

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

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

**«Розробка електричної частини конденсаційної електростанції
потужністю 1700 МВт з дослідженням методів контролю стану ізоляції
силових трансформаторів за показниками часткових розрядів»**

Виконав: студент 2-го курсу, групи ЕС-24м
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка з
освітня програма «Електричні станції»

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Кармазін Б.М.
(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС

Собчук Н. В.
(прізвище та ініціали)

« 10 » листопада 2025 р.

Опонент: к.т.н., доцент каф. ЕССЕМ

Бабенко О. В.
(прізвище та ініціали)

« 11 » листопада 2025 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., проф. Комар В. О.

(прізвище та ініціали)

« 12 » листопада 2025 р.

Вінниця ВНТУ - 2025 рік

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О

24 вересня 2025 року

ЗАВДАННЯ **НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

Кармазіну Богдану Миколайовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. Розробка електричної частини конденсаційної електростанції потужністю 1700 МВт з дослідженням методів контролю стану ізоляції силових трансформаторів за показниками часткових розрядів

керівник роботи к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС Собчук Н. В.

затверджена наказом вищого навчального закладу від 24.09.2025 року № 313

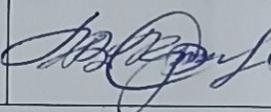
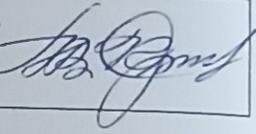
2. Строк подання студентом роботи 09 грудня 2025 року

3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів. Тип палива – вугілля; генератори – 1700 МВт (3x300+1x800); максимальне навантаження місцевого району 250 МВт; напруга мережі району 220 кВ; максимальна потужність, що віддається в систему 1100 МВ; відстань до місця приєднання до енергосистеми 610 км.

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Огляд літератури та аналіз стану питання. 2. Дослідження методів контролю стану ізоляції силових трансформаторів за показниками часткових розрядів. 3. Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок. 4. Економічна частина. Виновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень): 1. Графіки електричних навантажень станції. 2. Схеми ВРУ 220 кВ та 500кВ. 3. Схема власних потреб станції. 4. Головна ізоляція силових трансформаторів з урахуванням характеристик часткових розрядів.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Собчук Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		

7. Дата видачі завдання 17 вересня 2025 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Примітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	16.09.25	18.09.25	Вик
2	Огляд літератури та аналіз стану питання	19.01.25	08.10.25	Вик
3	Характеристика конденсаційної електростанції потужністю 1700 МВт	09.10.25	22.10.25	Вик
4	Дослідження методів контролю стану ізоляції силових трансформаторів за показниками часткових розрядів	23.10.25	27.10.25	Вик
5	Економічна частина	28.10.25	05.11.25	Вик
6	Оформлення пояснювальної записки	06.11.25	17.11.25	Вик
7	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	19.11.25	28.11.25	Вик
8	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР			Вик
9	Рецензування МКР			Вик
10	Захист МКР			

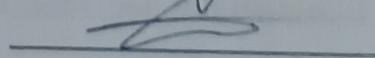
Студент



(підпис)

Б.М. Кармазін

Керівник роботи



Н. В. Собчук

АНОТАЦІЯ

УДК 621.316.3

Кармазін Богдан Миколайович «Розробка електричної частини конденсаційної електростанції потужністю 1700 МВт з дослідженням методів контролю стану ізоляції силових трансформаторів за показниками часткових розрядів». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця : ВНТУ. 2025. 100 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 22 назв; рис.: 43; табл. 36.

У магістерській кваліфікаційній роботі виконано проектування електричної частини конденсаційної електростанції потужністю 1700 МВт із зосередженням на вивченні методів діагностики стану ізоляції силових трансформаторів за параметрами часткових розрядів. Розглянуто конструктивні характеристики ізоляційного масла та обладнання, що використовується для контролю ізоляції. Проведено розрахунки допустимих рівнів напруги та оцінки технічного стану ізоляційних систем. Проаналізовано основні механізми старіння ізоляційних матеріалів і чинники, які прискорюють цей процес. Також досліджено потенційно небезпечні та шкідливі виробничі фактори, що впливають на персонал, який обслуговує високовольтне обладнання.

Ключові слова: конденсаційна електростанція, старіння ізоляції, діелектричні матеріали, деградація ізоляції, часткові розряди, високовольтне обладнання.

ABSTRACT

UDC 621.316.3

Karmazin Bogdan Mykolayovych “Development of the electrical part of a condensing power plant with a capacity of 1700 MW with a study of methods for monitoring the insulation condition of power transformers by partial discharge indicators”. Master's qualification work in the specialty 141 – Electric power, electrical engineering and electromechanics. Vinnytsia: VNTU. 2025. 100 p.

In Ukrainian. Bibliography: 22 titles; Fig.: 43; Table. 36.

The master's qualification work includes the design of the electrical part of a condensing power plant with a capacity of 1700 MW with a focus on studying methods for diagnosing the insulation condition of power transformers by partial discharge parameters. The design characteristics of the insulating oil and equipment used for insulation monitoring are considered. Calculations of permissible voltage levels and assessments of the technical condition of insulation systems are carried out. The main mechanisms of aging of insulating materials and factors that accelerate this process are analyzed. Potentially dangerous and harmful production factors affecting personnel servicing high-voltage equipment are also investigated.

Keywords: condensing power plant, insulation aging, dielectric materials, insulation degradation, partial discharges, high-voltage equipment.

ЗМІСТ

Вступ.....	8
1 ОГЛЯД ЛІТЕРАТУРИ ТА АНАЛІЗ СТАНУ ПИТАННЯ.....	10
1.1 Дослідження сучасного стану розвитку конденсаційних електростанцій та методів контролю ізоляції силових трансформаторів.....	10
2 ХАРАКТЕРИСТИКА КОНДЕНСАЦІЙНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ 1700 МВТ.....	14
2.1 Графіки електричних навантажень станції.....	14
2.2 Вибір силового обладнання.....	21
2.3 Вибір структурної схеми станції.....	23
2.4 Вибір схеми власних потреб.....	25
2.5 Вибір схем розподільчих пристроїв станції.....	29
2.6 Розрахунок струмів короткого замикання.....	40
2.7. Знаходження ударного струму та періодичної і аперіодичної складових струму КЗ в заданий момент часу.....	41
2.8.Вибір гнучких збірних шин РП 500 кВ та РП 220 кВ.....	46
2.9 Вибір комутаційної апаратури.....	54
2.10 Вибір вимірювальних трансформаторів.....	56
2.11 Вибір апаратури для обмеження перенапруг, шунтуючих реакторів та високочастотних загороджувачів.....	59
2.12 Вибір установки постійного струму.....	61
2.13 Розрахунок блискавкозахисту ВРП 500 кВ.....	64
3 ЧАСТКОВІ РОЗРЯДИ: ПРИРОДА, КЛАСИФІКАЦІЯ ТА ВПЛИВ НА ІЗОЛЯЦІЮ.....	67
3.1 Фізичні механізми виникнення часткових розрядів, їх параметри та діагностичне значення.....	67
3.2 Руїнування масло-бар'єрної ізоляції часткових розрядів.....	73
3.3 Тривала міцність масло-бар'єрної ізоляції і допустимі напруженості.....	74

3.4 Огляд сучасних методів вимірювання ЧР, обладнання для діагностики, порівняння їх ефективності.....	79
4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА	82
4.1 Визначення кошторисної вартості спорудження проектованої електростанції.....	82
4.2 Визначення собівартості виробітку електроенергії.....	84
5 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ МАСЛОНАПОВНЕНОГО ОБЛАДНАННЯ.....	92
5.1. Технічні рішення з безпечної експлуатації маслонаповненого обладнання.....	92
5.2 Розрахунок заземлюючого пристрою РП ВН.....	95
ВИСНОВКИ.....	97
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	99
ДОДАТКИ	
ДОДАТОК А Протокол перевірки кваліфікаційної роботи	
ДОДАТОК Б Технічне завдання МКР	
Додаток В Розрахунок струмів КЗ	

ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ

ПЗ – пояснювальна записка;

ВН – висока напруга;

НН – низька напруга;

ЛЕП – лінія електропередач;

ПС – підстанція;

ЕМ – електрична мережа;

РП – розподільчий пристрій;

РУ – розподільча установка (розподільчий пристрій);

РПН – регулювання напруги під навантаженням;

ДБН – Державні будівельні норми;

ПУЕ – правила улаштування електроустановок;

ДСТУ – Державний стандарт України.

