}}{X_{*6}} \cdot I_B; \quad (2.65)$$

$$I_{Пог I} = \frac{1,13}{0,625} \cdot 24,056 = 43,49 \text{ (кА)}.$$

$$I_{Пог 2K3} = \frac{E''_{*G2}}{X_{Г5}} \cdot I_B; \quad (2.66)$$

$$I_{Пог 2K3} = \frac{1,13}{0,552} \cdot 24,056 = 49,245 \text{ (кА)}.$$

**К<sub>4</sub>**

Приведемо схему 2.16 до вигляду рисунок 2.17.

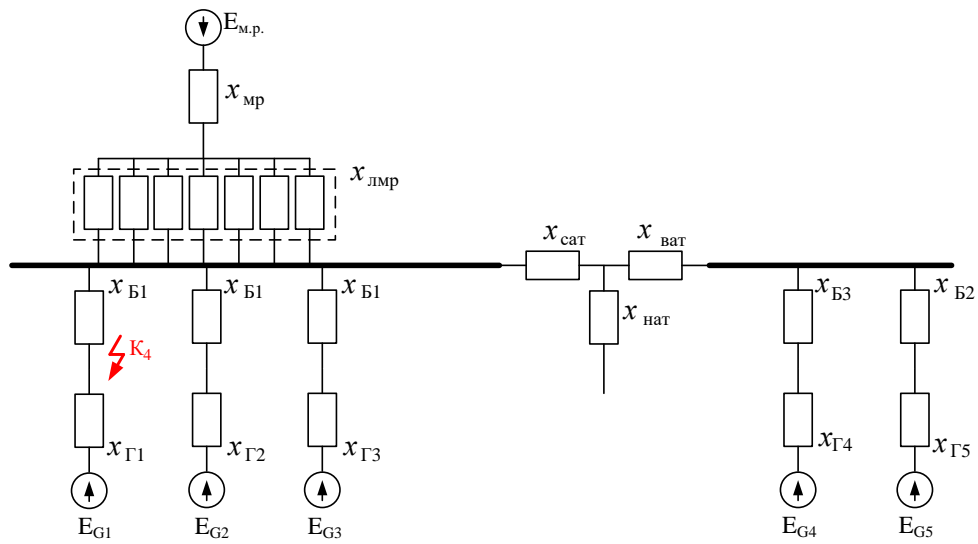


Рисунок 2.16

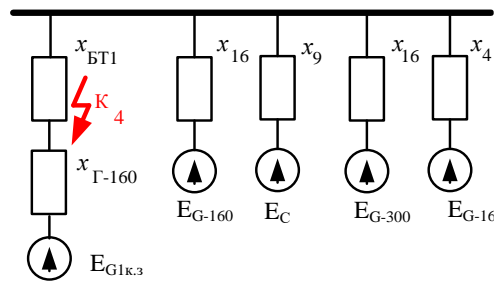


Рисунок 2.17

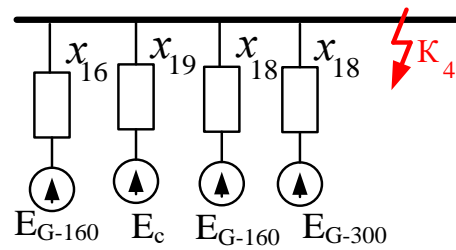


Рисунок 2.18

$$x_{*16} = \frac{x_{*2}}{2} = 0,763; \quad (2.67)$$

$$x_{*17} = \frac{x_{*16} \cdot x_{*11}}{x_{*16} + x_{*11}}; \quad (2.68)$$

$$x_{*17} = \frac{0,763 \cdot 4,419}{0,763 + 4,419} = 0,651.$$

$$x_{\Delta} = x_{\text{БГТ1}} \cdot (x_{*17} \cdot x_{*9} + x_{*17} \cdot x_{*10} + x_{*10} \cdot x_{*9}); \quad (2.69)$$

$$x_{\Delta} = 0,525 \cdot (0,651 \cdot 1,141 + 0,651 \cdot 2,411 + 2,411 \cdot 1,141) = 2,686.$$

$$x_{*18} = x_{*17} + \frac{x_{\Delta}}{x_{*9} \cdot x_{*16}}; \quad (2.70)$$

$$x_{*18} = 0,651 + \frac{2,686}{1,141 \cdot 0,763} = 3,736.$$

$$x_{*19} = x_{*9} + \frac{x_{\Delta}}{x_{*17} \cdot x_{*16}}; \quad (2.71)$$

$$x_{*19} = 1,141 + \frac{2,686}{0,763 \cdot 0,651} = 6,548.$$

$$x_{*20} = x_{*16} + \frac{x_{\Delta}}{x_{*17} \cdot x_{*9}}; \quad (2.72)$$

$$x_{*20} = 0,763 + \frac{2,686}{0,651 \cdot 1,141} = 4,379.$$

$E_{G1-2}=1,13; E_c=1.$

$$I_B = 1000 / (\sqrt{3} \cdot 10,5) = 54,985 \text{ (кА)}.$$

$$I_{\text{ПОР}} = \frac{E''_C}{X_{*19}} \cdot I_B; \quad (2.73)$$

$$I_{\text{ПОР}} = \frac{1}{6,548} \cdot 54,985 = 8,397 \text{ (кА)}.$$

$$I_{\text{ПОГ1}} = \frac{E''_{G1}}{X_{*18}} \cdot I_B; \quad (2.74)$$

$$I_{\text{ПОГ1}} = \frac{1,13}{3,736} \cdot 54,985 = 16,630 \text{ (кА)}.$$

$$I_{\text{ПОГ2}} = \frac{E''_{G2}}{X_{*20}} \cdot I_B; \quad (2.75)$$

$$I_{\text{ПОГ2}} = \frac{1,13}{4,379} \cdot 54,985 = 14,188 \text{ (кА)}.$$

$$I_{\text{ПОГ1КЗ}} = \frac{E''_{G1}}{X_{Г1}} \cdot I_B; \quad (2.76)$$

$$I_{\text{ПОГ1КЗ}} = \frac{1,13}{0,525} \cdot 54,985 = 118,3 \text{ (кА)}.$$

**К<sub>5</sub>** Електрична схема заміщення для розрахунку струмів КЗ в точці К<sub>7</sub> представлена на рис. 2.20.

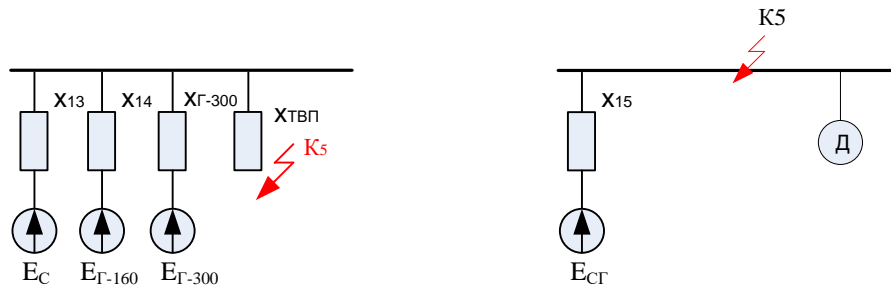


Рисунок 2.20

$$x_{*15} = x_{ТВП} + (x_{13} \parallel x_{*14} \parallel x_{Г-300}) = 0,276$$

$$E''_{*C,G}=1;$$

$$I_B = 1000 / (\sqrt{3} \cdot 6,3) = 91,643 \text{ (кА)};$$

$$I_{по\ C,G} = \frac{E''_{*C,G}}{X_{*18}} \cdot I_B; \quad (2.77)$$

$$I_{по\ C,G} = \frac{1}{0,276} \cdot 91,643 = 25,266 \text{ (кА)};$$

$$I_{по\ D} = 4 \cdot \frac{S_{ТВП2}}{U_{ном} \cdot 2} = 4 \cdot \frac{25}{6,3 \cdot 2} = 7,937 \text{ (кА)}.$$

Таблиця 2.9 – Періодична складова струмів КЗ

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	$I_{no}$ , кА
<b>К<sub>1</sub></b> шини 330 кВ	Генератори 1	3,055
	Генератори 2	2,309
	Система	3,01
<b>К<sub>2</sub></b> шини 110 кВ	Генератори 1	7,582
	Генератори 2	1,434
	Система	2,687
<b>К<sub>3</sub></b> Г2	Генератори 1	43,49
	Генератор 2(КЗ)	49,245
	Система	42,957

Продовження Таблиці 2.9

<b>K<sub>4</sub></b> Г1	Генератори 1	16,63
	Генератори 1(КЗ)	118,3
	Генератори 2	14,188
	Система	8,397
<b>K<sub>5</sub></b> ТВП	Генератори +С	25,266
	Ел двигуни в.п	7,937

Розрахунок ударного струму КЗ, аперіодичної та періодичної складової струму КЗ в момент часу  $t = \tau$ .

Ударний струм КЗ звичайно має місце через 0,1 с після початку КЗ. Його значення визначається за виразом:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot k_y; \quad (2.78)$$

Таблиця 2.10 – Періодична складова струмів КЗ і час  $\tau$  для різних КЗ

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	$I_{по}$ , кА	$\tau$ ,с	$T_a$ , с	$k_y$	$e^{-\tau/T_a}$
<b>K<sub>1</sub></b> шини 330 кВ	Генератори 1	3,055	0,07	0,35	1,983	0,819
	Генератори 2	2,309	0,07	0,26	1,955	0,764
	Система	3,01	0,07	0,04	1,78	0,174
<b>K<sub>2</sub></b> шини 110 кВ	Генератори 1	7,582	0,07	0,35	1,983	0,819
	Генератори 2	1,434	0,07	0,26	1,955	0,764
	Система	2,687	0,07	0,02	1,608	0,03
<b>K<sub>3</sub></b> Г2	Генератори 1	43,49	0,16	0,26	1,955	0,54
	Генератор2(КЗ)	49,245	0,16	0,54	1,981	0,744
	Система	42,957	0,16	0,04	1,78	0,018
<b>K<sub>4</sub></b> Г1	Генератори 1	16,63	0,178	0,26	1,955	0,504
	Генератори 2	118,3	0,178	0,32	1,977	0,573
	Генератор1(КЗ)	14,188	0,178	0,41	1,976	0,648
	Система	8,397	0,178	0,02	1,605	0
<b>K<sub>5</sub></b> ТВП	Генератори + С	25,266	0,085	0,074	1,881	0,317
	Ел двигуни в.п.	7,937	0,085	0,04	1,65	0,119

де  $I_{по}$  – початкове значення періодичної складової струму КЗ;  $k_y$  – ударний коефіцієнт, який залежить від сталої часу затухання аперіодичної складової струму КЗ.

$T_a$  – стала затухання аперіодичної складової струму КЗ. Якщо КЗ виникло на виводах генератора, то для його вітки постійна  $T_a$ . Для характерних точок електричних мереж значення  $T_a$  і  $k_y$

Значення періодичної і аперіодичної складової струму КЗ для часу  $t > 0$  в першу чергу необхідно знати для вибору комутаційної апаратури.

Розрахунковий час, для якого необхідно визначити струм КЗ:

$\tau = t_{св\ откл} + 0,01$ , де  $t_{св\ откл}$  – власний час відключення вимикача.

Аперіодична складова струму КЗ:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{н}} \cdot e^{-\tau/T_a}; \quad (2.79)$$

Для визначення  $\tau$  попередньо виберемо вимикачі.

Таблиця 2.11 – Попередній вибір вимикачів

ВРП 330 кВ	HPL-420B2-50/4000	$t_{св\ откл} = 0,06$ с	$\tau = 0,07$ с
ВРП 110 кВ	HPL-170B1	$t_{св\ откл} = 0,06$ с	$\tau = 0,07$ с
РП 6,3	ВЭ-6-40/2000УЗ	$t_{св\ откл} = 0,075$ с	$\tau = 0,085$ с

Виконаємо розрахунок складових струму КЗ і ударного струму КЗ для всіх точок.

**К<sub>1</sub>** Ударний струм:

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot I_{noC} \cdot k_y; \quad (2.80)$$

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot 3,2,309 \cdot 1,78 = 5,812 \text{ (кА)};$$

$$i_{yG1} = \sqrt{2} \cdot I_{noG1} \cdot k_y; \quad (2.81)$$

$$i_{yG1} = \sqrt{2} \cdot 3,01 \cdot 1,983 = 8,441 \text{ (кА)};$$

$$i_{yG2} = \sqrt{2} \cdot I_{noG2} \cdot k_y; \quad (2.82)$$

$$i_{yG2} = \sqrt{2} \cdot 3,055 \cdot 1,955 = 3,301 \text{ (кА)};$$

Аперіодична складова:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{н}} \cdot e^{-\tau/T_{ac}}; \quad (2.83)$$

$$i_{a\tau C} = \sqrt{2} \cdot 2,309 \cdot e^{-0,07/0,04} = 0,567 \text{ (кА)};$$

$$i_{a\tau G1} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{нГ1}} \cdot e^{-\tau/T_{aG1-4}}; \quad (2.84)$$

$$i_{a\tau G1} = \sqrt{2} \cdot 3,01 \cdot e^{-0,07/0,35} = 3,485 \text{ (кА)};$$

$$i_{a\tau G2} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{нГ2}} \cdot e^{-\tau/T_{aG4-6}}; \quad (2.85)$$

$$i_{a\tau G2} = \sqrt{2} \cdot 3,055 \cdot e^{-0,07/0,26} = 3,301 \text{ (кА)};$$

Періодична складова в момент часу  $t = \tau$ :

Оскільки система зв'язана з точкою КЗ безпосередньо, приймаємо, що  $I_{n\tau C} = I_{noC} = const$ .

$$I_{n\tau C} = I_{noC} = 2,309 \text{ (кА)};$$

По методиці, викладеній розраховуємо періодичні складові струму КЗ.

$$I'_{\text{ном}G} = \frac{n \cdot S_{\text{ном}G}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp \text{ КЗ}}}; \quad (2.86)$$

$$I'_{\text{ном}G1} = \frac{2 \cdot S_{\text{ном}G1}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp \text{ КЗ}}}; \quad (2.89)$$

$$I'_{\text{ном}G1} = \frac{3 \cdot 188,2}{\sqrt{3} \cdot 115} = 2,835 \text{ (кА)};$$

$$I'_{\text{ном}G2} = \frac{353}{\sqrt{3} \cdot 340} = 0,599 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{поГ1}}}{I'_{\text{номГ1}}} = \frac{3,01}{2,835} = 1,062;$$

$$I_{\text{птГ1}} = 0,8 \cdot 3,01 = 2,408 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{поГ2}}}{I'_{\text{номГ2}}} = \frac{3,055}{0,599} = 5,097;$$

$$I_{\text{птГ2}} = 0,98 \cdot 3,055 = 2,994 \text{ (кА)}.$$

**К<sub>2</sub>** Всі розрахунки аналогічні випадку К<sub>1</sub>.

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot I_{noC} \cdot k_y; \quad (2.90)$$