ВСТУП

Актуальність теми. Сучасний розвиток енергетики вимагає підвищення надійності та ефективності роботи електроенергетичних об'єктів, зокрема конденсаційних електростанцій великих потужностей. Значну частку технічних відмов у високовольтному обладнанні становлять пошкодження ізоляції силових трансформаторів, яка з часом зазнає старіння під впливом термічних, електричних та механічних навантажень. Часткові розряди є одним із найважливіших діагностичних показників, що дозволяють своєчасно виявити дефекти ізоляції та попередити аварійні ситуації.

У зв'язку з цим питання розробки електричної частини конденсаційної електростанції з урахуванням методів контролю стану ізоляції силових трансформаторів набуває особливої актуальності. Використання сучасних технологій діагностики часткових розрядів забезпечує своєчасне виявлення критичних змін у роботі трансформаторів, підвищує рівень технічної безпеки та зменшує витрати на ремонтне обслуговування. Це сприяє підвищенню загальної ефективності, довговічності та безперебійності роботи електростанцій, що є ключовим фактором для стабільного функціонування енергосистеми України та її інтеграції до європейських енергетичних ринків.

Таким чином, дослідження методів контролю стану ізоляції силових трансформаторів за показниками часткових розрядів у складі проєкту електричної частини КЕС є важливим та своєчасним завданням, спрямованим на підвищення надійності та безпеки енергетичного обладнання.

Мета магістерської кваліфікаційної роботи: розробка електричної частини конденсаційної електростанції потужністю 1700 МВт та дослідження методів контролю стану ізоляції силових трансформаторів на основі аналізу показників часткових розрядів для підвищення надійності, ефективності й безпеки роботи високовольтного обладнання.

Задача дипломної роботи: Для досягнення поставленої мети в роботі розв'язані такі основні завдання:

- Проаналізовані технічні характеристики та принцип роботи конденсаційних електростанцій великої потужності.
- Розроблено електричну частину конденсаційної електростанції потужністю 1700 МВт, включно з вибором основного обладнання та побудовою однолінійної схеми.
- Досліджено конструкцію, властивості та особливості ізоляційних матеріалів силових трансформаторів, зокрема трансформаторного масла.
- Розглянуто фізичну природу часткових розрядів та проаналізувати їх вплив на стан ізоляції трансформаторів.
- Визначено та описано методи вимірювання і діагностики часткових розрядів, оцінити їх інформативність і практичне застосування.
- Розглянуто небезпечні та шкідливі виробничі фактори, які впливають на персонал, що працює з високовольтним обладнанням.
- Сформульовано рекомендації щодо підвищення ефективності контролю стану ізоляції трансформаторів та покращення надійності роботи електростанції.

Якщо хочеш, можу адаптувати під структуру саме твоєї роботи або стиль університету.

Об'єктом дослідження є електрична частина конденсаційної електростанції та ізоляційні системи силових трансформаторів, а **предмет дослідження** - методи контролю та діагностики стану ізоляції силових трансформаторів за показниками часткових розрядів і їх вплив на надійність роботи високовольтного обладнання.

Структура і обсяг роботи. Пояснювальна записка складається зі вступу, розділу з техніко-економічним обґрунтуванням проекту, а також визначення оптимальної структурно-технологічної схеми та основного обладнання. Проведено математичні розрахунки струмів КЗ та системи заземлення. Досліджено проблематику деградації ізоляції під впливом часткових розрядів. У кінці наведено загальні висновки та бібліографічний список. Обсяг основної частини роботи — 118 сторінок друкованого тексту. Матеріал доповнено 34 графічними зображеннями та 28 таблицями. Загальний обсяг кваліфікаційної роботи — 147 сторінок.

РОЗДІЛ 1 ОГЛЯД ЛІТЕРАТУРИ ТА АНАЛІЗ СТАНУ ПИТАННЯ

1.1 Дослідження сучасного стану розвитку конденсаційних електростанцій та методів контролю ізоляції силових трансформаторів

Сучасний розвиток електроенергетики характеризується тенденцією до збільшення встановлених потужностей електростанцій, оптимізації їх режимів роботи та підвищення вимог до надійності функціонування обладнання. Конденсаційні електростанції (КЕС) залишаються ключовою складовою енергетичного сектору та забезпечують стабільне покриття базових навантажень. У працях зарубіжних і вітчизняних авторів (Kuffel, Koch, Степанов, Слюсаренко та ін.) відзначається, що вдосконалення електричної частини КЕС є важливою умовою підвищення ефективності виробництва електроенергії, зниження експлуатаційних витрат і продовження ресурсу роботи трансформаторного та комутаційного обладнання. Значна увага приділяється питанням підвищення електричної міцності ізоляційних систем, оптимізації схемних рішень та впровадженню новітніх методів технічної діагностики.

Одним із найбільш критичних елементів електричної частини КЕС є силові трансформатори, які забезпечують передачу потужності між різними рівнями напруги. У літературі широко представлено дослідження деградації ізоляції трансформаторів під дією електричних, теплових, динамічних і хімічних факторів (Dakin, Montsinger, Hoekstra). Автори підкреслюють, що ізоляція трансформатора зазнає старіння протягом усього періоду експлуатації, а швидкість цього процесу визначає надійність роботи обладнання та частоту виникнення аварійних ситуацій. Доведено, що саме ізоляція, а не обмотки чи магнітопровід, найчастіше стає причиною виходу трансформаторів з ладу.

У роботах сучасних дослідників (Stone, Lemke, Borsi) детально описано властивості твердих і рідких ізоляційних матеріалів, умови їх експлуатації та

характерні прояви дефектів. Значну увагу приділено трансформаторному маслу як основному елементу рідкої ізоляції. Вчені підкреслюють, що волога, газові включення, продукти термічного розкладу, тверdotільні забруднення та окисні реакції значно знижують діелектричну міцність масла і прискорюють старіння паперової ізоляції. Література рекомендує впроваджувати регулярний моніторинг фізико-хімічних параметрів масла (вміст вологи, кислотне число, газовий аналіз), оскільки це є важливим індикатором загального технічного стану трансформатора.

Особливу увагу у наукових публікаціях приділено дослідженню часткових розрядів (ЧР) — одного з найчутливіших проявів дефектів у ізоляції. Частковий розряд визначається як локальний електричний пробій у частині діелектрика, що не спричиняє повного електричного пробою, але поступово руйнує ізоляційну структуру. У стандартах ІЕС та ІЕЕЕ наведено класифікацію часткових розрядів, їх параметри, вимоги до вимірювального обладнання та методики проведення випробувань. Наукові дослідження підтверджують, що ЧР є раннім симптомом таких дефектів, як:

- газові порожнини у твердій ізоляції;
- розшарування або тріщини у паперовій ізоляції;
- поверхневі розряди на межі «олія–ізолятор»;
- вологість у осерді або обмотках;
- забруднення ізоляційних проміжків.