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot 2,687 \cdot 1,608 = 6,11 \text{ (кА)};$$



$$i_{yG1} = \sqrt{2} \cdot I_{noG1} \cdot k_y ; \quad (2.91)$$

$$i_{yG1} = \sqrt{2} \cdot 7,582 \cdot 1,983 = 21,263 \text{ (кА)};$$

$$i_{yG2} = \sqrt{2} \cdot I_{noG2} \cdot k_y ; \quad (2.92)$$

$$i_{yG2} = \sqrt{2} \cdot 1,434 \cdot 1,95 = 3,965 \text{ (кА)};$$

$$i_{a\tau C} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{нн}C} \cdot e^{-\tau/T_{ac}} ; \quad (2.93)$$

$$i_{a\tau C} = \sqrt{2} \cdot 2,687 \cdot e^{-0,07/0,02} = 0,115 \text{ (кА)};$$

$$i_{a\tau G1} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{нн}G1} \cdot e^{-\tau/T_{aG1-3}} ; \quad (2.94)$$

$$i_{a\tau G1} = \sqrt{2} \cdot 7,582 \cdot e^{-0,07/0,35} = 8,779 \text{ (кА)};$$

$$i_{a\tau G2} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{нн}G2} \cdot e^{-\tau/T_{aG4-6}} ; \quad (2.95)$$

$$i_{a\tau G2} = \sqrt{2} \cdot 1,434 \cdot e^{-0,07/0,26} = 1,549 \text{ (кА)};$$

$$I_{n\tau C} = I_{noC} = 2,687 \text{ (кА)};$$

$$I'_{нoM G1} = \frac{3 \cdot S_{нoM G}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp K3}} = \frac{3 \cdot 329}{\sqrt{3} \cdot 340} = 2,835 \text{ (кА)};$$

$$I'_{нoM G2} = \frac{S_{нoM G2}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp K3}} = \frac{353}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,599 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{нo\Gamma 1}}{I'_{нoM \Gamma 1}} = \frac{7,582}{2,835} = 2,675;$$

$$I_{\text{нн}\Gamma 1} = 0,8 \cdot 7,582 = 6,066 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{нo\Gamma 2}}{I'_{нoM \Gamma 2}} = \frac{1,434}{0,599} = 2,392;$$

$$I_{\text{нн}\Gamma 2} = 0,98 \cdot 1,434 = 1,405 \text{ (кА)}.$$

**К<sub>3</sub>**

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot I_{noC} \cdot k_y ; \quad (2.96)$$

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot 42,957 \cdot 1,78 = 108,136 \text{ (кА)};$$

$$i_{yG1} = \sqrt{2} \cdot I_{noG1} \cdot k_y ; \quad (2.97)$$

$$i_{yG1} = \sqrt{2} \cdot 43,49 \cdot 1,955 = 120,241 \text{ (кА)};$$

$$i_{yG2K3} = \sqrt{2} \cdot I_{noG2K3} \cdot k_y ; \quad (2.98)$$

$$i_{yG2K3} = \sqrt{2} \cdot 49,245 \cdot 1,981 = 137,963 \text{ (кА)};$$

$$i_{a\tau C} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{нС}} \cdot e^{-\tau/T_{ac}}; \quad (2.99)$$

$$i_{a\tau C} = \sqrt{2} \cdot 42,957 \cdot e^{-0,05/0,04} = 1,113 \text{ (кА)};$$

$$i_{a\tau G1} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{нГ1}} \cdot e^{-\tau/T_{aG1-3}}; \quad (2.100)$$

$$i_{a\tau G1} = \sqrt{2} \cdot 43,49 \cdot e^{-0,16/0,26} = 33,239 \text{ (кА)};$$

$$i_{a\tau G2K2} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ноG2K3}} \cdot e^{-\tau/T_{aG4-6}}; \quad (2.101)$$

$$i_{a\tau G2K2} = \sqrt{2} \cdot 49,245 \cdot e^{-0,16/0,54} = 51,784 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{нТС}} = I_{\text{ноС}} = 42,957 \text{ (кА)}.$$

$$I'_{\text{нОМГ1}} = \frac{3 \cdot S_{\text{нОМГ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{срК3}}} = \frac{3 \cdot 188,2}{\sqrt{3} \cdot 20} = 2,835 \text{ (кА)};$$

$$I'_{\text{нОМГ2К3}} = \frac{S_{\text{нОМГ2}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{срК3}}} = \frac{353}{\sqrt{3} \cdot 20} = 10,19 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{ноГ1}}}{I'_{\text{нОМГ1}}} = \frac{43,49}{2,835} = 15,343;$$

$$I_{\text{итГ1}} = 0,8 \cdot 43,49 = 42,62 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{ноГК3}}}{I'_{\text{нОМГК3}}} = \frac{49,245}{10,19} = 4,833;$$

$$I_{\text{итГК3}} = 0,98 \cdot 49,245 = 38,904 \text{ (кА)}.$$

**К4**

(5.74)

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ноС}} \cdot k_y;$$

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot 8,397 \cdot 1,608 = 19,095 \text{ (кА)};$$

$$i_{yG1} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ноГ1}} \cdot k_y; \quad (2.102)$$

$$i_{yG1} = \sqrt{2} \cdot 16,63 \cdot 1,955 = 45,668 \text{ (кА)};$$

$$i_{yG1K3} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ноГ1К3}} \cdot k_{yK3}; \quad (2.103)$$

$$i_{yG1K3} = \sqrt{2} \cdot 118,3 \cdot 1,976 = 330,588 \text{ (кА)};$$

$$i_{yG2} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ноГ2}} \cdot k_y; \quad (2.104)$$

$$i_{yG2} = \sqrt{2} \cdot 14,188 \cdot 1,977 = 39,668 \text{ (кА)};$$

$$i_{a\tau C} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{нС}} \cdot e^{-\tau/T_{ac}}; \quad (2.105)$$

$$i_{a\tau C} = \sqrt{2} \cdot 8,397 \cdot e^{-0,178/0,00} = 0,002 \text{ (кА)};$$

$$i_{a\tau G1} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{нГ1}} \cdot e^{-\tau/T_{aG1-3}}; \quad (2.106)$$

$$i_{a\tau G1} = \sqrt{2} \cdot 16,63 \cdot e^{-0,178/0,26} = 11,86 \text{ (кА)};$$

$$i_{a\tau G2} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{нГ2}} \cdot e^{-\tau/T_{aG4-6}}; \quad (2.107)$$

$$i_{a\tau G2} = \sqrt{2} \cdot 14,188 \cdot e^{-0,178/0,32} = 11,504 \text{ (кА)};$$

$$i_{a\tau G1\hat{E}\hat{C}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{нГ1}\hat{E}\hat{C}} \cdot e^{-\tau/T_{aG1}}; \quad (2.108)$$

$$i_{a\tau G1K1} = \sqrt{2} \cdot 118,3 \cdot e^{-0,178/0,41} = 108,381 \text{ (кА)};$$

$$I_{n\tau C} = I_{noC} = 8,397 \text{ (кА)}.$$

$$I'_{\text{нoмГ1}} = \frac{2 \cdot S_{\text{нoмГ1}}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}} = \frac{2 \cdot 329}{\sqrt{3} \cdot 340} = 1,89 \text{ (кА)};$$

$$I'_{\text{нoмГ2}} = \frac{S_{\text{нoмГ2}}}{\sqrt{3} \cdot U_{cpK3}} = \frac{188,2}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,599 \text{ (кА)};$$

$$I'_{\text{нoмГ1К3}} = \frac{S_{\text{нoмГ1}}}{\sqrt{3} \cdot U_{cpK31}} = \frac{188,2}{\sqrt{3} \cdot 20} = 5,433 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{поГ1}}}{I'_{\text{нoмГ1}}} = \frac{16,63}{1,89} = 8,8;$$

$$I_{\text{птГ1}} = 0,8 \cdot 16,63 = 16,297 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{поГ2}}}{I'_{\text{нoмГ2}}} = \frac{14,188}{0,599} = 23,669;$$

$$I_{\text{птГК3}} = 0,98 \cdot 14,188 = 13,904 \text{ (кА)}.$$

$$\frac{I_{\text{поГК3}}}{I'_{\text{нoмГК3}}} = \frac{118,3}{5,433} = 21,775;$$

$$I_{\text{птГК3}} = 0,98 \cdot 49,245 = 38,904 \text{ (кА)}.$$

**К5** КЗ в системі власних потреб електростанції. Розрахунок проводимо, користуючись рекомендаціями [1].

$$\begin{aligned} i_y &= \sqrt{2} \cdot I_{\text{ноC+Г}} \cdot k_{yC+Г} + \sqrt{2} \cdot I_{\text{ноДв}} \cdot 1,65 = \sqrt{2} \cdot 25,266 \cdot 1,885 + \sqrt{2} \cdot 7,937 \cdot 1,65 = \\ &= 67,354 + 18,521 = 85,875 \text{ (кА)}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} i_{at} &= \sqrt{2} \cdot I_{\text{ноC+Г}} \cdot e^{-\tau/T_{ac+Г}} + \sqrt{2} \cdot I_{\text{ноДв}} \cdot e^{-\tau/T_{ад}} = \sqrt{2} \cdot 25,266 \cdot e^{-0,085/0,074} + \sqrt{2} \cdot 7,937 \cdot e^{-0,085/0,04} = \\ &= 11,329 + 1,341 = 12,67 \text{ (кА)}; \end{aligned}$$

$$I_{нт} = I_{поС+Г} + I_{поДв} \cdot e^{-\tau/0,074} = 25,266 + 7,937 \cdot e^{-0,085/0,074} = 25,266 + 2,517 = 27,783 \text{ (кА)}.$$

Результати розрахунку струмів короткого замикання приведені в Таблиці 2.12

Таблиця 2.12 – Результати розрахунку коротких замикань

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	$I_{по}$ , кА	$I_{нт}$ , кА	$i_{ат}$ , кА	$i_y$ , кА	Примітки
<b>К<sub>1</sub></b> шини 500 кВ	Генератори 1	3,01	3,485	2,408	8,441	Для вибору шин та комутаційної апаратури
	Генератори 2	3,055	3,301	2,994	8,441	
	Система	2,309	0,567	2,309	5,812	
	<b>Σ</b>	<b>8,374</b>	<b>7,353</b>	<b>7,711</b>	<b>22,7</b>	
<b>К<sub>2</sub></b> шини 220 кВ	Генератори 1	7,582	8,779	6,066	21,263	Для вибору шин та комутаційної апаратури
	Генератори 2	1,434	1,549	1,205	3,965	
	Система	2,687	0,115	2,687	6,11	
	<b>Σ</b>	<b>11,703</b>	<b>10,443</b>	<b>10,158</b>	<b>31,338</b>	
<b>К<sub>3</sub></b> Г2	Генератори 1	43,49	33,239	42,62	120,24	Для вибору комплектного струмопроводу
	Система	42,957	1,113	1,113	108,14	
	<b>Σ</b>	<b>86,447</b>	<b>34,352</b>	<b>43,733</b>	<b>228,376</b>	
	Генератор2 (КЗ)	49,245	51,784	38,904	137,96	
<b>К<sub>4</sub></b> Г1	Генератори 1	16,63	11,86	16,297	45,978	Для вибору комплектного струмопроводу
	Генератори 2	14,188	11,504	13,904	39,668	
	Система	8,397	0,002	8,397	19,095	
	<b>Σ</b>	<b>39,215</b>	<b>23,366</b>	<b>38,599</b>	<b>104,742</b>	
	Генератор1 (КЗ)	118,3	108,381	95,274	330,59	
<b>К<sub>5</sub></b> ТВП	Генератори + С	25,266	11,329	25,266	67,354	Для вибору комплектного струмопроводу
	Ел двигуни в.п.	7,937	1,341	2,517	18,521	
	<b>Σ</b>	<b>33,203</b>	<b>12,67</b>	<b>27,783</b>	<b>85,875</b>	

## 2.8 Розрахунок термічної дії струмів КЗ

При проходженні струму КЗ провідник додатково нагрівається. Оскільки струм КЗ значно перевищує струм робочого режиму, нагрів провідника може досягати небезпечних значень, що призводить до плавлення або обпалення ізоляції, до деформації і плавлення струмоведучих частин.

Критерієм термічної стійкості провідника є допустима температура його нагріву струмами КЗ. Тому провідник чи апарат слідує вважати термічно стійким, якщо його температура в процесі КЗ не перевищує допустимих величин. Кількість в провіднику теплоти, що виділилася прийнято характеризувати тепловим імпульсом короткого замикання (або імпульсом квадратичного струму):

$$B_k = \int_0^t i^2 dt. \quad (2.109)$$

Тепловий імпульс визначається по-різному в залежності від місцезнаходження точки КЗ. Можна виділити три характерних випадки: дальнє КЗ, КЗ поблизу генераторів і КЗ поблизу групи потужних електродвигунів.

У першому випадку тепловий імпульс КЗ визначиться так:

$$B_k = I_{no}^2 \cdot (t_{отк} + T_a); \quad (2.110)$$

де  $t_{отк}$  - час відключення (час дії струму КЗ).

В даному випадку обчислимо віддалене КЗ ( $K_1, K_2$ ):

$$\boxed{K_1} \quad B_k = I_{no}^2 \cdot (t_{отк} + T_a),$$

де  $t_{отк}$  – час відключення ([1], таблиця 6.2).

$$B_k = 8,374^2 \cdot (0,2 + 0,35) = 38,568 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

$$\boxed{K_2} \quad B_k = 11,703^2 \cdot (0,2 + 0,35) = 75,328 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

$\boxed{K_3}$  В цьому випадку тепловий імпульс визначається як сума імпульсів аперіодичної та періодичної складової струму КЗ.

$$B_k = B_{кп} + B_{ка}; \quad (2.111)$$

де  $B_{ка}$  – імпульс аперіодичної складової струму генераторів і системи.

$$B_{ка} = I_C^2 \cdot T_{aC} + I_{ноГ}^2 \cdot T_{aГ} + \frac{4 \cdot I_C \cdot I_{ноГ}}{T_{aC}^{-1} + T_{aГ}^{-1}}; \quad (2.112)$$

де  $B_{кп}$  – імпульс квадратичного струму від періодичних складових струмів генераторів і системи; має три складові, які визначаються періодичним струмом системи  $B_{кС}$ , періодичним струмом генераторів  $B_{кГ}$  і спільною дією періодичних струмів системи і генераторів  $B_{кГС}$ :

$$B_{кп} = B_{кС} + B_{кГ} + B_{кГС}; \quad (2.113)$$

$$B_{кC} = I_C^2 \cdot t_{відк}; \quad (2.114)$$

$$B_{кГ} = B_* \cdot I_{ноГ}^2 \cdot t_{відк}; \quad (2.115)$$

$$B_{кГC} = 2 \cdot I_C \cdot T_* \cdot I_{ноГ} \cdot t_{відк} \quad ; \quad (2.116)$$

де  $B_*$ ,  $T_*$  – відносний тепловий і струмовий імпульси періодичної складової струму генератора, з рис. 6.2 [1].

$$B_{ка} = 86.447^2 \cdot 0,04 + 49.245^2 \cdot 0,26 + \frac{4 \cdot 86.447 \cdot 49.245}{0,04^{-1} + 0,26^{-1}} = 2573644 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с);}$$

$$B_{кC} = 86.447^2 \cdot 4 = 29892.3 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с);}$$

$$B_{кГ} = 0,32 \cdot 49.245^2 \cdot 4 = 3104.1 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с);}$$

$$B_{кГC} = 2 \cdot 86.447 \cdot 0,55 \cdot 49.245 \cdot 4 = 18731.2 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с),}$$

$$B_{кп} = 19845,484 + 4470,191 + 18315,197 = 51727.6 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с);}$$

$$B_{к} = 51727.6 + 2573644 = 2625371 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с).}$$

$$\boxed{\text{К}_4} \quad B_{ка} = 39.215^2 \cdot 0,02 + 118.3^2 \cdot 0,26 + \frac{4 \cdot 39.215 \cdot 118.3}{0,02^{-1} + 0,26^{-1}} = 1659545 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с);}$$

$$B_{кC} = 39.215^2 \cdot 4 = 6151.3 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с);}$$

$$B_{кГ} = 0,32 \cdot 118.3^2 \cdot 4 = 17913.5 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с);}$$

$$B_{кГC} = 2 \cdot 39.215 \cdot 0,55 \cdot 108.3 \cdot 4 = 20412.2 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с),}$$

$$B_{кп} = 6151.3 + 20.412.2 + 44476.9 = 44476.9 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с);}$$

$$B_{к} = 1659545 + 44476.9 = 1704022 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с).}$$

При КЗ поблизу групи двигунів, наприклад у системі в.п. електростанції, необхідно враховувати їхній вплив на тепловий імпульс. Для визначення повного теплового імпульсу струму 11КЗ з урахуванням двигунів використовуємо формулу:

$$B_{к} = I_{ПО}^2 \cdot (t_{отк} + T_{аср}) + I_{ноД}^2 \cdot (0.5 \cdot T_{Д} + T_{асх}) + 2 \cdot I_{ПО} \cdot I_{ноД} \cdot (T_{Д} + T_{асх}); \quad (2.117)$$

де:

$$- \quad t_{отк} = t_{co} + t_a = 0,3 \text{ с;}$$

$t_{co}$  – витримка часу спрацьовування відсічення селективного автомата;

$t_a$  – час гасіння дуги;

- $Ta_{порівн} = 0,05$  с - усереднене значення часу загасання вільних струмів КЗ.