У літературі узагальнено декілька груп методів діагностики часткових розрядів, кожна з яких має свої переваги:

1. Класичні електричні методи, описані в ІЕС 60270. Вони базуються на вимірюванні імпульсних струмів ЧР і дозволяють одержувати точні значення амплітуди та фази розрядів у електричному колі. Цей метод є стандартом для заводських і лабораторних випробувань.

2. Акустичні методи, які реєструють ультразвукові хвилі, що виникають під час ЧР. Їх перевага полягає в можливості визначення місця дефекту, що особливо корисно для великих трансформаторів КЕС.

3. УHF-методи (ультрависокочастотні), що базуються на реєстрації електромагнітних хвиль, які супроводжують виникнення часткових розрядів. Цей підхід має високу завадостійкість і застосовується на діючих підстанціях.

4. Оптичні методи, що фіксують світлове випромінювання при ЧР, але використовуються переважно у лабораторних дослідженнях.

У багатьох роботах відзначається, що найбільш ефективним є комбінований підхід, який поєднує декілька методів для підвищення точності виявлення та локалізації дефектів. Наприклад, комбінація електричних і акустичних методів дозволяє одночасно визначати інтенсивність та координати розрядів.

Сучасна література значну увагу приділяє питанню цифрового моніторингу часткових розрядів, який дозволяє вести безперервний контроль стану ізоляції у режимі онлайн. Розробки останніх років (Smart Grid, цифрові підстанції, системи SCADA та DGA-аналіз) забезпечують можливість раннього прогнозування дефектів та формування трендів старіння ізоляції. Це є критично важливим для великих енергогенеруючих об'єктів, де збій у роботі трансформатора може спричинити значні технічні та економічні наслідки.

Окремий пласт літератури присвячено моделюванню електричних напруг в ізоляційних системах трансформаторів та аналізу їх розподілу у різних режимах роботи. Використання програмних комплексів ANSYS, COMSOL Multiphysics, Matlab/Simulink дозволяє відтворити реальні процеси у ізоляції та оцінити вплив напруги, частоти, гармонік і теплових факторів на розвиток ЧР. Моделювання підтверджує, що локальні перевантаження напруги прискорюють виникнення дефектів ізоляції та підвищують інтенсивність часткових розрядів.

У науковій літературі також широко досліджуються методи прогнозування терміну служби трансформаторів. Моделі Dakin, Arrhenius, Duval, IEEE C57.91 дозволяють оцінювати залишковий ресурс ізоляції

залежно від температури, вологості, кількості часткових розрядів та інших факторів. Зокрема, дослідження показують, що навіть невелике збільшення температури експлуатації може суттєво скоротити строк служби паперової ізоляції за рахунок експоненційного прискорення хімічних процесів старіння.

Таким чином, аналіз літератури свідчить, що сьогодні питання контролю стану ізоляції трансформаторів є одним із пріоритетних напрямів розвитку енергетичної галузі. Вдосконалення методів вимірювання часткових розрядів, застосування цифрових систем моніторингу, розвиток математичних моделей старіння та оптимізація електричної частини КЕС створюють підґрунтя для підвищення надійності роботи високовольтного обладнання.

Узагальнення наукових джерел дає підстави стверджувати, що дослідження ізоляційних систем трансформаторів у контексті діяльності потужних конденсаційних електростанцій є надзвичайно актуальним. Впровадження сучасних діагностичних технологій дозволяє суттєво знизити ризики аварій, продовжити ресурс обладнання та покращити загальну ефективність функціонування енергосистеми, що відповідає світовим тенденціям розвитку інтелектуальних мереж.

2 ХАРАКТЕРИСТИКА КОНДЕНСАЦІЙНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ 1700 МВт

2.1 Графіки електричних навантажень станції

Режим роботи електростанцій задається графіками електричних і теплових навантажень що обслуговуються районом. Потужність електричних станцій повинна забезпечити покриття графіків навантажень з обліком втрат енергії, зв'язаних із її передачею з місця виробітки до місця перетворення, і витрата на власні потреби станції.

Графіки електричних навантажень виражені у відсотках від максимальної потужності району $P_{P_{MAX}}$ системи $P_{C_{MAX}}$.

Передача електроенергії зв'язана з втратами, що діляться на постійні ΔP_1 , що не залежать від струму навантаження, і змінні ΔP_2 пропорційні квадрату струмів навантаження. При розрахунку величину втрат можна прийняти [1]:

- а) у мережах місцевого району $\Delta P_1' = 0.01;$
 $\Delta P_2' = 0.06;$
- б) у мережах системи $\Delta P_1'' = 0.02;$
 $\Delta P_2'' = 0.14;$

Постійні втрати для району і систем підраховуються по формулах

$$\Delta P_{1p} = \Delta P_1' \cdot \Delta P_{p_{max}} = 0,01 \cdot 250 = 2.50 \text{ МВт}$$

$$\Delta P_{1c} = \Delta P_1'' \cdot \Delta P_{c_{max}} = 0,02 \cdot 1100 = 22 \text{ МВт},$$

і залишаються незмінними протягом доби.

Змінні втрати в будь-якій частині доби

Наприклад, 0-2 зима:

$$P_{2pt} = \Delta P_2' \cdot \frac{P_{pt}^2}{P_{p_{max}}} = 0,06 \cdot \frac{\left(\frac{90 \cdot 250}{100}\right)^2}{250} = 12.15 \text{ [МВт]}$$

$$P_{2ct} = \Delta P_2'' \cdot \frac{P_{ct}^2}{P_{cmax}} = 0,14 \cdot \frac{\left(\frac{90 \cdot 1100}{100}\right)^2}{1100} = 124.74 \text{ [МВт]},$$

Розрахунки інших частин доби виконуємо аналогічно. Результати вимірювань зводимо в таблицю(2.1)

Потужність, що віддається в місцевий район та систему відповідно:

Наприклад, 0-2 зима:

$$P_{room.t} = P_{pt} + \Delta P_{1p} + \Delta P_{2pt} = \left(\frac{90 \cdot 250}{100}\right) + 2.50 + 12.15 = 239.65 \text{ [МВт]}$$

$$P_{coor.t} = P_{ct} + \Delta P_{1c} + \Delta P_{2ct} = \left(\frac{90 \cdot 1100}{100}\right) + 22 + 124.74 = 1139.74 \text{ [МВт]}$$

Розрахунки інших частин доби виконуємо аналогічно. Результати вимірювань зводимо в таблицю (1.1)

Сумарна потужність, що віддається із шин електростанції:

$$P_{отд.t} = P_{room.t} + P_{coor.t}$$

Наприклад, 0-6 зима: $P_{отд.t} = 239.65 + 1139.74 = 1376.39 \text{ [МВт]}$

Розрахунки інших частин доби виконуємо аналогічно. Результати вимірювань зводимо в таблицю(2.1)

В залежності від величини $P_{отд.t}$ приблизно визначається витрата електроенергії на власні потреби (в. п.) станції:

$$P_{с.н.t} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{P_{отд.t}}{P_{уст}}\right) \cdot \frac{P'_{с.н.} \cdot P_{отд.мах}}{100}$$

Наприклад, 0-6 зима:

$$P_{с.н.t} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{P_{отд.t}}{P_{уст}}\right) \cdot \frac{P'_{с.н.} \cdot P_{отд.мах}}{100} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{1376.39}{1700}\right) \cdot \frac{3 \cdot 1543.5}{100} = 41.016$$

[МВт],

де $P_{уст} = 1700$ [МВт] - установлена потужність станції, приведена в завданні;

$P'_{с.н.} = 3\%$ - максимальне навантаження власних потреб, %, стосовно встановленої потужності електростанції по [1, табл. 1.1];

$P_{отд.мах} = 1543.5$ [МВт] - максимальна потужність що віддається із шин станції.

Розрахунки інших частин доби виконуємо аналогічно. Результати вимірювань зводимо в таблицю(2.1)

Потужність ,що виробляється електростанцією:

$$P_{вир.т} = P_{отд.т} + P_{с.н.т}$$

0-6 зима

$$P_{вир.т} = P_{отд.т} + P_{с.н.т} = 1376.39 + 41.016 = 1417.41 \text{ [МВт]}.$$

Розрахунки інших частин доби виконуємо аналогічно. Результати вимірювань зводимо в таблицю(2.1)

По приведеному алгоритму розраховуються графіки електричних навантажень для зимової і літньої доби. Дані зводяться в таблицю 2.1.

Дані для побудови графіків електричних навантажень.

Таблиця 2.1

Період доби, г		0-2	2-4	4-8	8-11	11-13	13-18	18-20	20-24
Навантаження місцевого району, %	зима	90,00	95,00	92,00	98,00	82,00	92,00	100,00	85,00
	літо	85,00	90,00	87,00	92,00	77,00	87,00	95,00	80,00
Навантаження місцевого району, МВт	зима	225,00	237,50	230,00	245,00	205,00	230,00	250,00	212,50
	літо	212,50	225,00	217,50	230,00	192,50	217,50	237,50	200,00
Постійні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	зима	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50
	літо	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50
Змінні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	зима	12,15	13,54	12,70	14,41	10,09	12,70	15,00	10,84
	літо	10,84	12,15	11,35	12,70	8,89	11,35	13,54	9,60
Потужність, що віддається в місцевий район, МВт	зима	239,65	253,54	245,20	261,91	217,59	245,20	267,50	225,84
	літо	225,84	239,65	231,35	245,20	203,89	231,35	253,54	212,10
Навантаження системи, %	зима	90,00	95,00	92,00	98,00	82,00	92,00	100,00	85,00
	літо	85,00	90,00	87,00	92,00	77,00	87,00	95,00	80,00
Навантаження системи, МВт	зима	990,00	1045,00	1012,00	1078,00	902,00	1012,00	1100,00	935,00
	літо	935,00	990,00	957,00	1012,00	847,00	957,00	1045,00	880,00
Постійні втрати потужності в мережах системи, МВт	зима	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00
	літо	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00
Змінні втрати потужності в мережах системи, МВт	зима	124,74	138,99	130,35	147,90	103,55	130,35	154,00	111,27
	літо	111,27	124,74	116,56	130,35	91,31	116,56	138,99	98,56
Потужність, що віддається в систему, МВт	зима	1136,74	1205,98	1164,35	1247,90	1027,55	1164,35	1276,00	1068,26
	літо	1068,26	1136,74	1095,56	1164,35	960,31	1095,56	1205,98	1000,56
Сумарна потужність, що віддається з шин станції, МВт	зима	1376,39	1459,52	1409,54	1509,81	1245,14	1409,54	1543,50	1294,10
	літо	1294,10	1376,39	1326,92	1409,54	1164,20	1326,92	1459,52	1212,66
Витрати на власні потреби, МВт	зима	41,02	42,37	41,56	43,20	38,87	41,56	43,75	39,67
	літо	39,67	41,02	40,21	41,56	37,55	40,21	42,37	38,34
Потужність що виробляється генераторами ЕС, МВт	зима	1417,41	1501,90	1451,10	1553,00	1284,01	1451,10	1587,25	1333,77
	літо	1333,77	1417,41	1367,12	1451,10	1201,75	1367,12	1501,90	1251,00

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

- Максимальне навантаження станції $P_{\max} = 1587.247$ [МВт].

- Річний виробіток електроенергії $E_r = \sum_{i=1}^m P_{\text{вир.}t_i} \cdot t_i$;

$$E_r = \sum_{i=1}^m P_{\text{вир.}t_i} \cdot t_i = 12266161.4 \text{ [МВт}\cdot\text{ч]}$$

- Установлена потужність станції $P_{\text{уст}} = 1700$ [МВт].

- Середнє навантаження станції $P_{\text{cp}} = \frac{E_r}{T}$;

$$P_{\text{cp}} = \frac{E_r}{T} = \frac{12266161.4}{8760} = 1400.25 \text{ [МВт]}.$$

- Коефіцієнт заповнення графіка $K_3 = \frac{P_{\text{cp}}}{P_{\max}}$

$$K_3 = \frac{P_{\text{cp}}}{P_{\max}} = \frac{1400.25}{1587.247} = 0.88219$$

- Коефіцієнт використання встановленої потужності $K_y = \frac{P_{\text{cp}}}{P_{\text{уст}}}$

$$K_y = \frac{P_{\text{cp}}}{P_{\text{уст}}} = \frac{1400.25}{1700} = 0.8237$$

- Число годин використання встановленої потужності $T_{\text{уст}} = \frac{E_r}{P_{\text{уст}}}$

$$T_{\text{уст}} = \frac{E_r}{P_{\text{уст}}} = \frac{12266161.4}{1700} = 7215.396 \text{ год.}$$

- Число годин використання максимальної потужності $T_{\max} = \frac{E_r}{P_{\max}}$

$$T_{\max} = \frac{E_r}{P_{\max}} = \frac{12266161.4}{1587.247} = 7727.95 \text{ год.}$$