**К<sub>5</sub>**

$$T_{acx} = \frac{I_{ноС} \cdot T_{aC} + I_{ноД} \cdot T_{aД}}{I_{ноС} + I_{ноД}}; \quad (2.118)$$

$$T_{acx} = \frac{25.266 \cdot 0,074 + 7.937 \cdot 0,04}{25.266 + 7.937} = 0,066;$$

$$B_{\kappa} = I_{ноС}^2 \cdot (t_{омк} + T_{acx}) + I_{ноД}^2 \cdot (0,5 \cdot T'_{Д} + T_{acx}) + 2 \cdot I_{ноД} \cdot I_{ноС} \cdot (T'_{Д} + T_{acx}); \quad (2.118)$$

$$B_{\kappa} = 25,266^2(0,3+0,064)+7.937^2(0,5 \cdot 0,07+0,064)+2 \cdot 7.937 \cdot 25,266 \cdot (0,07+0,064)=$$

$$= 574.952 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

Таблиця 2.13 - Результати розрахунків теплових імпульсів

Т. КЗ	К <sub>1</sub>	К <sub>2</sub>	К <sub>3</sub>	К <sub>4</sub>	К <sub>5</sub>
B <sub>κ</sub> , кА <sup>2</sup> ·с	38.568	75.328	2625371	1704022	574.952

Визначимо робочі максимальні струми:  
ЛЕП:

$$I_{роб.мах} = \frac{P_{мах}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot \cos \varphi}; \quad (6.12)$$

$$I_{роб.мах} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,9} = 0,778 \text{ (кА)};$$

$$I_{роб.мах} = \frac{50}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,9} = 0,292 \text{ (кА)}.$$

БТ-2:

$$I_{роб.мах} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot 0,95}; \quad (2.119)$$

$$I_{роб.мах} = \frac{337,7}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,95} = 0,622 \text{ (кА)}.$$

БТ-1

$$I_{\text{роб.мах}} = \frac{275.5}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,95} = 0,997(\text{кА}).$$

АТЗ:

$$I_{\text{роб.мах}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}};$$

(6.14)

$$I_{\text{роб.мах}} = 1,5 \cdot \frac{3 \cdot 330}{\sqrt{3} \cdot 330} = 2,169(\text{кА}).$$

Генератор:

$$I_{\text{роб.мах}} = \frac{I_{\text{НОМ.Г}}}{0,95};$$

(6.15)

$$I_{\text{роб.мах(300)}} = \frac{20}{0,95} = 21,053(\text{кА});$$

$$I_{\text{роб.мах(165)}} = \frac{20}{0,95} = 21,053(\text{кА}).$$

ПРТВП:

$$I_{\text{роб.мах}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot 2}.$$

(6.16)

$$I_{\text{роб.мах1}} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 2} = 1,1(\text{кА});$$

$$I_{\text{роб.мах2}} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 2} = 1,146(\text{кА});$$

ТВП:

$$I_{\text{роб.мах}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot 2}. \quad (2.120)$$

$$I_{\text{роб.мах1}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 2} = 0,275(\text{кА});$$

$$I_{\text{роб.мах2}} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 2} = 0,687(\text{кА});$$

## 2.9 Вибір струмоведучих частин

### Вибір гнучких шин



Вибір збірних шин ВРП–330 кВ проводимо по робочому максимальному струму найбільш потужного приєднання.

Вибираємо струму найбільш потужного приєднання ЛЕП=0.778 (кА).

Вибираємо шини з проводу 4×АС 70/11,  $I_{\text{доп}} = 4 \times 265 \text{ А}$ ;  $d = 11 \text{ мм}$ .

Перевірка по допустимому струму:

$$I_{\text{доп}} = 4 \cdot 265 = 1060 \text{ А} > I_{\text{р.макс}} = 778 \text{ А}.$$

Перевірку шини по умовах корони здійснюємо за умовою:

$$0,9 \cdot E_0 \geq 1,07 \cdot E.$$

де  $E_0$  – критична початкова напруженість електричного поля;  $E$  – розрахункова напруженість електричного поля.

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (2.121)$$

де  $m$  – коефіцієнт, що враховує шорховатість поверхні проводу ( $m = 0,82$  [1]);  $r_0 = d / 20 = 0,55 \text{ см}$  – радіус проводу.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,55}} \right) = 34,863 \text{ (кВ/см)}.$$

Напруженість електричного поля біля розщеплених проводів:

$$E = K \cdot \frac{0,354 \cdot U}{n \cdot r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{ек}}}}. \quad (2.122)$$

де  $K$  – коефіцієнт, що враховує кількість проводів  $n=4$  в фазі:

$$K = 1 + 3 \cdot \sqrt{2} \cdot r_0 / a; \quad (2.123)$$

$$K = 1 + 3 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,55 / 40 = 1,058.$$

$r_{\text{ек}}$  – еквівалентний радіус розщеплених проводів у фазі [1, таблиця 7.4]:

$$r_{\text{ек}} = \sqrt[4]{\sqrt{2} \cdot r_0 \cdot a^3}; \quad (2.124)$$

$$r_{\text{ек}} = \sqrt[4]{\sqrt{2} \cdot 0,55 \cdot 40^3} = 14,937 \text{ (см)}.$$

$D_{\text{ср}}$  – середня геометрична відстань між проводами фаз:

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D, \quad (2.125)$$

де  $D$  – відстань між фазами, см

$$D_{cp} = 1,26 \cdot 1000 = 1260 \text{ (см)}, \\ U = 340 \text{ (кВ)};$$

$n$  – кількість проводів в фазі.

$$E = 1,058 \cdot \frac{0,354 \cdot 340}{4 \cdot 0,55 \cdot \lg\left(\frac{1260}{14,937}\right)} = 30,031 \text{ (кВ/см)},$$

$$0,9 \cdot 34,863 = 31,377 \text{ (кВ/см)} > 1,07 \cdot 30,061 = 32,165 \text{ (кВ/см)}.$$

Умова виконується, отже, проводи не будуть коронувати.

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

Вибір збірних шин ВРУ– 110кВ проводимо по робочому максимальному струму найбільш потужного приєднання. Найбільш потужним приєднанням є БТ-1. Згідно: Вибираємо шини з проводу  $3 \times \text{АС}10/1,8, ]$ ,  $I_{\text{доп}} = 4 \cdot 84 = 336 \text{ А}$ ;  $d = 4,5 \text{ мм}$ .

Перевірка по допустимому струму:

$$I_{\text{доп}} = 336 \text{ А} > I_{\text{max}} = 292 \text{ А};$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,225}}\right) = 40,508 \text{ (кВ / см)};$$

$r_0 = d / 20 = 0,225 \text{ см}$  – радіус проводу;

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D = 1,26 \cdot 1000 = 1260 \text{ (см)};$$

$$K = 1 + 2 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{0,225}{25} = 1,038;$$

$$r_{\text{ек}} = \sqrt[3]{0,225 \cdot 25^2} = 8,397 \text{ (см)};$$

$$E = 1,038 \cdot \frac{0,354 \cdot 115}{4 \cdot 0,225 \cdot \lg(1260 / 8,397)} = 21,579 \text{ (кВ / см)};$$

$$0,9 \cdot 40,508 = 36,457 \text{ (кВ / см)} > 1,07 \cdot 21,579 = 23,089 \text{ (кВ / см)}.$$

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

### Вибір збірних шин

Збірні шини ВП 6,3 кВ виконуємо жорсткими алюмінієвими шинами, які закріплюються на ізоляторах.

Згідно §1.3. 28 ПУЭ збірні шини електроустановок і ошиновка в межах відкритих і закритих РП всіх напруг по економічній густині струму не перевіряються. Вибір перерізу шин проводиться по нагріву (по допустимому струму).

$$I_{\text{роб.мах}} \leq I_{\text{доп}} \cdot K \quad (2.126)$$

де  $K$  – поправочний коефіцієнт на висоту шини  $= 0,92$ ;

За умовами експлуатації беремо алюмінієві шини коробчатого перерізу [3, с. 625]:  $2(75 \times 35 \times 4)$ ,  $I_{\text{доп}} = 2730 \text{ (А)}$ ;  $q = 2 \times 520 = 1040 \text{ (мм}^2\text{)}$ .

По умовам нагріву в тривалому режимі шини проходять:

$$I_{\text{мах}} = 687 \text{ А} < I_{\text{доп}} \cdot K = 2730 \cdot 0,92 = 2511,6 \text{ А}.$$

Перевіримо шини на термічну стійкість:

$$q_{\text{мін}} = \sqrt{B_k} / C,$$

де  $C$  – функція,

$$q_{\text{мін}} = \sqrt{574,952 \cdot 10^6 / 90} = 266,4 \text{ мм}^2,$$

$$q = 1040 \text{ мм}^2 > q_{\text{мін}} = 266,4 \text{ мм}^2 \quad \text{шини термічно стійкі.}$$

Перевіримо шини на механічну міцність. Шини коробчатого перерізу мають великий момент інерції, тому розрахунок виконується без врахування коливального процесу в механічній конструкції. Приймаємо, що швелери шин з'єднані жорстко по всій довжині зварювальним швом, тоді момент опору  $W_{y0-y0} = 23,7 \text{ см}^3$ . При розташуванні шин у вершинах прямокутного трикутника розрахункову формулу приймаємо

Напруженість в матеріалі шин від взаємодії фаз, МПа:

$$\sigma_{\phi, \text{мах}} = 2,2 \cdot \frac{l^2 \cdot i_y^2}{a \cdot W_{y0-y0}} \cdot 10^{-8},$$

де  $l$  – відстань між опорними ізоляторами, приймаємо  $l = 2 \text{ м}$ .

$$\sigma_{\phi, \max} = 2,2 \cdot 10^{-8} \cdot \frac{2^2 \cdot 85,875^2}{0,8 \cdot 23,7} = 34,2 \text{ (МПа)},$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \sigma_{\phi, \max} = 34,2 \text{ МПа} < \sigma_{\text{доп}} = 40 \text{ МПа}.$$

Таким чином, шини механічно міцні

Вибір ізоляторів

У РУ шини кріпляться на опорних, прохідних і підвісних ізоляторах. Жорсткі шини закріплюються на опорних ізоляторах, вибір яких відбувається за такими умовами:

- за номінальною напругою:  $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$  ;
- за допустимим навантаженням:  $F_{\text{розр.}} \leq F_{\text{доп.}}$  ;

де  $F_{\text{розр.}}$  – розрахункова сила, яка діє на ізолятор, Н;

$F_{\text{доп.}}$  – допустиме навантаження на головку ізолятора.

$$F_{\text{доп.}} = 0,6 \cdot F_{\text{руйн.}} ; \quad (2.127)$$

де  $F_{\text{руйн.}}$  – руйнівне навантаження на вигин.

Максимальна сила, що діє на вигин:

$$F_{\text{в.}} = 1,62 \cdot \frac{i_y^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7} ; \quad (2.128)$$

$$F_{\text{в.}} = 1,62 \cdot \frac{67,354^2 \cdot 2,06}{0,8} \cdot 10^{-7} = 1892,4 \text{ Н}.$$

Перевіримо ізолятор на механічну міцність. Вибираємо опорний ізолятор ИО-6-3,75-У3 з параметрами:  $U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$ ,  $F_{\text{руйн.}} = 3750 \text{ Н}$ .

$$F_{\text{розр}} = K_h \cdot F_{\text{в.}} = 1892,4 \text{ Н} < 0,6 \cdot F_{\text{руйн.}} = 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ Н}; \quad (2.129)$$

Отже, ізолятор підходить.

Вибираємо прохідний ізолятор ИП-10/3150-3000 У, ХЛ, Т2 з параметрами:  
 $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ ;  $I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$ ;  $F_{\text{руйн.}} = 3000 \text{ Н}$ .

Прохідний ізолятор вибираємо за напругою і номінальним струмом:

$$U_{\text{уст}} = 6,3 \text{ кВ} \leq U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{max}} = 946,2 \text{ (А)} \leq I_{\text{ном}} = 1800 \text{ А};$$

$$F_{\text{розр}} = 0,5 \cdot F_{\text{в}} = 0,5 \cdot 1892,4 = 946,21 \text{ Н} < 0,6 \cdot F_{\text{руйн}} = 0,6 \cdot 3000 = 1800 \text{ Н};$$

(7.10)

Отже, ізолятор підходить.

Вибір кабеля живлення двигуна з системи ВП

Обираємо двигун АН-14-49-6. Його параметри:

$$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ};$$

$$P_{\text{ном}} = 1000 \text{ кВт};$$

$$\cos \varphi = 0,88;$$

$$\vartheta_0 = 35^\circ \text{С};$$

$$T_{\text{max}} = 6641,42 \text{ год.}$$

Знаходимо номінальний струм двигуна:

$$I_{\text{ном.}} = \frac{P_{\text{ном.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi}; \quad (2.130)$$

$$I_{\text{ном}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 0,88} = 109,35 \text{ (А)};$$

Економічний переріз:

$$q_{\text{ек}} = \frac{I_{\text{норм}}}{j_{\text{ек}}}; \quad (2.131)$$

$$q_{\text{ек}} = \frac{109,35}{1,2} = 91,125 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Термічна стійкість:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k \cdot 10^6}}{C} ; \quad (2.132)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{574,952 \cdot 10^6}}{98} = 244,68 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Умова виконується  $q_{\text{ек}} \leq q_{\min}$

Приймаємо кабель ААШ-В  $3 \times 120 \text{ мм}^2$ ,  $I_{\text{доп}} = 340 \text{ кА}$ .

Поправний коефіцієнт на температуру повітря  $K_2=0,87$ , тоді:

$$I_{\text{доп}} = 0,87 \cdot 340 = 295,8 \text{ (кА)}.$$

Отже,  $I_{\text{доп}} \geq I_{\text{ном}}$ .

#### Вибір пофазно-екранованого струмопроводу

Від виводів генераторів до фасадної стіни головного корпусу станції струмоведучі частини виконаємо комплектним пофазно-екранованим струмопроводом.

Виберемо пофазно-екранований струмопровід

ТЭКН-П-24-3000-560  $I_{\text{ном}} = 30000 \text{ А}$ ;  $U_{\text{ном}} = 24 \text{ кВ}$ ;  $i_{\text{дин}} = 560 \text{ кА}$ .

Тип вбудованого трансформатора напруги: ЗНОЛ.06-24 У3;

Тип вбудованого трансформатора струму: ТШВ-24-30000/5.

$$1) U_{\text{ном}} \leq U_{\text{ном.стр}} ;$$

$$2) I_{\text{ном}} \leq I_{\text{ном.стр}} ;$$

$$28136 \leq 30000;$$

$$3) i_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин.стр}} ;$$

$$228.4 \leq 560.$$

Таблиця 2.13 - Вибір комплектних екранованих струмопроводів

Ділянка	Струмопровід
ТВВ-160	ТЭНЕ-20-22000-560
$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{мах}} = 21052.6 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 22 \text{ кА}$
$i_{\text{уд}} = 104.7 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 560 \text{ кА}$
	ТС: ТШВ-20-30000/5
	ТН: ЗОМ-1/20; ЗНОМ-20

Продовження таблиці 2.13 - Вибір комплектних екранованих струмопроводів

ТВВ-300	ТЭНЕ-20-22000-560
$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 21052.6 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 22 \text{ кА}$
$i_{\text{уд}} = 228.4 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 560 \text{ кА}$
	ТС: ТШВ-20-30000/5.
	ТН: ЗНОЛ.06-20 УЗ.
ПРТВП	ТЭК-6-1600-81
$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 687.3 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 67.354 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 81 \text{ А}$

## 2.10 Вибір комутаційного обладнання

При виборі комутаційних апаратів перевіряється відповідність їх параметрів тривалим робочим і короткочасним аварійним режимам, які можуть виникнути при експлуатації.

Розглянемо вибір вимикачів та роз'єднувачів для ВРП-330 кВ.

Вибираємо вимикач типу **HPL-420B2-50/4000** на базі головних параметрів:

- по напрузі установки:  $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$ :  $330 \text{ кВ} = 330 \text{ кВ}$ ;
- по тривалому струму:  $I_{\text{роб.мах}} \leq I_{\text{ном}}$ :  $0,778 \text{ кА} < 4 \text{ кА}$ .

Проводимо перевірку:

а) на здатність вимикача до відключення:

$$i_{a\tau} \leq \sqrt{2} I_{\text{ном.відк}} \cdot \beta_{\text{н}} / 100; \quad (2.133)$$

де  $\beta_{\text{н}}$  – нормативне значення наявності аперіодичної складової у струмі, що відключає, яке визначається по кривій рис. 5.4 [1], або дається в довіднику [2]:

$$\beta_{\text{н}} = 0,18.$$

$$7,353 \text{ кА} < \sqrt{2} \cdot 50 \cdot 0,18 = 12,73 \text{ кА};$$

умова виконується.

б) на симетричний струм відключення:

$$I_{\text{п}\tau} \leq I_{\text{від.ном}}; \quad (2.134)$$

$7,711 \text{ кА} < 50 \text{ кА}$ , – умова виконується.

в) на електродинамічну стійкість:

$$I_{\text{по}} \leq I_{\text{дин}}; \quad i_y \leq i_{\text{дин}}; \quad (2.135)$$

де  $I_{\text{дин}}$  – діюче значення періодичної складової граничного струму КЗ [2];  $i_{\text{дин}}$  – найбільший пік (струм електродинамічної стійкості).

$$I_{\text{по}} = 8,374 \text{ кА} < I_{\text{дин}} = 50 \text{ кА};$$

$$i_y = 22,7 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 160 \text{ кА},$$

умови виконуються.

г) на термічну стійкість:

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T; \quad (2.136)$$

де  $B_k$  – тепловий імпульс струму КЗ (табл. 6.1);  $I_T$  – середнє квадратичне значення струму за час його протікання по каталогу;  $t_T$  – тривалість протікання струму термічної стійкості по каталогу.

$$38,568 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad \text{умова виконується.}$$

Вибираємо роз'єднувач **SIEMENS** типу **P RF/RL**:

– по напрузі установки:

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

$$330 \text{ кВ} = 363 \text{ кВ};$$

– по тривалому струму:

$$I_{\text{роб. мах}} \leq I_{\text{ном}};$$

$$0,778 \text{ кА} < 4 \text{ кА}.$$

Проводимо перевірку:

– на електродинамічну стійкість:

$$i_y \leq i_{\text{дин}};$$

$$22,7 \text{ кА} < 160 \text{ кА};$$

– на термічну стійкість:



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

$$38,568 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 63^2 \cdot 0,33 = 1323 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

всі умови виконуються.

Вибір комутаційних апаратів у інших точках проводимо аналогічно. Результати зводимо у табл. 2.13.

Таблиця 2.13 – Параметри вимикача і роз'єднувача

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	Вимикач	Роз'єднувач
<b>ВРП – 330 кВ</b>	<b>HPL-420B2-50/4000</b>	<b>SIEMENS P RF/RL</b>
$U_{\text{НОМ}} = 330 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 330 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 363 \text{ кВ}$
$I_{\text{роб.мах}} = 0,778 \text{ кА}$	$I_{\text{НОМ}} = 4 \text{ кА}$	$I_{\text{НОМ}} = 4 \text{ кА}$
$I_{\text{п.т}} = 7,711 \text{ кА}$	$I_{\text{н.відк}} = 50 \text{ кА}$	—
$i_{\text{а.т}} = 7,353 \text{ кА}$	$\sqrt{2} I_{\text{н.відк}} \beta_{\text{н}} = 21,21 \text{ кА}$	—
$I_{\text{п.0}} = 8,374 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 50 \text{ кА}$	—
$i_{\text{у}} = 22,7 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 160 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 160 \text{ кА}$
$B_k = 38,568 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2_{\text{тер}} t_{\text{тер}} = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2_{\text{тер}} t_{\text{тер}} = 1323 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
<b>ВРП – 110 кВ</b>	<b>HPL-170B1</b>	<b>SIEMENS P RF/RL</b>
$U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 150 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 126 \text{ кВ}$
$I_{\text{роб.мах}} = 0,292 \text{ кА}$	$I_{\text{НОМ}} = 4 \text{ кА}$	$I_{\text{НОМ}} = 4 \text{ кА}$
$I_{\text{п.т}} = 10,158 \text{ кА}$	$I_{\text{н.відк}} = 50 \text{ кА}$	—
$i_{\text{а.т}} = 10,443 \text{ кА}$	$\sqrt{2} I_{\text{н.відк}} \beta_{\text{н}} = 21,21 \text{ кА}$	—
$I_{\text{п.0}} = 11,703 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 50 \text{ кА}$	—
$i_{\text{у}} = 31,338 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 160 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 160 \text{ кА}$
$B_k = 75,328 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2_{\text{тер}} t_{\text{тер}} = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2_{\text{тер}} t_{\text{тер}} = 1323 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
<b>НН ТВП-6кВ</b>	<b>ВР6В-6-40/3150</b>	<b>КУ6С-6-1/3150 У1</b>
$U_{\text{НОМ}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 6 \text{ кВ}$
$I_{\text{роб.мах}} = 0,687 \text{ кА}$	$I_{\text{НОМ}} = 3,15 \text{ кА}$	$I_{\text{НОМ}} = 3,15 \text{ кА}$
$I_{\text{п.т}} = 25,266 \text{ кА}$	$I_{\text{н.відк}} = 40 \text{ кА}$	—
$i_{\text{а.т}} = 11,329 \text{ кА}$	$\sqrt{2} I_{\text{н.відк}} \beta_{\text{н}} = 16,97 \text{ кА}$	—
$I_{\text{п.0}} = 25,266 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$	—
$i_{\text{у}} = 67,354 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 128 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 128 \text{ кА}$
$B_k = 574,952 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2_{\text{тер}} t_{\text{тер}} = 3200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2_{\text{тер}} t_{\text{тер}} = 7938 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

## 2.11 Вибір вимірювальних трансформаторів

Вибір вимірювальних трансформаторів струму

Оберемо вимірювальний трансформатор струму для приєднання вимірювальних приладів в коло генератора.

Перелік необхідних вимірювальних приладів вибираємо по табл. 5.9, схема ввімкнення приладів показана. Оскільки ділянка від виводів генератора до блочного трансформатора виконана комплектним струмопроводом ТЭКН-П-24-3000-560, то обираємо трансформатори струму, вбудовані в струмопровід, ТШВ-24-30000/5, параметри  $U_{ном} = 24$  кВ;  $I_{1ном} = 30$  кА;  $r_{2ном} = 4$  Ом;  $K_{тер} = 6$ ;  $t_{тер} = 3$  с, клас точності 0,5.

Його перевірку проводимо за умовами:

– По напрузі установки:  $U_{уст} = 24$  кВ =  $U_{ном} = 24$  кВ;

– По допустимому струму:  $I_{роб.мах} \leq I_{1ном}$ ;

$$I_{р.макс} = \frac{S_{номГ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot 0,95} ; \quad (2.137)$$

$$I_{р.макс} = \frac{329}{\sqrt{3} \cdot 24 \cdot 0,95} = 8.331 \text{ кА};$$

$$I_{роб.мах} = 8.331 \text{ кА} < I_{1ном} = 30 \text{ кА}.$$

– По термічній стійкості:

$$W_k \leq (k_{тер} \cdot I_{1ном})^2 t_{тер}; \quad (2.138)$$

$$1704022 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)} < (6 \cdot 30)^2 3 = 172044 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

– По електродинамічній стійкості:  $i_y \leq i_{дин}$ .

Електродинамічна стійкість шинних трансформаторів струму визначається стійкістю самих шин, тому по цій умові вони не перевіряються.

– По вторинному навантаженню:  $Z_2 \leq Z_{2н}$ ,

де  $Z_2 = \Sigma Z_{пр} + R_k + R_{з.пров.}$  – розрахункове навантаження;

$R_k = 0,1$  Ом [1] – опір контактів;

$R_{з.пров.}$  – опір з'єднувальних проводів;

$\Sigma Z_{пр} = \Sigma S_{пр} / I_{2н}^2$  – сумарний опір приладів.

Для перевірки трансформатора струму по вторинному навантаженню, користуючись схемою включення, визначаємо навантаження по фазах для найбільш завантаженого трансформатора ТА1.

З таблиці 2.14. видно, що найбільш завантажені трансформатори струму фаз А і С. Загальний опір приладів:

$$\Sigma Z_{\text{пр}} = \Sigma S_{\text{пр}} / I_{2\text{н}}^2 ; \quad (2.139)$$

$$\Sigma Z_{\text{пр}} = 14 / 5^2 = 0,56 \text{ Ом.}$$

Допустимий опір з'єднувальних проводів:

$$R_{\text{з.пров.}} = Z_{2\text{н}} - \Sigma Z_{\text{пр}} - R_{\text{к}} ; \quad (2.140)$$

$$R_{\text{з.пров.}} = 4 - 0,56 - 0,1 = 3,34 \text{ (Ом).}$$

Відповідно, для генератора 300 МВт застосовується кабель з мідними жилами (питомий опір міді  $\rho = 0,0175$ ), орієнтовна довжина 40 м, трансформатори струму з'єднані в повну зірку, тому відповідно [1]  $l_{\text{розр}} = l = 40$  м; тоді переріз кабеля:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{розр}}}{R_{\text{з.пров.}}} = \frac{0,0175 \cdot 40}{0,54} = 1,296 \text{ мм}^2.$$

Вибираємо контрольний кабель КРВГ з мідними жилами перерізом 1,5 мм<sup>2</sup>.

Вторинне навантаження трансформатора струму:

$$Z_2 = \frac{0,0175 \cdot 40}{1,5} + 0,1 + 0,56 = 1,127 \text{ Ом} < Z_{2\text{н}} = 1,2 \text{ Ом.}$$

Таблиця 2.14 – Параметри приладів

№	Прилад	Тип	Навантаження фаз, В·А		
			А	В	С
1	Амперметр реєструючий	Н-344	—	10	—
2	Ватметр	Д-335	0,5	—	0,5
3	Варметр	Д-335	0,5	—	0,5

Продовження таблиці 2.14

4	Лічильник активної енергії	САЗ-И680	2,5	—	2,5
5	Ватметр реєструючий	Н-348	10	—	10
6	Ватметр (щит турбіни)	Д-335	0,5	—	0,5
	Сумарне значення		14	10	14

Вибір інших трансформаторів струму проводимо аналогічно. Результати вибору зводимо у табл. 2.15.

Таблиця 2.15 – Параметри трансформаторів струму

Місце встановлення	Тип ВТС
В кінцях обмотки статора	ТШЛ-20-0,5/Р-8000/5
В нулі генератора	ТШПЛЮ-10-1500/5
На виводах БТ1	ТВТ-20-І-1000/1
На виводах БТ2	ТШ-20Б-10000/5
На ВРП 330 кВ	ТФЗМ-330Б-111
На стороні СН автотрансформатора	ТВТ-110-І-1000/1
На стороні ВН автотрансформатора	ТВТ-330-І-1000/1
На виводах БТ1	ТВТ-110-1000/1
На ВРП 110 кВ	ТФЗМ-110Б-ІІІ

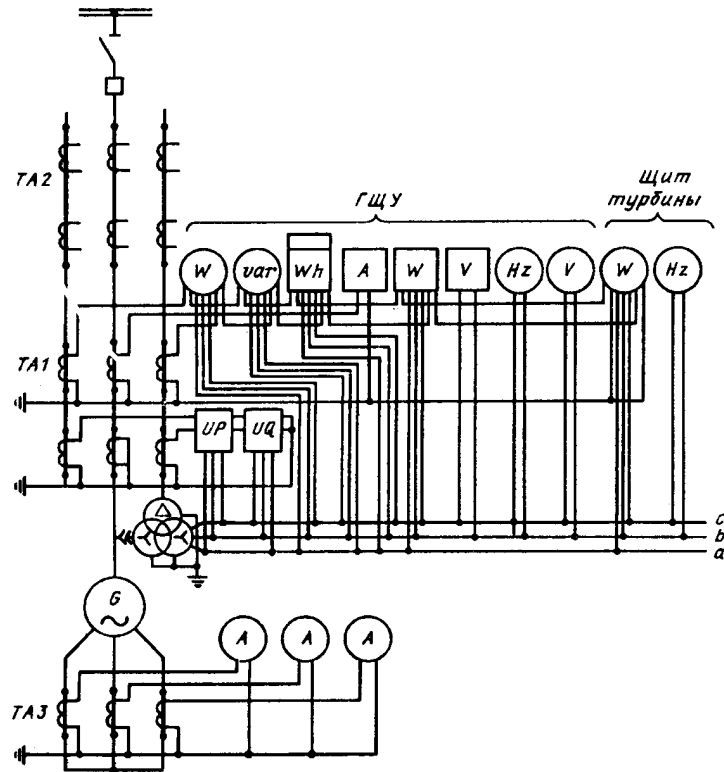


Рисунок 2.20 - Схема включення вимірювальних приладів генератора

### Вибір вимірювальних трансформаторів напруги

Вимірювальні трансформатори напруги (ВТН) обираються по напрузі установки. Для прикладу здійснимо вибір ВТН, встановленого біля генератора,  $U_{уст} = 24$  кВ.

Приймаємо трансформатор напруги, вбудований в КЕС:

$$\text{ЗНОЛ.06-20ТЗ, } U_{н1} = 24 \text{ кВ.}$$

Перевіримо цей трансформатор по вторинному навантаженню:

$$S_{2н} \geq S_{2розр.}; \quad (2.141)$$

де  $S_{2н} = 75 \cdot 3 = 225$  (В·А) (в класі точності 0,5) – вторинна номінальна потужність трансформатора напруги;  $S_{2розр.}$  – розрахункове навантаження трансформатора напруги.

Для визначення  $S_{2розр.}$  складемо таблицю навантаження трансформатора напруги (таблиця 2.16). Перелік необхідних вимірювальних приладів. Типи та потужності приладів. Схема включення приладів зображена на рисунку 2.20.

Таблиця 2.16 – Параметри трансформаторів напруги

Назва приладу	Тип	$S$ однієї катушк и	К-ть кату- шок	$\cos$ $\varphi$	$\sin \varphi$	$P$ , Вт	$Q$ , В·Ар
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	2	—
Ватметр	Д-335	1,5	2	1	0	3	—
Ватметр (щит турбіни)	Д-335	1,5	2	1	0	3	—
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	3	—
Датчик активної потужності	Е-829	10	—	1	0	10	—
Датчик реактивної потужності	Е-830	10	—	1	0	10	—
Лічильник активної енергії	И680	2 Вт	2	0,38	0,925	4	9,7
Ватметр реєструючий	Н-348	10	2	1	0	20	—
Вольтметр реєструючий	Н-344	10	1	1	0	10	—
Частотомір	Э-372	3	1	1	0	3	—
Частотомір (щит турбіни)	Э-372	3	1	1	0	3	—
Сумарне значення						71	9,7

Розрахункове навантаження:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}; \quad (2.142)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{71^2 + 9,7^2} = 71,65 \text{ (В}\cdot\text{А)};$$

$$S_{2\text{розр}} = 71,65 \text{ В}\cdot\text{А} < S_{2\text{н}} = 225 \text{ В}\cdot\text{А};$$

умова виконується, трансформатор буде працювати в обраному класі точності.

Вибір інших трансформаторів напруги проводимо аналогічно. Результати вибору зводимо у таблицю 2.17

Вся обрана контрольно-вимірювальна апаратура буде працювати в класі точності, визначеному технічними вимогами, що забезпечує точний облік електроенергії і контроль за режимом роботи станції.