- Коефіцієнт резерву $K_{\text{pee}} = \frac{P_{\text{уст}}}{P_{\max}}$

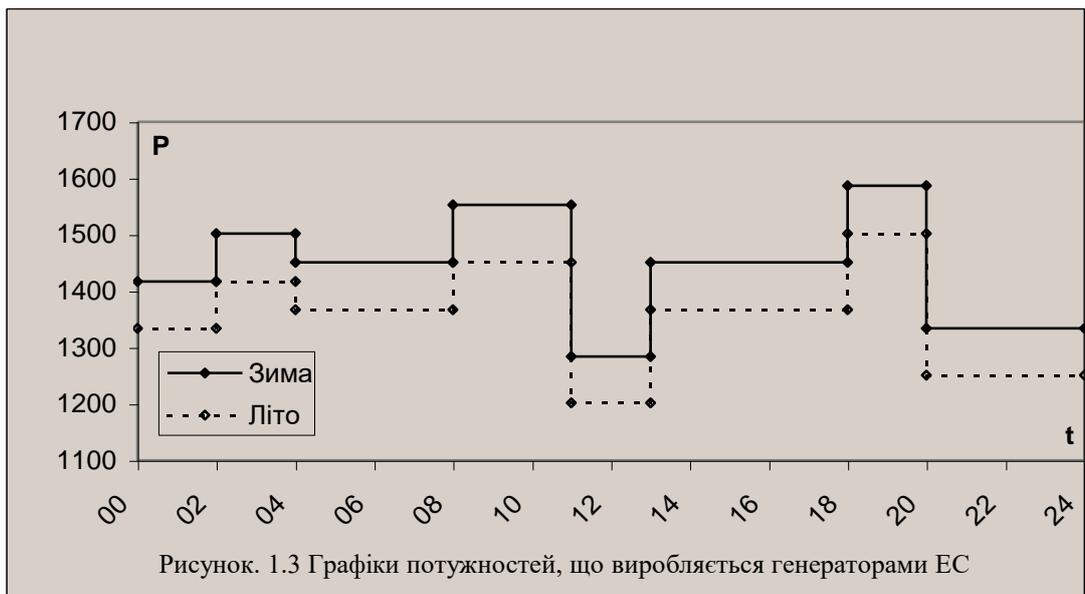
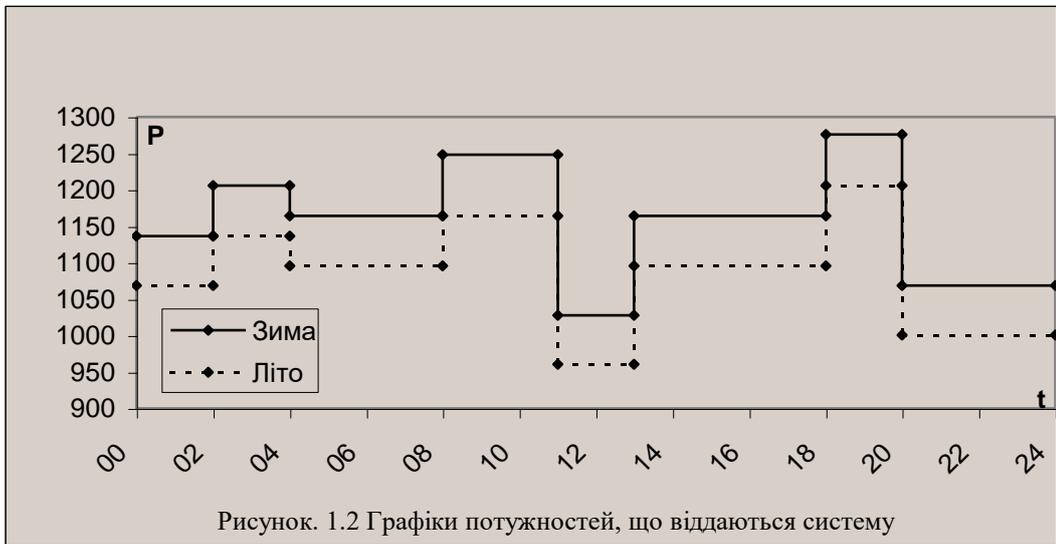
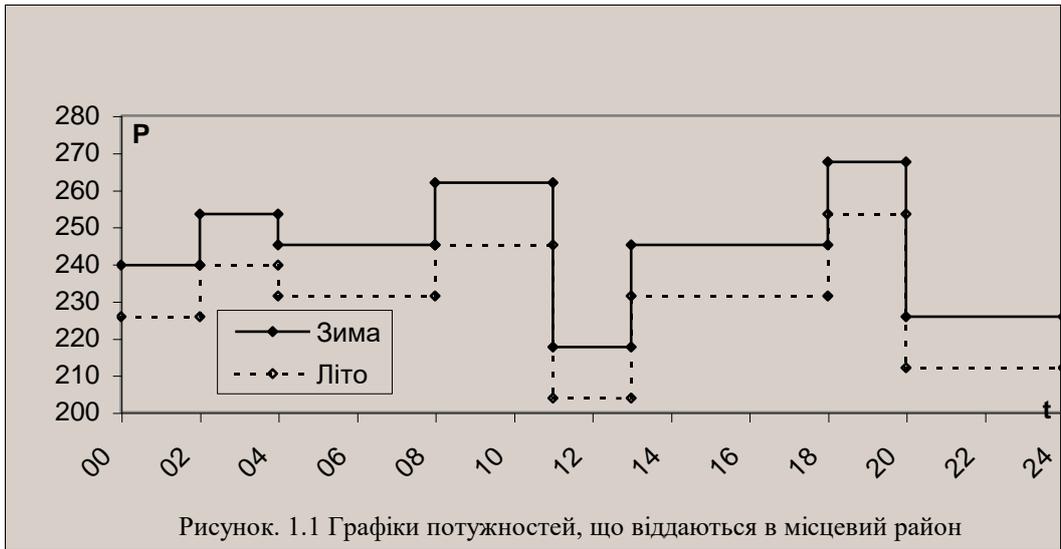
$$K_{\text{pee}} = \frac{P_{\text{уст}}}{P_{\max}} = \frac{1700}{1587.247} = 1.07104$$

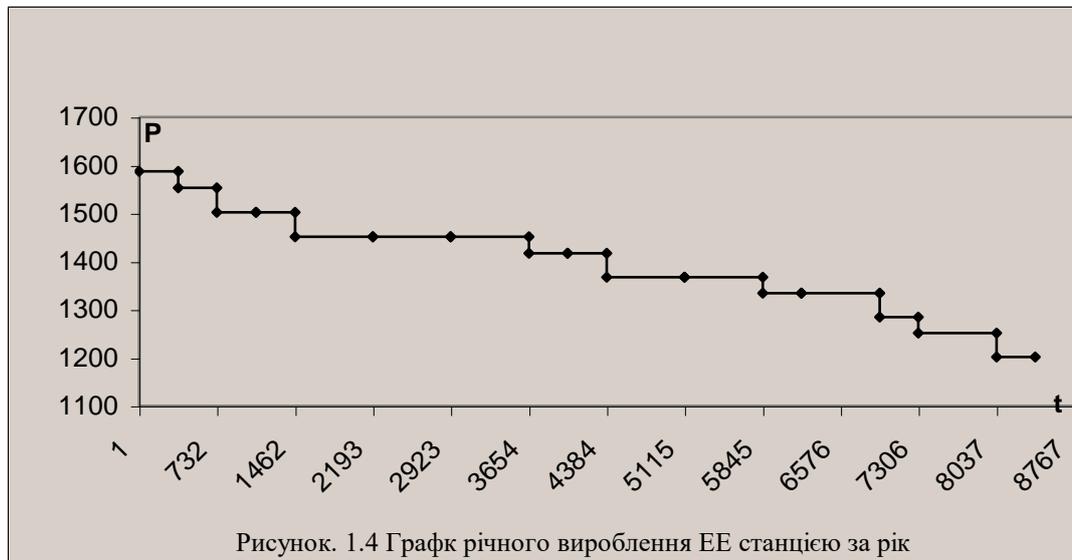
По даним розрахунку будуємо добові графіки навантаження системи, місцевого району і генераторів електричної станції для зими та літа (рис. 2.1, рис. 2.2 та рис. 2.3) та річний графік по тривалості, приймаючи тривалість зимового періоду 183, а літнього 182 дні. (рис. 2.4)

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 будуємо 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.





2.2 Вибір силового обладнання

Тип та одинична потужність турбін, що встановлюються на ТЕС, яка проектується, визначаються виходячи з типу та встановленої потужності станції; на КЕС - конденсаційні турбіни типу К.

Відповідно до завдання вибираємо 3 конденсаційну турбіну типу К-300-240 і 1 конденсаційну турбіну типу К-800-240.

Таблиця 2.2

Тип турбіни	К-300-240	К-800-240
Номінальна потужність, МВт	300	800
Тиск свіжої пари, Атм	240	240
Температура свіжої пари, °С	560	560
Температура проміжного перегріву, °С	560	565
Витрати свіжої пари при номінальному навантаженні, т/ч	865	2560
Кількість	3	1

Вибір парогенераторів.

Параметри пари (температура, тиск) та кількість котлів на КЕС визначаються зробленим раніше вибором парових турбін. Паропродуктивність парогенераторів вибирається: для блочних КЕС – по максимальному пропуску гострої пари через турбіну з урахуванням власних потреб і запасом до 3%. Для турбін К-300-240 вибираємо 3 парогенератори ПП-950/255ГМ, та 1 парогенератор ПП-2650-255ГМ для турбін К-800-240.

Таблиця 2.3. Номінальні дані парогенераторів

Марка котлоагрегату	Продуктивність, т/год	Електр. потужність МВт	Параметри пари			Паливо
			Тиск на виході, ата	Температура пари, °С		
				Перв.	Втор.	
ПП-950/255ГМ	950	300	255	565	570	Газ, мазут
ПП-2650/255ГМ	2650	800	255	545	545	Газ, мазут

Вибір електричних генераторів

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

Вибираємо турбогенератор типу ТГВ-300-2УЗ та турбогенератори типу ТГВ-800-2УЗ із номінальними параметрами:

Таблиця 2.4.