Таблиця 2.17 – Вибрані трансформатори напруги

Місце встановлення	Тип ВТН
ВРП-330 кВ	НКФ-330-58У1
ВРП-110 кВ	НКФ-110-58У1
ВП-6 кВ	ЗНОЛ.06-6Т2
На виводах генераторів 1	ЗНОМ-20-63У2
На виводах генераторів 2	ЗНОМ-20-63У2

## 2.12 Вибір розрядників та високочастотних загороджувачів

Розрядники використовуються для захисту ізоляції від комутаційних та атмосферних перенапруг.

Вибір розрядників здійснюється по класу напруги установки. В нейтралі трансформаторів розрядники встановлюються напругою на клас нижче напруги установки.

Вибираємо наступні розрядники:

Таблиця 2.18- параметри розрядників

Місце встановлення	Тип розрядника
ЛЕП 330 кВ	РВМГ-330МУ1
Виводи БТ з боку ВРП-330 кВ	РВМГ-220МУ1
Виводи БТ з боку генераторів	РВМ-35У1
ЛЕП 110 кВ	РВМГ-110МУ1
Виводи СН АТ	РВМГ-110МУ1
Виводи ВН АТ	РВМГ-330МУ1

Високочастотні загороджувачі встановлюємо на ЛЕП 330 кВ. Їх вибір виконуємо по номінальному струму та напрузі.

Максимальний струм в лінії 330 кВ:

$$I_{\max 500} = \frac{P_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi}; \quad (2.143)$$

$$I_{\max 330} = \frac{900}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,8} = 1,968 \text{ (кА)}.$$

Вибираємо загороджувач **ВЗ-2000-0,5 Т1.**

$$\begin{aligned} I_{\max} &\leq I_{\text{ном}}: & 1,968 \text{ кА} &< 2,0 \text{ кА.} \\ U_{\text{уст}} &\leq U_{\text{ном}}: & 330 \text{ кВ} &= 330 \text{ кВ;} \end{aligned}$$

Проводимо перевірку:

– на електродинамічну стійкість:

$$i_y \leq i_{\text{дин}};$$

$$22,7 \text{ кА} < 102 \text{ кА}.$$

Всі умови виконуються.

### 2.13 Вибір установки постійного струму

Для трьох блоків 160 МВт встановлюється одна акумуляторна батарея (АБ), яка повинна забезпечити живлення маслonaсосів турбін, водневого ущільнення всіх агрегатів електростанції, а також перетворюючого агрегату зв'язку та аварійного освітлення.

Виконаємо розрахунок АБ, призначеної для аварійного живлення блоків КЕС 300 МВт. Розрахунок навантаження установки постійного струму зведений в таблиці 2.19

Таблиця 2.19 – Навантаження установки постійного струму

Електроприймач	К-ть	$P_{\text{ном}}$ , кВт	$I_{\text{ном}}$ , А	$I_{\text{розр}}$ , А	$I_{\text{пуск}}$ , А	$I_{\text{ав}}$ , А	$I_{\text{т}}$ , А
Постійне навантаження	—	—	—	30	—	35	35
Аварійне освітлення	—	—	—	180	—	180	—
Привід ПС-31 вимикача ВВБК-500-50/3200У1	3	—	250	—	—	—	500
Перетворювальний агрегат оперативного зв'язку	1	7,2	38	30	100	30	30
Електродвигун аварійного маслonaсосу ущільнень генератора	1	42	216	190	540	190	296
Електродвигун аварійного маслonaсосу змазки турбін	1	42	216	140	540	140	140
Разом						575	1056

Приймаємо до встановлення 3 акумуляторні батареї типу СК. Батарея буде працювати в режимі постійної підзарядки в схемі з елементним комутатором (рис. 2.21).



Розрахункова тривалість аварійного навантаження 0,5 год (оскільки електростанція зв'язана з енергосистемою). По [3] приймаємо: номінальна напруга на шинах установки  $U_{\text{ш}} = 230$  В, напруга на елементі в режимі підзарядки  $U_{\text{кз}} = 2,15$  В. Розрахункова температура електроліту  $+25^{\circ}\text{C}$ .

Розрахуємо кількість елементів батареї:

- основних (приєднаних до шин установки в режимі постійної підзарядки):

$$n_0 = \frac{U_{\phi}}{U_{i\phi}}; \quad (2.144)$$

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

- загальна кількість елементів батареї:

$$n = \frac{U_{\phi}}{U_p}; \quad (2.145)$$

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

де  $U_p = 1,75$  В [1] – напруга на елементі в кінці аварійного розряду.

- додаткових:

$$n_{\text{дод}} = n - n_0; \quad (2.146)$$

$$n_{\text{дод}} = 130 - 108 = 22.$$

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

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

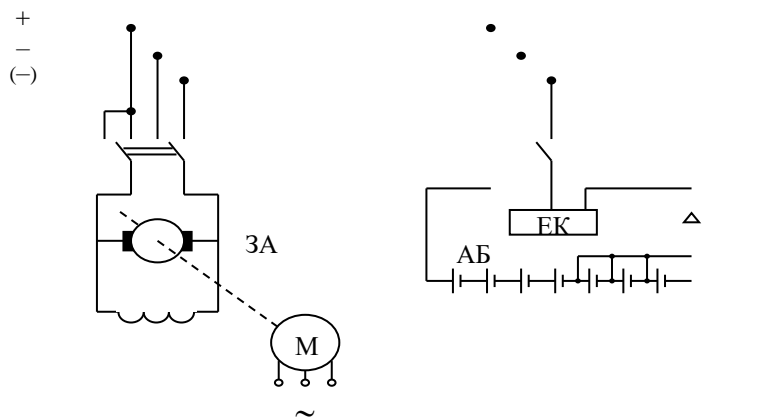


Рисунок 2.21 Схема акумуляторної установки з елементним комутатором, яка працює в режимі постійної підзарядки (АБ – акумуляторна батарея; ЕК – елементний комутатор; ПЗП – підзарядний пристрій; ЗА – зарядний агрегат; Д – привідний електродвигун змінного струму).

Виходячи з тривалості аварійного навантаження визначимо типовий номер батареї:

$$N = 1,05 \cdot I_{ав} / j; \quad (2.147)$$

де 1,05 – коефіцієнт, що враховує старіння акумуляторів;  $I_{ав}$  – струм півгодинного аварійного розряду, А;  $j = 25 \text{ А/}N$  – допустиме навантаження аварійного розряду, приведене до першого номера акумуляторів, в залежності від температури електроліту.

$$N = 1,05 \cdot 573 / 25 = 24,15$$

Приймаємо найближчий найбільший типовий номер [1]:  $N = 28$  (СК-28).

Перевіряємо по струму короткочасного аварійного навантаження:

$$N \geq I_T / 46;$$

$$N = 28 > 1056 / 46 = 23,$$

умова виконується.

Перевіряємо по допустимій напрузі в умовах аварійного короткочасного навантаження:

$$j > I_T / N; \quad (2.148)$$

де  $j$  визначається по кривим рисунок 2.21 для основних елементів з умови забезпечення мінімально допустимої напруги на приводі вимикача  $85\% U_{\text{ном}}$ , з врахуванням падіння напруги в кабелі  $5\% U_{\text{ном}}$ .

$$j = 38 \text{ A/N} > \frac{1056}{28} = 37,7 \text{ A/N},$$

умова виконується.

Остаточно приймаємо для встановлення акумуляторну батарею **СК-28**.

Підзарядний пристрій (ПЗП) вибираємо по розрахунковим значенням струму і напруги в нормальному режимі. Струм підзаряду приймаємо рівним  $0,15 \cdot N$  [1]; тоді розрахунковий струм ПЗП основних елементів батареї:

$$I_{\text{ПЗП}} = I_{\text{пост}} + 0,15 \cdot N; \quad (2.148)$$

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

$$I_{\text{ПЗП}} = 30 + 0,15 \cdot 28 = 34,2 \text{ (A)}.$$

Розрахункова напруга підзарядного пристрою:

$$\begin{aligned} U_{\text{ПЗП}} &= U_{\text{пз}} \cdot n_0; \\ U_{\text{ПЗП}} &= 2,15 \cdot 108 = 232 \text{ (В)}. \end{aligned} \quad (2.149)$$

В якості ПЗП застосовуємо агрегати з твердими випрямлячами типу ВАЗП-380/260-40/80 на напругу 260 В і струм 40 А.

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

$$\begin{aligned} I_{\text{ПЗП дод}} &= 0,05 \cdot N; & U_{\text{ПЗП дод}} &= U_{\text{пз}} \cdot n_{\text{дод}}. \\ I_{\text{ПЗП дод}} &= 0,05 \cdot 28 = 1,4 \text{ (A)}; & U_{\text{ПЗП дод}} &= 2,15 \cdot 22 = 47,3 \text{ (В)}. \end{aligned}$$

Вибираємо автоматичний ПЗП типу АРН-3, який поставляється комплектно з панеллю автоматичного регулювання напруги типу ПЭХ-9045-00А2.

Розрахунковий струм і напруга (в кінці заряду) зарядного пристрою:

$$I_{\text{зп}} = I_{\text{пост}} + 5N; \quad U_{\text{зп}} = U_3 \cdot n. \quad (2.150)$$

$$I_{\text{зп}} = 30 + 5 \cdot 28 = 170 \text{ (A)}; \quad U_{\text{зп}} = 2,75 \cdot 130 = 356 \text{ (В)}.$$

Вибираємо зарядний агрегат типу ТППС-320.

Вибрана акумуляторна батарея задовольняє усім технічним вимогам і зможе підтримати роботу станції при аварійній ситуації на протязі часу, необхідного для відновлення нормального режиму.

### 3 ДОСЛІДЖЕННЯ ПЕРЕВАНТАЖЕНЬ ТРАНСФОРМАТОРІВ

#### 3.1 Робота трансформаторів під навантаженням

Робота трансформатора під навантаженням є запорукою ефективної та надійної роботи в електричній системі. Трансформатори під навантаженням трансформують потужність між вхідною та вихідною сторонами з мінімальними втратами. У цьому розділі описані основні аспекти роботи трансформатора під навантаженням:

Магнітний потік відіграє важливу роль у функціонуванні трансформаторів. Коли ми думаємо про трансформатори, ми зазвичай думаємо про передачу електроенергії або потужності. Але чи замислювалися ви коли-небудь над тим, як електрика ефективно передається з одного ланцюга в інший. Тут у гру вступає магнітний потік. Простіше кажучи, магнітний потік - це загальна величина магнітного поля, що проходить через певну ділянку. Розуміння поняття магнітного потоку необхідне для розуміння внутрішньої будови трансформатора та його значення в повсякденному житті. Розуміння поняття магнітного потоку необхідне для розуміння внутрішньої будови трансформатора і його значення в повсякденному житті. Тож давайте поринемо у світ магнітного потоку та дослідимо його роль у роботі трансформатора.

Магнітний потік є важливим поняттям для розуміння роботи трансформатора. Магнітний потік - це міра загальної величини магнітного поля, що проходить через фіксовану площу. У трансформаторі магнітний потік відповідає за передачу електричної енергії від одного контуру до іншого. Давайте розглянемо, як створюється магнітний потік у трансформаторі.

Це означає, що напруженість магнітного поля повинна змінюватись з часом. Для цього через основні обмотки трансформатора пропускається змінний струм. Цей змінний струм змушує магнітне поле безперервно змінюватись, в результаті чого утворюється магнітний потік, що змінюється в часі.

Первинна обмотка трансформатора створює змінний у часі магнітний потік, який індукує електрорушійну силу (ЕРС) у вторинній обмотці. Це явище

називається електромагнітною індукцією. Коли магнітний потік через вторинну обмотку змінюється, на обмотку подається індукована напруга. Ця індукована напруга передає електричну енергією з основного ланцюгу до вторинного.

Змінний магнітний потік у трансформаторах необхідний для ефективної передачі електроенергії. Зі зміною напруженості магнітного поля у вторинній обмотці індукуються напруга. Ця напруга прямо пропорційна швидкості зміни магнітного потоку. Змінюючи частоту змінного струму, трансформатори можуть збільшувати або зменшувати магнітний потік.

У трансформаторах струм в осерді безпосередньо залежить від навантаження, підключеного до вторинної обмотки. Розглянемо взаємозв'язок між навантаженням і потоком в осерді трансформаторах.

Коли до вторинної обмотки трансформатора підключено навантаження, воно споживає струм з основної обмотки. Цей струм створює магнітне поле в основній обмотці та індукуює магнітний потік в осерді. Величина магнітного потоку в осерді залежить від навантаження, підключеного до вторинної обмотки. Зі збільшенням навантаження збільшується і струм, що споживається з основної обмотки. Цей більший струм створює сильніше магнітне поле і більший магнітний потік в осерді. З іншого боку, коли навантаження зменшується, струм, що споживається з основної обмотки, також зменшується. В результаті магнітне поле слабшає і магнітний потік в осерді зменшується. Взаємозв'язок між навантаженням і магнітним потоком в осерді трансформатора можна підсумувати наступним чином. Зі збільшенням навантаження, підключеного до вторинної обмотки, збільшується і струм, що споживається з основної обмотки. В результаті магнітне поле посилюється і магнітний потік в осерді збільшується. Зменшення навантаження навпаки, якщо навантаження, підключено до вторинної обмотки, зменшується, струм, що споживається з основної обмотки, зменшується. В результаті магнітне поле слабшає і магнітний потік в осерді зменшується.

Електричні параметри:

Напруга і струм: вхідна і вихідна напруги взаємодіють зі струмами в обох обмотках. Співвідношення напруги та струму узгоджується відповідно до електромагнітних законів.

Навантаження і потужність:

Активна та реактивна потужність: трансформатори передають активну та реактивну потужність з первинної обмотки на вторинну. Активна потужність використовується для забезпечення корисної роботи, в той час як реактивна потужність забезпечує магнітне поле.

Втрати:

Втрати на залізо і мідь: втрати трансформатора включається втрати в магнітопроводі ( втрати на залізо) і в обмотках (втрати на мідь). Втрати зазвичай зростають зі збільшенням навантаження.

Теплові процеси:

Температура: коли трансформатор працює під навантаженням, внаслідок втрат виділяється тепло. Система охолодження повинна відводити це тепло, щоб запобігти перегріванню трансформатора.

Коефіцієнт потужності:

Кутовий коефіцієнт потужності ( $\cos\phi$ ) для ефективного використання електромережі та уникнення втрат реактивної потужності трансформатори повинні забезпечувати коефіцієнт потужності, близький до одиниці.

Навантаження і перевантаження:

Нормальне навантаження: трансформатори повинні працювати в межах своєї номінальної потужності для забезпечення стабільної та ефективної роботи. Перевантаження деякі трансформатори можуть витримувати тимчасові перевантаження, але тривалі перевантаження впливають на їх довговічність.

Точне вимірювання і контроль електричних параметрів, а також тепловіддачі і загального стану трансформатора повинні ретельно контролюватися для забезпечення належної роботи трансформатора під навантаженням. Регулярний огляд і технічне обслуговування є запорукою тривалої і безперебійної роботи трансформатора.

### 3.2 Паралельна робота трансформаторів

Паралельна робота трансформаторів означає, що вторинні обмотки підключені до загального навантаження, а первинні обмотки живляться від одного джерела живлення. При паралельній роботі трансформатора необхідно враховувати різні фактори, щоб уникнути негативного впливу на обладнання. Розглянемо докладніше умови паралельної роботи силових трансформаторів.

Рівність груп з'єднань обмоток існує кілька груп з'єднань обмоток трансформатора. Кожна група має кут зсуву фаз між первинною і вторинною напругою. Тому, якщо паралельно з'єднати два трансформатори з різними групами з'єднання обмоток, через обмотки протікає великий зрівняльний струм, що призводить до виходу трансформатора з ладу. Тому першою умовою паралельного з'єднання трансформаторів є однаковість груп з'єднання обмоток.