Тип генератора	ТГВ-300-2УЗ	ТГВ-800-2УЗ
Повна номінальна потужність, МВА	353	941
Активна номінальна потужність, МВт	300	800
Номінальна напруга U_n , кВ	20	24
Коефіцієнт потужності $\cos \phi$	0,85	0,85
Надперехідний індуктивний опір x_d''	0,242	0,219
Кількість	3	1

2.3 Вибір структурної схеми станції

Проектування схеми приєднання станції до системи полягає у виборі напруг, на яких буде видаватися електроенергія числа і пропускної спроможності ліній на кожній напрузі. У відповідності з різноманітним вихідним умовам видача електроенергії від електростанції може здійснюватися на одній, двох і трьох підвищених напругах.

При виборі числа та пропускної здатності ліній напругою 110 кВ і вище повинні виконуватись умови:

1) при відключенні однієї лінії повинна забезпечуватись видача всієї потужності КЕС;

2) при одночасному відключенні двох ЛЕП в повній її схемі або при аварійному відключенні однієї лінії в ремонтному стані схеми мережі допускається обмеження потужності, але по можливості без зупинки блоків.

Відповідно до завдання приймаємо відстань до системи 500 км.

Кількість ЛЕП визначаємо по наступних формулах:

Для системи:
$$n_{500} = \frac{P_{c \max}}{P_{np \text{ з } 500}} + 1$$

$$n_{500} = \frac{P_{c \max}}{P_{np \text{ з } 500}} + 1 = \frac{1276}{900} + 1 = 2.417 \Rightarrow \text{приймаємо 3 ліній}$$

Для місцевого району:
$$n_{220} = \frac{P_{p \max}}{P_{np \text{ з } 220}} + 1$$

$$n_{220} = \frac{P_{p \max}}{P_{np \text{ з } 220}} + 1 = \frac{267.5}{200} + 1 = 2.338 \Rightarrow \text{приймаємо 3 ліній}$$

Вибір трансформаторів полягає у визначенні їх числа, типу і номінальної потужності. Рекомендується застосовувати трифазні трансформатори. У тих випадках, коли неможливо вибрати трифазні трансформатори, допускається застосування груп із двох трифазних або трьох однофазних трансформаторів. Всі трансформатори й автотрансформатори, крім двухобмоточних блокових трансформаторів, повинні мати пристрої регулювання напруги під

навантаженням (РПН).

Приведемо формули для визначення номінальної потужності трансформаторів.

При виборі потужності блокового трансформатора (автотрансформатора) враховуються наступні умови:

$$S_{\text{номБТ}} \geq S_{\text{номГ}} - S_{\text{ВП}}$$

де: $S_{\text{номГ}}$ - номінальна потужність генератора, [МВА];

$S_{\text{ВП}}$ - навантаження власних потреб, [МВА].

$$S_{\text{ВП}} = P'_{\text{ВП}} S_{\text{номГ}}$$

БТ у блоці з генератором типу ТГВ-300-2У3 :

$$S_{\text{ВП}} = P'_{\text{ВП}} S_{\text{номГ}} = 0,03 \cdot 353 = 10,59 \text{ [МВА]}$$

$$S_{\text{номБТ}} \geq S_{\text{номГ}} - S_{\text{ВП}} = 353 - 10,59 = 342,41 \text{ [МВА]}$$

Вибираємо блочний трансформатор за умовою $S_{\text{номБТ}} \geq 342,41$.

Та напругою на високій стороні $U_{\text{ВН1}} = 500 \text{ кВ}$ і $U_{\text{ВН2}} = 220 \text{ кВ}$

За цією умовою приймаємо трансформатор: ТДЦ400000/500 та ТДЦ400000/220

$$S_{\text{номБТ}} = 400 > 342,41 \text{ [МВА]}$$

Аналогічно обираємо інші блочні трансформатори.

Параметри трансформаторів зводимо у таблицю 2.5.

Таблиця 2.5.

Поз.на схеми	Тип трансформатора	$S_{\text{ном}}$ МВА	$U_{\text{обм.}}$ В		кВт		$U_{\text{к}}\%$
			ВН	НН	Т-Т		
					$P_{\text{х}}$	$P_{\text{к}}$	ВН-НН
БТ1	ТНЦ1000000/500	1000	525	24	570	1800	14,5
БТ2-3	ТДЦ400000/500	400	525	20	315	790	13
БТ4	ТДЦ400000/220	400	242	20	330	880	14

Проведемо вибір трансформаторів для другого варіанту.

Таблиця 2.6.

Поз.на схеми	Тип трансформатора	$S_{\text{ном}}$ ВА	$U_{\text{обм.}}$ В		кВт		$U_{\text{к}}\%$
			ВН	НН	Т-Т		
					$P_{\text{х}}$	$P_{\text{к}}$	ВН-НН
БТ1	ТНЦ1000000/500	1000	525	24	570	1800	14,5
БТ3-4	ТДЦ400000/220	400	242	20	330	880	14

Вибір автотрансформаторів зв'язку.

Вибір потужності автотрансформаторів зв'язку (АТЗ) виконується на основі аналізу перетоків потужностей між РП в різних режимах, використовуючи формули з [1]:

а) режим максимальних навантажень в місцевому районі

$$S_{p \max} = \sum_{i=1}^n (S_{\text{ном.Г}_i} - S_{\text{вп}}) - S_{p. \text{від. max}}$$

де: $S_{\text{ном.Г}_i}$ – номінальна потужність і-того генератора, який увімкнен на шини місцевого району, МВА;

$S_{\text{вп}}$ – потужність власних потреб і-того генератора при роботі з номінальним навантаженням, МВА;

$S_{p. \text{від. max}}$ – потужність, яка видається у місцевий район при максимальному вантаженні, МВА:

$$S_{p. \text{від. max}} = \frac{P_{p. \text{від. max}}}{\cos \varphi_{\Gamma}} = \frac{267.5}{0.85} = 314.71 \text{ [МВт]}$$

$$S_{p \max} = \sum_{i=1}^n (S_{\text{ном.Г}_i} - S_{\text{вп}}) - S_{p. \text{від. max}} = (353 - 0.03 \cdot 353) - 314.71 = 27.71 \text{ [МВт]}$$

б) режим мінімальних навантажень в місцевому районі при роботі генераторів з номінальною потужністю

$$S_{p \min} = \sum_{i=1}^n (S_{\text{ном.Г}_i} - S_{\text{вп}}) - S_{p. \text{від. min}}$$

де: $S_{p \text{ від min}}$ – мінімальна потужність, яка видається з шин станції в місцевий район, МВА:

$$S_{p. \text{від. min}} = \frac{P_{p. \text{від. min}}}{\cos \varphi_{\Gamma}} = \frac{209.89}{0.85} = 239.87 \text{ [МВт]}$$

$$S_{p \min} = \sum_{i=1}^n (S_{\text{ном.Г}_i} - S_{\text{вп}}) - S_{p. \text{від. min}} = (353 - 0.03 \cdot 353) - 239.87 = 102.54 \text{ [МВт]}$$

в) аварійний вихід в період максимальних навантажень найбільш потужного генератора, який включений на шини місцевого району

$$S_{p. \text{ав}} = \sum_{i=1}^{n-1} (S_{\text{ном.Г}_i} - S_{\text{вп}}) - S_{p. \text{від. max}}$$

де: $S_{\text{вп}}$ – потужність власних потреб блоків місцевого району, які залишились в роботі, МВА;

$$S_{p. \text{ав}} = \sum_{i=1}^n (S_{\text{ном.Г}_i} - S_{\text{вп}}) - S_{p. \text{від. max}} = 0 - 314.71 = -314.71 \text{ [МВт]}$$

$$S_{\text{ном.атз}} \geq 314.71 \text{ [МВА]}$$

По найбільшому із значень ($S_{p,max}$, $S_{p,min}$, $S_{p,ав}$) вибирають потужність автотрансформаторів зв'язку. Отже вибираємо з довідника [2] групу з трьох однофазних автотрансформаторів типу АОДЦТН-167000/500/220

$$S_{ном.атз}=167 \cdot 3=501 > 314.71 [\text{МВА}]$$

Характеристики трансформаторів занесемо в таблицю 2.7.

Таблиця 2.7.

Тип	S _{НОМ} МВА	Напруга обмоток, кВ			Втрати, кВт				U _к %			I _х %
		Н	Н	Н	P _х	P _к			Н- СН	ВН- НН	СН- НН	
						ВН- СН	ВН- НН	СН- НН				
АОДЦТН- 167000/500/220	167	$\frac{500}{\sqrt{3}}$	$\frac{230}{\sqrt{3}}$	38,5	90	15	—	—	11	35	21,5	0,25

Проведемо вибір автотрансформатора для другого варіанту, Рис. 2.6.

а) режим максимальних навантажень в місцевому районі

$$S_{p,max} = \sum_{i=1}^n (S_{ном.Г_i} - S_{вп}) - S_{p,від.пmax} = 3 \cdot (353 - 0,03 \cdot 353) - 314.71 = 712.53 [\text{МВт}]$$

б) режим мінімальних навантажень в місцевому районі при роботі генераторів з номінальною потужністю

$$S_{p,min} = \sum_{i=1}^n (S_{ном.Г_i} - S_{вп}) - S_{p,від.миі} = 3 \cdot (353 - 0,03 \cdot 353) - 239.87 = 787.36 [\text{МВт}]$$

в) аварійний вихід в період максимальних навантажень найбільш потужного генератора, який включений на шини місцевого району

$$S_{p,ав} = \sum_{i=1}^n (S_{ном.Г_i} - S_{вп}) - S_{p,від.пmax} = 2 \cdot (353 - 0,03 \cdot 353) - 314.71 = 370.12 [\text{МВт}]$$

$$S_{ном.атз} \geq 787.36 [\text{МВА}]$$

Отже вибираємо з довідника [2] групу з трьох однофазних автотрансформаторів типу АОДЦТ-267000/500/220

$$S_{ном.атз}=3 \cdot 267=801 > 787.36 [\text{МВА}]$$

Характеристики трансформаторів занесемо в таблицю 2.8.

Таблиця 2.8.

Тип	S _{НО} М ВА	Напруга обмоток, кВ			Втрати, кВт				U _к %			I _х %
		ВН	СН	НН	P _х	P _к			ВН- СН	ВН- НН	СН- НН	
						ВН- СН	ВН- НН	СН- НН				
АОДЦТН- 267000/500/220	267	$\frac{500}{\sqrt{3}}$	$\frac{230}{\sqrt{3}}$	38,5	125	470	—	—	11.5	37	23	0,25

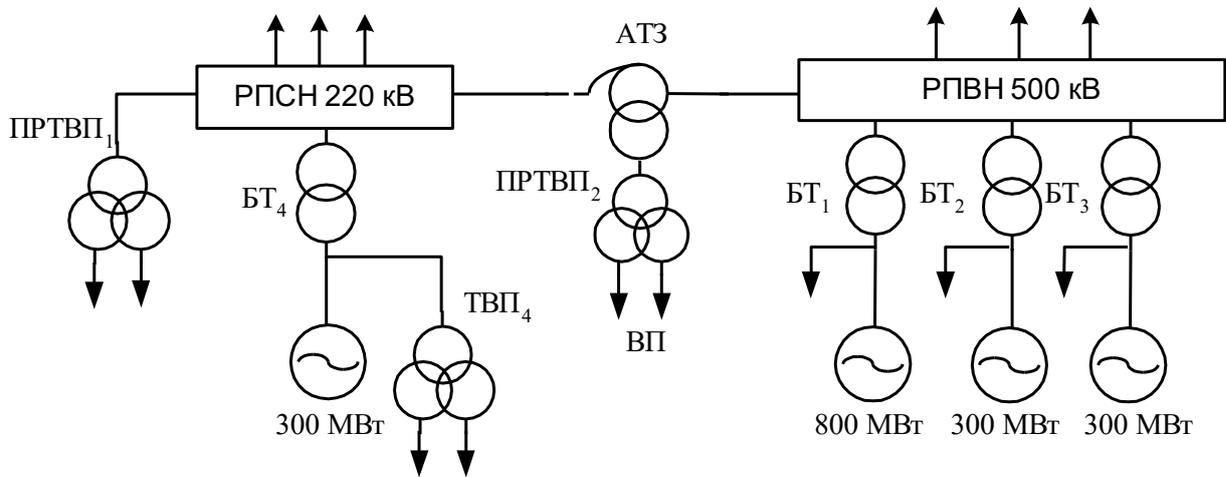


Рисунок 2.5. Схема розташування електричного обладнання на ЕС.
Варіант 1

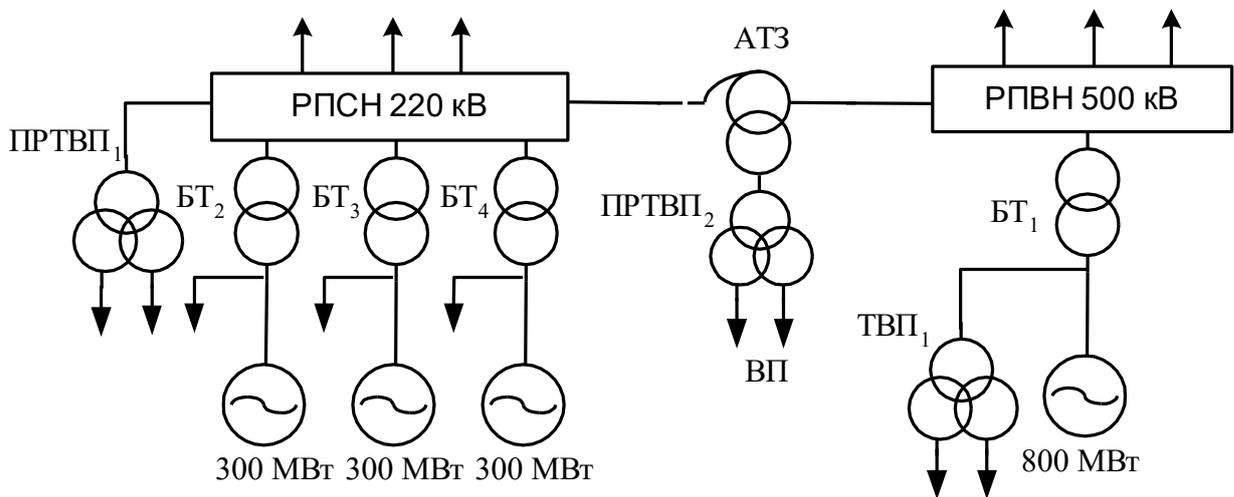


Рисунок 2.6. Схема розташування електричного обладнання на ЕС.
Варіант 2

2.4 Вибір схеми власних потреб

На КЕС для живлення власних потреб приймаємо основну ступінь напруги 6 кВ. Робоче живлення споживачів ВП 6кВ здійснюємо від ТВП, підключених до відпайки від блоків генератор – трансформатор.

Номінальну потужність робочих ТВП вибираємо у

відповідності з їх максимальним навантаженням. Перенавантаження ТВП не допускається.