Номінальна потужність трансформатора – другою умовою паралельної роботи трансформатора є те, що співвідношення номінальних потужностей не повинно перевищувати 1:3.

Наприклад, якщо силовий трансформатор розрахований на 1000 кВА, він може працювати паралельно з іншим трансформатором потужністю від 400 кВА до 2500 кВА. Третя умова полягає в тому, що номінальні напруги обмоток, пов'язані з спільною роботою трансформаторів, повинні бути рівними. Різні напруги у вторинних обмотках трансформатора викликають однакові струми, що призводить до падіння напруги і непотрібних втрат. Допускається незначні відхилення напруги, тобто різниця в коефіцієнт трансформації до 0,5 %. У трансформаторах коефіцієнт трансформації можна регулювати, збільшуючи або зменшуючи кількість витків обмотки, враховуючи положення перемикаючих пристроїв, таких як перемикачі ступенів і пристрої РПН. При необхідності за допомогою цих пристроїв можна відрегулювати напругу на трансформаторі до необхідного значення, підключити вторинні обмотки і переключити трансформатор на паралельну роботу.

Напруга короткого замикання. Такий параметр, як напруга короткого замикання, вказується на кожному трансформаторі в паспорті. Ця величина являє собою відсоток від номінальної напруги, яку необхідно прикласти до первинної



обмотки силового трансформатора, щоб номінальний струм потік через первинну обмотку і замкнув виводи вторинної обмотки.

Напруга короткого замикання характеризує внутрішній опір обмотки силового трансформатора. Тому вмикання трансформатора з різною напругою короткого замикання призводить до розбалансування внутрішнього опору трансформатора, що спричиняє нерівномірне навантаження на трансформатор при вмиканні навантаження. При цьому навантаження розподіляється обернено пропорційно напрузі короткого замикання, тобто трансформатор з меншою напругою короткого замикання перевантажений. Тому четвертою умовою паралельної роботи трансформаторів є рівність їхніх напруг короткого замикання. Допускається різниця в 10% від напруги короткого замикання.

Розподіл навантаження між різними трансформаторами. Якщо необхідно з'єднати трансформатори для паралельної роботи, виникає питання, як розподілити навантаження між трансформаторами різної потужності. Якщо вищезазначені умови виконуються, навантаження на один трансформатор розподіляється пропорційно відповідно до його номінальної потужності. Однак, незважаючи на те, що паспортні дані відповідають вищевказаним умовам, фактичні параметри, задіяні в паралельній роботі трансформатора, можуть дещо відрізнятися. Це пов'язано, головним чином, з технічним станом трансформатора, можливими невідповідностями в процесі виробництва або змінами в конструкції під час ремонту або технічного обслуговування. В такому випадку при ввімкненні трансформатора на паралельну роботу може спосерігатися нерівномірний розподіл навантаження.

Можливим вирішенням цієї проблеми є зміна коефіцієнта трансформації шляхом увімкнення РПН під навантаженням або РПН під навантаженням. При цьому напруга на вторинній стороні трансформатора повинна бути відрегульована експериментально таким чином, щоб напруга обмотки трансформатора навантаження була вищою, ніж напруга обмотки трансформатора навантаження була вищою, ніж напруга інших трансформаторів. Після того, як трансформатор підібраний з урахуванням вищевказаних умов, необхідно виконати ще одну важливу умову при з'єднанні виводів вторинної

обмотки необхідно забезпечити захист фаз, щоб уникнути аварійної ситуації в мережі через коротке замикання між фазами. Перед підключенням клем вторинної обмотки необхідно переконатися, що підключаються однойменні клеми. Для цього використовується спеціальний індикатор фази.

Коли трансформатори з'єднуються для паралельної роботи, не менш важливо вибрати відповідне обладнання для підключення до мережі. Вибір розподільчих пристроїв і з'єднувальних струмопроводів з боку високої і низької напруги трансформатора здійснюється на основі номінального струму обмоток трансформатора з урахуванням допустимих умов короточасних перевантажень. Вибір захисних апаратів – високовольтних вимикачів, автоматичних вимикачів або запобіжників – повинен забезпечувати недопущення перевантаження обмоток понад допустиму величину і забезпечувати захист від можливості виникнення короткого замикання в мережі.

### 3.3 Допустимі перевантаження в трансформаторі

Під час роботи силового трансформатора він повинен бути перевантажений в певний час протягом 1 дня, щоб запобігти щоденному зносу ізолятора обмотки від перегріву і перевантаження в інший час, не перевищуючи знос трансформатора. Вважається, що температура зносостійкого утеплювача, відповідна режиму роботи, збільшує термін його служби в 2 рази. Допустимий час перевантаження трансформатора  $t$  становить 1 день 1 раз, що визначається коефіцієнтом перевантаження  $K_2$  в залежності від коефіцієнта вихідного навантаження трансформатора  $k_1$ , номінальної потужності  $S_n$ , Системи охолодження, постійної тривалості нагріву і відповідної еквівалентної потужності до максимального струму і декомунізованого струму трансформатора відповідно, тоді як еквівалентне значення розуміється як середньоквадратичне значення до надходження великого навантаження і між максимальним значенням. Схема вантажопідйомності трансформатора  $K_2 (k_1)$ , відповідна різним періодам циклічної перевантаження дозволяє трансформатору запускатися з цього початкового стану і характеризується коефіцієнтом  $K_1$ ,

визначеним 10-годинним щоденним графіком навантаження (t) . Перед максимумом візьміть до уваги час t періодичного навантаження і знайдіть допустимий коефіцієнт перевантаження K2 під час максимального навантаження трансформатора. Еквівалентна температура охолоджуючого повітря, ізоляція об'ємної лінії трансформатора, однакове споживання тертя, певне навантаження і можливість використання можуть змінювати температуру повітря для отримання певної температури. При майже постійному навантаженні і без періодичних добових і сезонних коливань еквівалентна температура охолоджуючого повітря дорівнює 20°C.

Максимальне середнє навантаження  $I(t)$  – це номінальна потужність типу трансформатор і трансформатор складають 1% від несертифікованого сегмента типу, а перевантаження становить 15%. Загальне навантаження становить 150% від номінальної між зимою і декомунізацією. Аварійні ситуації, короткочасна перевантаження трансформатора, номінальне значення перевищує допустиму потужність, витрата тертя ізоляції об'ємної лінії збільшується, а довговічність трансформатора невелика

Допускається короткочасна перевантаження аварійного трансформатора.

Таблиця 3.1 - Термін служби трансформатора

Трансформатор	Перевантаження сверхномінального струму %	Загальна тривалість перевантаження трансформатора хв	Перевантаження сверхномінального струму %	Загальна тривалість перевантаження трансформатора хв
Маслонаповнений сухий	30	120	20	60
	45	80	30	45
	60	45	40	32
	75	20	50	18
	100	10	60	5

Це перевантаження дозволена у всіх системах охолодження, якщо верхня температура масла не перевищує  $115^{\circ}\text{C}$ , незалежно від попереднього режиму, температури охолоджуючого повітря і його положення. Крім того, для масляних трансформаторів, що працюють з винадними коефіцієнтами навантаження при змінних навантаженнях на підстанціях з декількома трансформаторами, повинна бути встановлена програма включення і виключення паралельних трансформаторів для досягнення економічного режиму роботи. У реальному випадку необхідно трохи відхилитися від розрахункової моделі, щоб кількість робочих перемикачів в трансформаторах не перевищувало  $10^{\circ}\text{C}$  протягом дня. Тобто не обов'язково вимикати трансформатор хоча б на 2 – 3 години.

Сучасні трансформатори, що працюють з високою магнітною індукцією, пов'язані зі збільшенням втрат електричної енергії, використовуваної для нагріву магнітопроводу, тому тривале збільшення первинної напруги, що працює при значному збільшенні первинної напруги, дозволяє трансформатору досягнути 25% від встановленого напруги на відгалуженні при навантаженні до 5%. Номінальна потужність – 10% є прийнятою і розрахована на 1 годину номінального навантаження за 6 днів.

## 4 ОХОРОНА ПРАЦІ

### 4.1 Задача розділу

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

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

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

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

Основним завданням розділу є:

- Розрахунок параметрів заземлюючого пристрою трансформатора, відповідно дипломної роботи

### 4.2 Технічні рішення з безпечної експлуатації маслonaповненого обладнання

До робіт на маслonaповненому обладнанні допускаються особи, які мають відповідну групу з електробезпеки, які вивчили будову та принцип дії регенераційної установки і здали залік. Трансформаторне масло є не тільки легко займистою, але і отруйною рідиною. Тому працівники, пов'язані з

обслуговуванням маслонаполненого обладнання, мають право на отримання спецхарчування.

Після відключення масляним вимикачем струму КЗ ні в якому разі не можна запалювати сірники або входити з відкритим вогнем в камеру вимикача, так як там може утворитися вибухова суміш.

При експлуатації регенераційних установок, що працюють за схемою «кислота-земля», слід вживати заходів обережності щодо поводження з сірчаною кислотою.

Очищення масла під напругою повинна застосовуватися лише в разі неможливості зняття напруги з апарату або в разі, якщо відключення трансформатора буде пов'язано з недовідпуском електроенергії споживачам. До очистки масла під напругою може бути допущений лише персонал, повністю освоїв методику очищення масла із застосуванням адсорберів або центрифуги, після перевірки знань відповідних інструкцій і правил безпеки.

Очищення масла під напругою може проводитися на відкритих підстанціях напругою 35 кВ і вище, причому кількість залитого в трансформатор масла повинно бути не менше 500 кг. Крім того, ємність розширювача трансформатора повинна бути такою, щоб після включення адсорбційної установки рівень масла в розширювачі не знизиться по відношенню до верхньої позначки початкового рівня більше ніж на  $1/2$ .

Для виключення розтікання пролитого масла і забезпечення пожежної безпеки під обладнанням (трансформатором або установкою) влаштовують гравійну засипку для збору і регенерації масла.

#### 4.3 Розрахунок кількості та опору заземлюючих електродів і напруги кроку

Заземлення заземлюючого контуру виконане через круглий заземлюючий електрод діаметром 25мм, довжиною 300мм. Через заземлювач в наслідок електричного замикання в землю почав протікати електричний струм  $I$ . Для

більшого спрощення припустимо, що ґрунт однорідний, тобто в будь-якій точці має однаковий питомий опір  $\rho$ , Ом·м.

Дано:  $I_{\text{зам}}=20$  А;  $x_{1c}=2$ м;  $x_{2c}=7$ м;  $x_{3c}=10$ м;  $\rho=2000$  Ом·м;

Вид ґрунту – чорнозем;  $r=0,7$  м.

Розв'язання

$$U_k = \frac{I \cdot \rho}{2 \cdot \pi \cdot x^2} \quad (4.1)$$

Напруга на відстані 1,2,3 кроки від заземлюючого електроду:

$$U_{k1} = \frac{20 \cdot 2000}{2 \cdot 3,14 \cdot 4} = 1592 \text{ В / м} \quad (4.2)$$

$$U_{k2} = \frac{20 \cdot 2000}{2 \cdot 3,14 \cdot 16} = 398,09 \text{ В / м} \quad (4.3)$$

$$U_{k3} = \frac{20 \cdot 2000}{2 \cdot 3,14 \cdot 64} = 99,5 \text{ В / м} \quad (4.4)$$

Розрахунок заземлюючого пристрою.

Дано:  $d_B=40$  мм;  $L_B=3,0$  м;  $a=3,0$  м;  $H_0=0,8$ ;  $R_{\text{дон}}=3$  Ом;  $R_{\text{п.з.}}=14$  Ом;  $B_c=40 \times 4$  мм;  
ґрунт чорнозем, кліматична зона III

Розв'язок

$$\eta_r = \frac{a}{1} = \frac{3,0}{3,0} = 1$$

Згідно ПУЕ  $R_g \leq 4$  Ом

$$\rho_{\text{табл}} = 100 \text{ Ом}, K_c = 1,3$$

$$\rho_{\text{розр}} = \rho_{\text{табл}} \cdot K_c = 100 \cdot 1,3 = 130 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

$$H = H_0 + \frac{L_B}{2} = 0,8 + \frac{3,0}{2} = 2,3 \text{ м}$$

$$d_{\text{екв}} = 0,95 \cdot 0,035 = 0,33 \text{ м}$$

$$R_B = \frac{\rho_{\text{розр}}}{2 \cdot \pi \cdot L_B} \left( \ln \frac{2 \cdot L_B}{d_{\text{экв}}} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot H + L_B}{4 \cdot H - L_B} \right) = \frac{130}{2 \cdot \pi \cdot 3.0} \left( \ln \frac{2 \cdot 3.0}{0.33} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot 2.3 + 3.0}{4 \cdot H - 3.0} \right) = 22.329$$

$$R_D = 4 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{III}} = \frac{R_D \cdot R_{\text{п.з.}}}{R_{\text{п.з.}} - R_D} = \frac{4 \cdot 14}{14 - 4} = 5.6 \text{ Ом}$$

$$\text{При } \eta_B = 1$$

$$\eta_{\text{оп}} = \frac{R_B}{R_{\text{III}} \cdot \eta_B} = \frac{22,329}{5,6 \cdot 1} = 3,987 \approx 4 \text{ шт}$$

$$\text{При } \eta_B = 0,66$$

$$\eta_B = \frac{\eta_{\text{оп}}}{n} = 4 / 0,66 = 6 \text{ шт}$$

$$R_{\text{розрВ}} = \frac{R_B}{n \cdot \eta_B} = \frac{22,329}{6 \cdot 0,66} = 4,87 \text{ Ом}$$

$$L_C = 1,05 \cdot a \cdot n = 1,05 \cdot 3 \cdot 6 = 18,9 \text{ м}$$

$$R_r = \frac{\rho_{\text{розр}}}{2 \cdot \pi \cdot L_C} \ln \frac{2 \cdot \pi \cdot L_C^2}{H_0 \cdot B_C} = \frac{130}{2 \cdot \pi \cdot 18,9} \ln \frac{2 \cdot \pi \cdot 18,9^2}{0,8 \cdot 0,04} = 12,162 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{грозр}} = \frac{R_r}{0,40} = 12,162 / 0,40 = 30,406 \text{ Ом}$$

$$a / l = 1 \quad \eta_B = 6 \rightarrow \eta_r = 0,4$$

$$R_{\text{грозр}} = \frac{R_{\text{розрВ}} \cdot R_{\text{розрГ}}}{R_{\text{розрВ}} + R_{\text{розрГ}}} = \frac{4,87 \cdot 30,406}{4,87 + 30,406} = 4,197 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{заг}} = \frac{R_{\text{п.з.}} \cdot R_{\text{розр}}}{R_{\text{п.з.}} + R_{\text{розр}}} = \frac{14 \cdot 4,197}{14 + 4,197} = 3,229 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{заг}} > R_{\text{доп}}$$



## 5 РОЗРАХУНОК ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ КЕС

### 5.1 Техніко-економічне обґрунтування проектування даної станції

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

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

- визначити найбільш доцільні режими роботи енергетичного устаткування, його поточне експлуатаційне обслуговування, забезпечити його максимальну експлуатаційну готовність;
- забезпечити безперебійне постачання станцій паливом, водою, допоміжними експлуатаційними і ремонтними матеріалами, запасними частинами до устаткування і їхнє нормування;
- забезпечити добір експлуатаційного персоналу станцій і мереж, нормування й організацію його праці, інструктаж і спостереження за якістю його роботи, економічне стимулювання;
- забезпечити організацію заробітної плати працівників електростанцій і мереж і відповідної преміальної системи, що стимулює підвищення продуктивності їх праці.

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

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

Будь-яка виробнича діяльність вимагає також організації постійного обліку праці, матеріалів, коштів і відповідної регулярної звітності, визначення основних показників результатів виробничої діяльності енергосистеми й окремих її елементів і техніко-економічного аналізу цих показників.

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

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

## 5.2 Визначення кошторисної вартості проектованої ТЕС

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

Загальна сума капіталовкладень по окремих розділах і в цілому по розрахунках станції має бути розподілена на будівельно-монтажні роботи, на придбання обладнання і решту затрат у відсотковому співвідношенні, яке вказане в табл 5.1.

В практиці будівництва ТЕС всі затрати по розділах кошторисно-фінансового розрахунку визначають, виходячи з виконання фізичного об'єму робіт. В дипломному проектуванні така можливість відсутня, і визначення кошторисної вартості будівництва ТЕС починають з розділу 2 "Об'єкти основного виробничого призначення", виходячи з питомих капіталовкладень.

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

№	Глави звітнього 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%	7896000	2%	315840	48%	7580160	15792000
2	Об'єкти основного виробничого призначення	800	60,0%	451200000	39,0%	293280000	1,0%	7520000	752000000
3	Об'єкти підсобного, виробничого і обслуговуючого персоналу	1,2%	80%	7219200	20%	1804800			9024000
4	Об'єкти енергетичного господарства	1,9%	85%	12144800	15%	2143200			14288000
5	Об'єкти транспортного господарства та зв'язку	3%	95%	21432000	5%	1128000			22560000
6	Зовнішні мережі і споруди водопостачання, каналізації, теплопостачання	3,0%	90%	20304000	10%	2256000			22560000
7	Упорядкування території	0,5%	100%	3760000					3760000
8	Тимчасові будівлі та споруди	4%	80%	24064000	10%	3008000	10%	3008000	30080000
9	Інші роботи та затрати	3%					100%	22560000	22560000
10	Утримання дирекції та авторський нагляд	0,20%					100%	1504000	1504000
11	Підготовка експлуатаційних кадрів	0,30%					100%	2256000	2256000
12	Проектні і дослідні роботи	5,0%					100%	37600000	37600000
13	Роботи і затрати по створенню водосховища	1%					100%	7520000	7520000
	Всього по главах 1-13			548020000		303935840		89548160	941504000

Табл 5.1 – Вартість основних виробничих фондів

Питомі капіталовкладення:

$$k_{num} = K_{\Sigma 0} / N_{вст.}$$

$$k_{num} = 941504000 / 940000 = 1001,6.$$

### 5.3 Розрахунок собівартості електроенергії на станції

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

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

#### Амортизація основних фондів

Амортизація – це систематичний розподіл вартості основних засобів, яка амортизується протягом строку їх корисного використання. Амортизація основних фондів – відшкодування їх зношування, пов'язане з поступовою втратою їх вартості і перенесення її на продукцію, що виготовляється. Амортизація нараховується протягом строку корисного використання підприємством при визначенні цього об'єкта активом. Метод амортизації об'єкта основних засобів обирається підприємством самостійно. Існують такі методи нарахування амортизації: прямолінійний, прискореного зменшення залишкової вартості, кумулятивний та виробничий.

На електричній станції амортизація відраховується при розрахунках собівартості енергії, яка відпускається, перераховують тільки з виробничих фондів станції. При визначенні вартості основних виробничих фондів величину капітальних витрат беруть з таблиці 5.2. Для розрахунку амортизаційних відрахувань вартість основного виробництва (основних виробничих фондів) електростанції розбивають на три укрупнені групи  $\Phi 1$ ,  $\Phi 2$ ,  $\Phi 3$ .

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

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

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

Розрахуємо вказані показники:

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

$$\Phi 2 = K_{\Sigma тр};$$

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

Розрахунок суми амортизаційних відрахувань зводимо в таблицю:

Табл 5.2. – Розрахунок суми амортизаційних відрахувань

Групи ОФ	Вартість ОФ	Норма амортизації ОФ, %	Сума амортизаційних відрахувань
$\Phi 1$	631619840	7%	44213388,8
$\Phi 2$	225600000	25%	5640000
$\Phi 3$	287324160	20%	57464832
Разом			107318220,8

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

де  $S_a$  – сумарні амортизаційні відрахування;

$H_i$  – норма амортизації відповідної групи.

$$S_a = 631619840 \cdot 7\% + 225600000 \cdot 25\% + 287324160 \cdot 20\% = 107318220,8 \text{ грн.}$$

Розрахунок фонду заробітної плати

Для визначення затрат на зарплату необхідно розрахувати чисельність персоналу станції:

$$P = k_{ум} \cdot N_{вст},$$

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

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

$k_{ум}$  для ТЕС дорівнює 1,6.

$$P = 1,6 \cdot 940 = 1504 \text{ чоловіка.}$$

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

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

Для цього можна використати таке співвідношення:

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

Підраховавши, отримаємо:

Робітники	1308 чол.
ІТР	150 чол.
Службовці	32 чол.
МОП	14 чол.

Фонд заробітної плати по окремих категоріях персоналу:

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

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

$n_i$  – чисельність персоналу по категоріях.

Табл. 5.3. – Розрахунок чисельності персоналу

Категорія персоналу	Зарплата, грн./місяць	Річний фонд зарплати
Робітники	17600	276249600
ІТР	20800	37440000
Службовці	25600	9830400
МОП	11200	1881600
Разом за рік		491465472

#### Розрахунок затрат на інші витрати

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

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

де  $P_p = 22\%$ .

$$S_{in} = (107318220,8 + 491465472 + 10394769432) \cdot 22\% = 2460583167 \text{ грн.}$$

#### Визначення собівартості відпущеної електроенергії

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

Сумарні експлуатаційні витрати виробництва

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

$$S = 107318220,8 + 491465472 + 10394769432 + 2460583167 = 13454136292 \text{ грн.}$$

Собівартість відпущеної електроенергії:

$$C = S / E_{відн},$$

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

$$C = 13454136292 / 5359706 = 251,0238 \text{ коп/кВт·год}$$

Табл 5.4. – Розрахунок собівартості електроенергії

Елементи витрат	Сума річних витрат	Собівартість енергії	
		%	коп/кВт·год
Амортизація	107318220,8	0,8%	2,0023
Зарплата	491465472	3,7%	9,1696
Паливо	10394769432	77,3%	193,9429
Інші	2460583167	18,3%	45,9089
Разом	13454136292	100%	251,0238

## 5.4 Аналіз отриманих результатів

Табл. 5.4 - Основні техніко-економічні показники ЕС

Потужність станції	940	МВт
Склад обладнання	1x300+4x160	
Річний виробіток електроенергії	5359706,00	МВт·год
Коефіцієнт витрати електроенергії на ВП	6%	
Коефіцієнт обслуговування	1,600	чол./МВт
Кошторисна вартість промислового будівництва	941504000	грн.
Питомі капітальні вкладення	1001,6	грн./кВт
Собівартість відпущеної електроенергії	251,0238	коп/кВт·год



## ВИСНОВКИ

У цій магістерській роботі була спроектована КЕС, встановлена потужність якої 940 МВт. Спроектована станція призначена для видачі потужності в енергосистему і забезпечення електроенергією споживачів місцевого району. Крім того, ця станція має запас резервної потужності.

В роботі були розраховані графіки навантаження електростанції, а також обчислені техніко-економічні показники роботи станції.

Для спроектованої КЕС було обрано котлоагрегати типу Пп-950/255ГМ, та турбогенератори типу ТВВ-165-2 та турбогенератор типу ТГВ-300-2У3.

Основне електротехнічне обладнання, що було обрано для спроектованої станції:

1. 4 турбогенераторів типу ТВВ-165-2 ( $P_{\text{ном}} = 160$  МВт);
  - 1 турбогенератор типу ТГВ-300-2У3 ( $P_{\text{ном}} = 300$  МВт);
2. Блочний трансформатор типу ТДЦ-200000/110 ( $S_{\text{ном}} = 200$  МВА), блочний трансформатор типу ТДЦ-400000/330 ( $S_{\text{ном}} = 400$  МВА), з'єднувальний автотрансформатор типу АТДЦТН-125000/330/110 ( $S_{\text{ном}} = 125$  МВА).
3. Система власних потреб, яка забезпечує надійне, безперебійне живлення усіх споживачів ВП, а також запуск генераторів. Живлення системи ВП станції здійснюється через трансформатори власних потреб (ТВП) – ТРДНС 25000/35 ( $S_{\text{ном}} = 25$  МВА, 35/10,5 кВ) та ТДНС10000/35 ( $S_{\text{ном}} = 10$  МВА, 35/10,5 кВ, від пускорезервного трансформатора власних потреб ПРТВП 1 - ТРДН-40000/110 ( $S_{\text{ном}} = 40$  МВА, 110/10,5 кВ), який отримує живлення від ВРП-110кВ та від високої сторони з'єднувального автотрансформатора за допомогою ПРТВП 2 – ТРДНС-25000/35 ( $S_{\text{ном}} = 25$  МВА, 36,7/10,5 кВ).

Видача електроенергії в енергосистему відбувається на напрузі 330 кВ, забезпечення електроенергією місцевих споживачів – на напрузі 110 кВ. Обидва розподільчі пристрої 330 і 110 кВ – відкриті (ВРП). Для ВРП 330 кВ на основі техніко-економічного порівняння 2-х схем ВРП була вибрана схема 3/2, від ВРП 330 кВ відходять 3 повітряні лінії електропередач (ПЛЕП) 330 кВ, які зв'язують

КЕС і енергосистему. Для ВРП 110 кВ була прийнята схема 2 системи збірних шин з обхідною, від ВРП 110 кВ відходить 7 ПЛЕП 110 кВ.

Розподільчі пристрої власних потреб 6,3 кВ виконані за схемою з трьома секціонованими системами збірних шин.

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

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

## СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Електричне обладнання підстанцій систем електропостачання [Орлович А.Ю., Плешков П.Г., Козловський О.А., Співак О.В., Котиш А.І., Величко Т.В.]; М-во освіти і науки України, Центральнoукр. нац. техн. ун-т.– Кропивницький : Видавець Лисенко В.Ф., 2019. – 272 с.
2. <https://uk.wikipedia.org/wiki/transoformer> .
3. 1. Проектування електричної частини електричних станцій : навчальний посібник / П. Д. Лежнюк, В. М. Лагутін, В. В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2009. – 194 с.
2. Електричні системи і мережі. Частина 1: навчальний посібник / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський. – Вінниця : ВНТУ, 2020. – 203 с.
3. Бондаренко Є. А., Кутін В. М., Лежнюк П. Д. Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та
4. ДСТУ 2293 2014 “Охорона праці. Терміни та визначення”.
5. Методичні вказівки до виконання магістерських кваліфікаційних робіт для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» (освітня програма «Електричні станції») [Електронний ресурс] / уклад.: П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, В. В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2023. – 96 с.
6. Економіка і організація виробництва: навчальний посібник для здобувачів ступеня бакалавра за технічними та інженерними спеціальностями / Петренко К. В., Скоробогатова Н. Є. - К.: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2019. – 177 с.
7. Паралельна робота трансформаторів [Електронний ресурс]. – <https://moyaosvita.com.ua/fizuka/paralelna-robota-transformatoriv/>
8. <https://uadepe.ru/interier/15222-dopustimi-perevantazhennja-transformatoriv>
9. Бондаренко Є. А., Кутін В. М., Лежнюк П. Д. Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах для

студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Навчальний посібник. Вінниця, ВНТУ, 2018. 121 с.

10. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів: НПАОП 40.1-1.21-98: Затв. 09.01.1998 № 4 /Держ. Комітет України по нагляду за охороною праці. Київ, 2008. 150 с.

## **ДОДАТКИ**

**ДОДАТОК А**  
**ПРОТОКОЛ**  
**ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ**  
**ЗАПОЗИЧЕНЬ**

Назва роботи: Розвиток електричної системи 1.Електрична частина конденсаційної електростанції потужністю 940 МВт з дослідженням перевантажень трансформатора

Тип роботи: Комплексна 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)

Артюх О.В.  
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи \_\_\_\_\_  
(підпис)

Вишневський С.Я.  
(прізвище, ініціали)

## ДОДАТОК Б - Технічне завдання КМКР

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

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

\_\_\_\_\_ (підпис)

" \_\_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 2023 р.

**ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ**

на виконання комплексної магістерської кваліфікаційної роботи  
**Розвиток електричної системи 1. Електрична частина конденсаційної  
електростанції потужністю 940 МВт з дослідженням перевантажень  
трансформаторів**  
08-13.МКР.003.00.004 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н.

\_\_\_\_\_ Вишневський С.Я.

(підпис)

Магістр групи 1ЕС-22м

\_\_\_\_\_ Артюх О.В.

(підпис)

Вінниця 2023 р.

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

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

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

## **2. Мета і призначення КМКР**

а) мета – Проектування електричної частини теплової електростанції з дослідженням перевантажень трансформатора;

б) призначення розробки – виконання комплексної магістерської кваліфікаційної роботи.

## **3. Джерела розробки**

Список використаних джерел розробки:

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

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

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

Передбачається спорудження конденсаційної станції у західному регіоні України.

– технічне завдання : Електрична частина конденсаційної електростанції потужністю 940 МВт з дослідженням перевантажень трансформатора з чотирма турбогенераторами потужністю 160 МВт та ще одним турбогенератором потужністю 300 МВт. В систему, приєднання до якої знаходиться на відстані 600 км, потужність віддається по ЛЕП 330 кВ.

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



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

– показники технологічності: проектування 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 КМКР 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 перевантажень трансформатора	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 КМКР, ілюстративні матеріали, відгук наукового керівника, відгук рецензента, протоколи складання державних іспитів, анотації до КМКР українською та іноземною мовами.

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

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

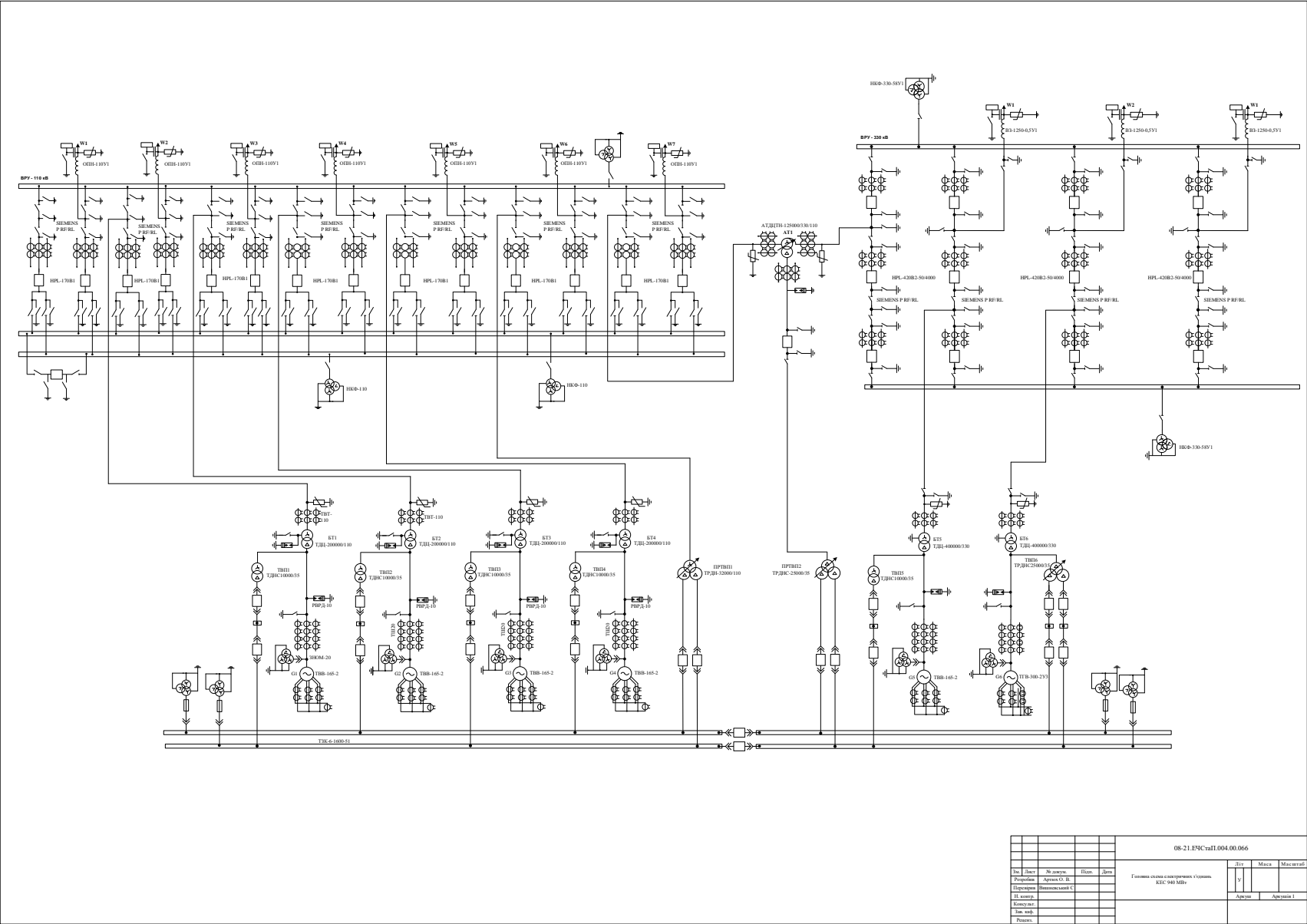
## **9. Вимоги до оформлення КМКР**

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 КМКР з обмеженим доступом**

Відсутні.

ДОДАТОК В - Головна схема електричних з'єднань 940 МВт (4x160+1x300)



				08-21.ЕЧСаІІ.004.00.066		
Діа. Ліній	30 ліній	План	Дата	Діа.	Макс.	Макс.раб.
Розробив	Артем О. В.			✓		
Перевірив	Володимир С.					
Із. змінив						
Комп'ютер.				Артем	Артем І.	
Інв. наб.						
Рисув.						

ДОДАТОК Г - ПРЕЗЕНТАЦІЯ ДО МАГІСТЕРСЬКОЇ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ  
РОБОТИ



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

**РОЗВИТОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ СИСТЕМИ 1.  
ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА КОНДЕНСАЦІЙНОЇ  
ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ 940 МВТ З  
ДОСЛІДЖЕННЯМ ПЕРЕВАНТАЖЕНЬ  
ТРАНСФОРМАТОРА**

Керівник роботи: к.т.н., ст.викл каф. ЕСС

Вишневський С.Я.

Виконав: студент групи 1ЕС-22М

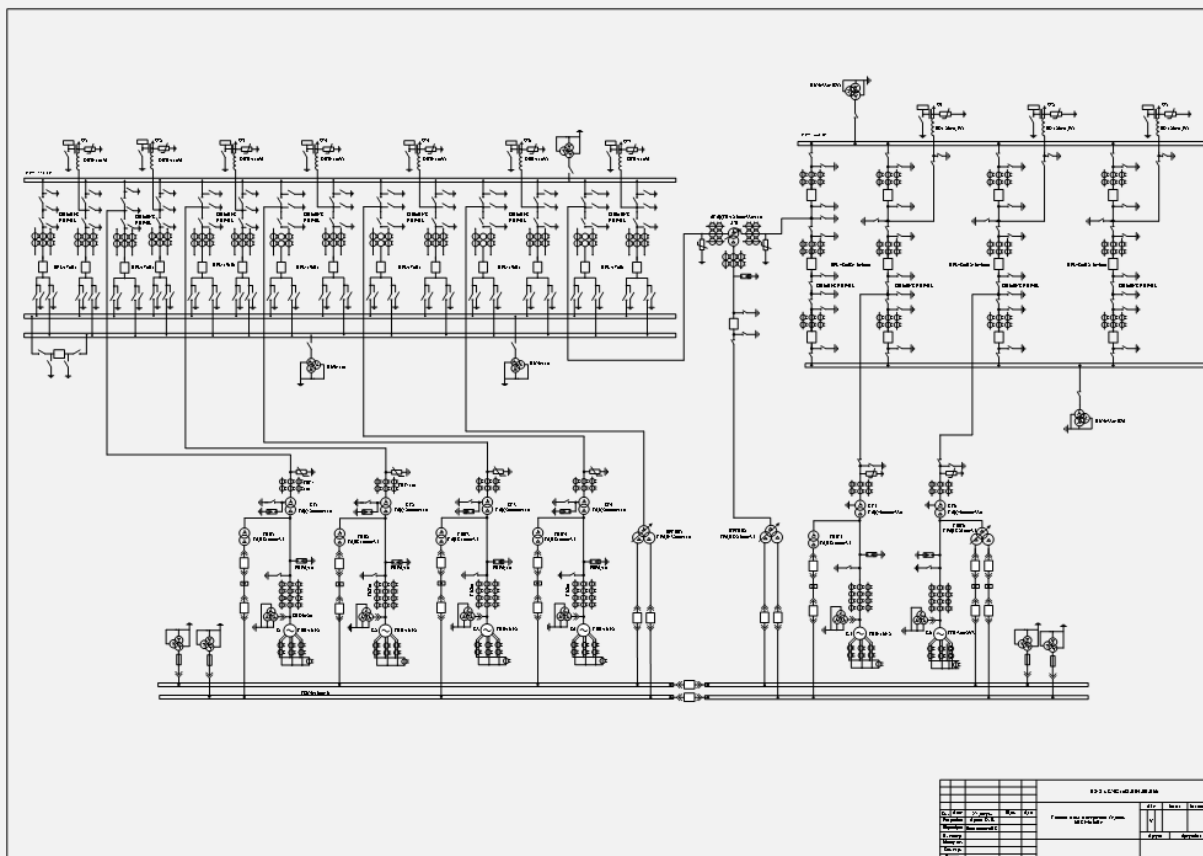
Артюх О.В.

- **Актуальність.** З плином часу спостерігається стабільний ріст енергопотреби в різних секторах, таких як промисловість, транспорт, технології та побут. Розширення потужностей електростанцій і модернізація електричних систем стають невід'ємною частиною забезпечення стабільного енергопостачання. Однак експлуатація конденсаційних електростанцій пов'язана з низкою технічних проблем, зокрема з проблемою перевантаження трансформаторів. Зараз на електричних станціях, в експлуатації знаходиться велика кількість трансформаторів які відпрацювали чимало років. Але заміна відпрацьованого електричного обладнання на нове для подальшої надійної та безперебійної, а також безпечної передачі електроенергії ускладнена відсутністю коштів. Тому актуальною стає задача розробки нових технічних умов використання.
- **Метою роботи** є проектування КЕС з 4 турбогенераторами ТВВ-165-2 та 1 турбогенератором ТГВ-300-2УЗ. забезпечення ефективності, стабільності та надійності електропостачання в умовах зростаючої потреби в електроенергії та швидкого розвитку технологій.
- **Об'єктом дослідження** є

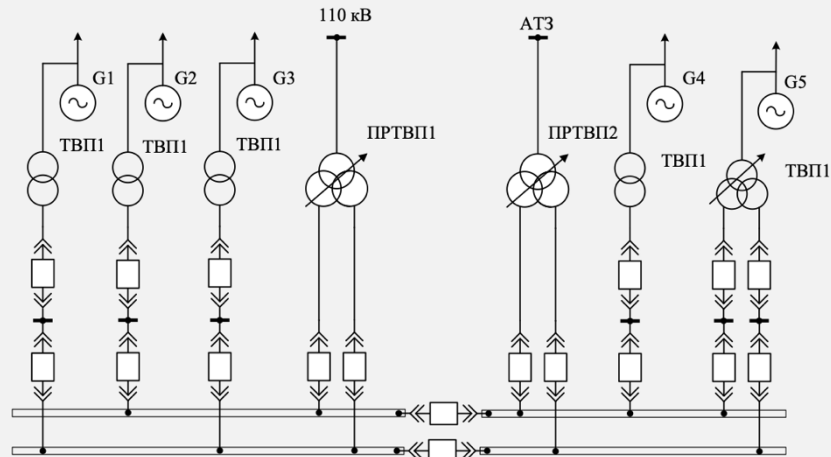
- Відповідно до вказаної мети в роботі розв'язуються такі **основні завдання**:
  - Розрахунок основних техніко-економічних показників КЕС;
  - Проектування головної схеми електричних з'єднань КЕС
  - Вивчення фізичних принципів роботи трансформаторів ;
  - Дослідження основних параметрів та властивостей трансформаторів
  - Аналіз навантажувальної здатності трансформаторів
  - Виявлення факторів,що викликають перевантаження трансформаторів.
  - Збір та аналіз даних про роботу трансформаторів на конденсаційних електростанціях.

- **Об'єктом дослідження** даної магістерської дипломної роботи електрична частина конденсаційної електростанції, яка включає схеми, компоненти, обладнання та системи, що необхідні для надійної та ефективної роботи при великому промисловому навантаженні. Дослідження включає аналіз та оптимізацію схем, визначення оптимальних параметрів і режимів роботи з метою забезпечення надійності, ефективності та економічності.
- **Предметом дослідження** – є проектування електричної частини конденсаційної електростанції та вивченні перевантажень трансформатора. Дослідження включає аналіз проектування електричних систем конденсаційних електростанцій, розгляд основних елементів та компонентів електричної частини, аналіз вимог, стандартів та нормативних документів, визначення оптимальних схемних рішень та параметрів електричної частини, проведення чисельних експериментів та аналіз отриманих результатів.
- Усі результати досліджень є самостійним внеском автора у магістерську роботу.

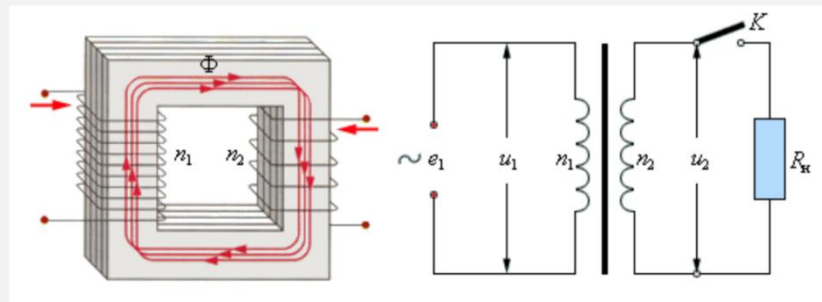
### ГОЛОВНА СХЕМА ЕЛЕКТРИЧНИХ З'ЄДНАНЬ 940 (4 × 160+1 × 300) МВТ.



## СХЕМА ВЛАСНИХ ПОТРЕБ



## БУДОВА Й ПРИНЦИП ДІЇ



Найпростіший трансформатор складається з обмоток на спільному осерді. Одна з обмоток під'єднана до джерела змінного струму. Ця обмотка називається первинною. Інша обмотка, вторинна, служить джерелом струму для навантаження.

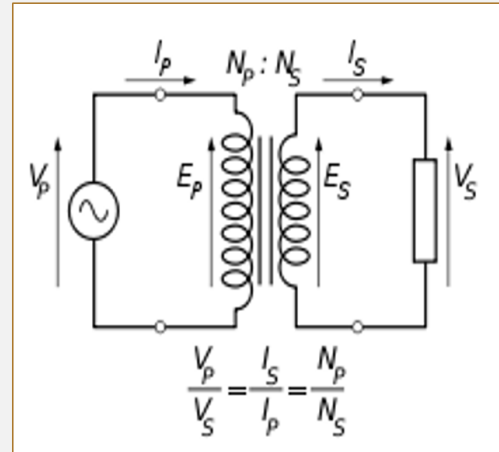


Створений струмом у первинній обмотці змінний магнітний потік викликає появу е.р.с у вторинній обмотці, оскільки обидві обмотки мають спільне осердя. Співвідношення е.р.с у вторинній обмотці й напруги на первинній залежать від кількості витків у обох обмотках.

В ідеальному випадку:

$$\frac{U_S}{U_P} = \frac{N_S}{N_P} = \frac{I_P}{I_S}$$

Таким чином, перетворення напруги й сили струму в трансформаторів визначається кількістю витків у первинній та вторинній обмотках. Напруга пропорційна кількості витків, тоді як сила струму обернено пропорційна їй.



## ВИКОРИСТАННЯ ДВОХ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА ПАРАЛЕЛЬНУ РОБОТУ

Паралельна робота трансформаторів – це робота, коли їхні вторинні обмотки підключені до спільного навантаження, а первинні обмотки заживлені від однієї мережі.

Паралельне включення трансформаторів використовується:

1. при коливаннях навантаження (в цьому випадку для забезпечення номінального навантаження трансформаторів та мінімальних втрат, їхню кількість, включених на паралельну роботу, визначається відповідно до підключеного навантаження);
2. для забезпечення резервування (у випадках аварій або ремонтів трансформаторів);
3. якщо потужність, на яку потрібно включити трансформатор, перевищує потужність, на яку виготовляється трансформатор (у випадках, коли краще використати, наприклад, два трансформатори меншої потужності, ніж один занадто великої потужності для заданого навантаження).

## ДОПУСТИМІ ПЕРЕВАНТАЖЕННЯ В ТРАНСФОРМАТОРІ

- Допустимі перевантаження в трансформаторі визначаються його конструкцією, тепловими характеристиками та специфікаціями виробника. Основні аспекти, які важливі при розгляді допустимих перевантажень, включають:
  1. **Теплова стійкість:**
    1. **Теплова потужність:** Визначається тепловими втратами трансформатора та його здатністю відводити тепло. Допустиме перевантаження пов'язане з тим, наскільки швидко та ефективно трансформатор може розсіювати вироблене тепло.
  2. **Температурні межі:**
    1. **Максимальна температура масла та обмоток:** Допустима температура внутрішніх елементів трансформатора визначається його конструкцією. Перевищення цих температур може призвести до пошкоджень і скорочення терміну служби.
  3. **Імпульсні перевантаження:**
    1. **Короткочасні перевантаження:** Трансформатори можуть тимчасово терпіти перевантаження під час короткочасних навантажень, але ці періоди повинні бути обмежені.
  4. **Засоби охолодження:**
    1. **Тип охолодження:** Трансформатори можуть мати різні системи охолодження, такі як природне охолодження або охолодження маслом. Це впливає на їхню здатність розсіювати тепло та допустимі перевантаження.
- У будь-якому випадку, важливо дотримуватися рекомендацій виробника трансформатора щодо його експлуатації та обслуговування. Також важливо враховувати нормативні вимоги та стандарти, які можуть застосовуватися у вашому регіоні чи галузі.

## ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ СТАНЦІЇ

⊕ Табл. 1. – Розрахунок собівартості електроенергії

Елементи витрат	Сума річних витрат	Собівартість енергії	
		%	код/кВт·год
Амортизація	107318220,8	0,8%	2,0023
Зарплата	491465472	3,7%	9,1696
Паливо	10394769432	77,3%	193,9429
Інші	2460583167	18,3%	45,9089
Разом	13454136292	100%	251,0238

⊕ Табл.2 - Основні техніко-економічні показники ЕС

Потужність станції	940	МВт
Склад обладнання	1x300+4x160	
Річний виробіток електроенергії	5359706,00	МВт·год
Коефіцієнт витрати електроенергії на ВП	6%	
Коефіцієнт обслуговування	1,600	год./МВт
Кошторисна вартість промислового будівництва	941504000	грн.
Питомі капітальні вкладення	1001,6	грн./кВт
Собівартість відпущеної електроенергії	251,0238	код/кВт·год

## ВИСНОВКИ

- В У цій магістерській роботі була спроектована КЕС, встановлена потужність якої 940 МВт. Спроекована станція призначена для видачі потужності в енергосистему і забезпечення електроенергією споживачів місцевого району. Крім того, ця станція має запас резервної потужності.
- В роботі були розраховані графіки навантаження електростанції, а також обчислені техніко-економічні показники роботи станції.
- В економічному розділі наведені техніко-економічні показники, в тому числі собівартість виробленої електроенергії та кошторисна вартість проєктованої електростанції. Проаналізувавши результати, можна зробити висновок, що собівартість виробленої електроенергії становить
- 251 коп/кВт-год. Така електростанція є економічно доцільною, оскільки вартість електроенергії знаходиться в межах середньої вартості електроенергії для атомних електростанцій.

ДЯКУЮ ЗА УВАГУ