Розрахункову потужність трансформатора власних потреб для блоку з турбогенератором типу ТГВ-300-2УЗ визначаємо :

$$S_{\text{ТВП}} \geq S_{\text{ТВП,розр}} = P_{\text{ВП,мах}} \cdot k_c,$$

де k_c - коефіцієнт попиту;

$P_{\text{ВП,мах}}$ - максимальна потужність споживачів власних потреб, приєднаних до трансформатора власних потреб, МВт ;

Значення $P_{\text{ВП,мах}}$ визначаємо за формулою ;

$$P_{\text{ВП,мах}} = \frac{P'_{\text{ВП}}}{100} \cdot P_{\text{ном.Г}}$$

$$P_{\text{ВП,мах}} = \frac{P'_{\text{ВП}}}{100} \cdot P_{\text{ном.Г}} = 0,03 \cdot 300 = 9 \text{ [МВт]}$$

$$S_{\text{ТВП}} \geq 9 \cdot 0,85 = 7,65 \text{ [МВА]}$$

Найближчий за потужністю трансформатор з розщепленою обмоткою є трансформатор типу ТРДНС-25000/35 .

Аналогічні розрахунки проведемо для блоку з турбогенератором типу ТГВ-800-2УЗ

$$P_{\text{ВП,мах}} = \frac{P'_{\text{ВП}}}{100} \cdot P_{\text{ном.Г}} = 0,03 \cdot 800 = 24 \text{ [МВт]}$$

$$S_{\text{ТВП}} \geq 24 \cdot 0,85 = 20,4 \text{ [МВА]}$$

Найближчий за потужністю трансформатор з розщепленою обмоткою і напругою на низькій стороні 24 кВ є трансформатор типу ТРДНС-32000/35 .

Резервне живлення загальностанційної секції виконуємо від резервних трансформаторів власних потреб . Виходячи з кількості блоків, кількість яких дорівнює 4 згідно [1] приймаємо два ПРТВП .

Сумарна потужність ПРТВП на КЕС повинна забезпечувати заміну робочого ТВП одного блоку та одночасно пуск та зупинку другого блоку. Так як генераторні вимикачі відсутні розрахунок потужності пускорезервного трансформатора власних потреб виконаємо за умовою:

$$S_{\text{ПРТВП}} \geq 1,3 \cdot S_{\text{ТВП, розрмах}} = 1,3 \cdot 20,4 = 26,52 \text{ [МВА]}$$

У зв'язку з цим приймаємо один пускорезервний трансформатор власних потреб типу ТРДНС-32000/35 та приєднуємо до сторони низької напруги АТЗ та другий ПРТВП типу ТРДН-32000/220 приєднуємо до ВРП-220 кВ. Параметри ПРТВП зведемо у таблицю 2.9.

Таблиця 2.9.

Позначення на схемі	Тип	S _{ном} ВА	Напруга обмоток, кВ		Втрати, кВт		U _к %	I _х %
			ВН	НН	P _х	P _к		
ТВП 1	ТРДНС 32000/35	32	24	6,3-6,3	29	145	ВН-НН 12,7 НН ₁ -НН ₂ 40	0,6
ТВП 2-4	ТРДНС 25000/35	25	20	6,3-6,3	25	115	ВН-НН 10,5 НН ₁ -НН ₂ 30	0,65
ПРТВП1	ТРДНС 32000/35	32	36,75	6,3-6,3	29	145	ВН-НН 12,7 НН ₁ -НН ₂ 40	0,6
ПРТВП2	ТРДН 32000/220	32	230	6,3-6,3	45	150	ВН-НН 11,5 НН ₁ -НН ₂ 28	0,65

Визначення мінімальних приведених витрат.

Економічна доцільність схеми визначається приведеними мінімальними затратами:

$$Z = p_n K + I,$$

де p_n – нормативний коефіцієнт економічної ефективності капітальних вкладень ($p_n = 0,12$); K – капіталовкладення на створення установки, тис. грн.; I – річні експлуатаційні витрати, тис. грн.

Капіталовкладення K при виборі оптимальної схеми видачі електроенергії визначаємо по показниках вартості неоднакових елементів варіантів схеми, в даному випадку трансформаторів. Оскільки ТВП і ПРТВП в обох варіантах однакові, то для спрощення розрахунків ми їх не враховуємо.

Дані для розрахунку капіталовкладень зводимо таблицях 2.10-2.11.

Варіант 1

Таблиця 2.10.

Поз.на схемі	К-сть	Тип	Вартість одного грн.	Вартість групи грн.
БТ1	1	ТНЦ-1000000/500	6152500	6152500
БТ2-3	2	ТДЦ-400000/500	2889000	5778000
БТ4	1	ТДЦ-400000/220	2247000	2247000
АТЗ	1	3хАОДЦТН-167000/500/220	4280000	4280000

Загальна вартість обладнання $K' = 18457,5$ [тис. грн.].

Варіант 2

Таблиця 2.11.

Поз.на схемі	К-сть	Тип	Вартість одного грн.	Вартість групи грн.
БТ1	1	ТНЦ-1000000/500	6152500	6152500
БТ2-4	3	ТДЦ-400000/220	2247000	6741000
АТЗ	1	ЗхАОДЦГН-267000/500/220	5885000	5888000

Загальна вартість обладнання $K' = 18778.5$ [тис. грн.].

Річні експлуатаційні витрати визначаються:

$$И = \frac{P_a + P_0}{100} \cdot K + \beta \cdot \Delta W_{\Sigma} \cdot 10^{-5},$$

де $(p_a + p_0)$ – відрахування на амортизацію та обслуговування,
 $(p_a + p_0) = 8,4\%$;

β – вартість 1 кВт·год втрат електроенергії;

$$\beta = 0.8 \cdot 5.35 = 4.28 \cdot 10^{-5} \frac{\text{тис.грн}}{\text{кВт} \cdot \text{год}}$$

ΔW_{Σ} – втрати електроенергії, кВт·год.

Втрати в блочному двохобмотковому трансформаторі:

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

де P_x, P_k – втрати відповідно холостого ходу та короткого замикання;
 $S_{\text{ном}}$ – номінальна потужність трансформатора, МВА;

S_{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. $T_p=0$ (трансформатор під час року не виходив з ладу, тому не потребував ремонту).

τ – тривалість максимальних втрат

$$\tau = \left(0.124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760$$

де $T_{\text{max}} = 7727,95$ [год]

$$\tau = \left(0.124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = \left(0.124 + \frac{7727.95}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 7045.147 \text{ [год]}$$

Варіант І:

$$\Delta W_{\text{БТ1}} = 570 \cdot 8760 + 1800 \cdot \left(\frac{920.6}{1000} \right)^2 \cdot 7045 = 8396549 \text{ [кВт·год];}$$

$$\Delta W_{\text{БТ2-3}} = 315 \cdot 8760 + 790 \cdot \left(\frac{183.7}{400} \right)^2 \cdot 7045 = 3242869 \text{ [кВт·год];}$$

$$\Delta W_{\text{BT4}} = 330 \cdot 8760 + 880 \cdot \left(\frac{314.7}{400} \right)^2 \cdot 7045 = 4329854 \text{ [кВт}\cdot\text{год]};$$

$$\Delta W_{\text{AT3}} = 3 \cdot 90 \cdot 8760 + 3 \cdot 315 \cdot \left(\frac{0}{3 \cdot 167} \right)^2 \cdot 7045 = 2365200 \text{ [кВт}\cdot\text{год]};$$

$$\begin{aligned} \Delta W_{\Sigma^I} &= \Delta W_{\text{BT1}} + 2 \cdot \Delta W_{\text{BT2-3}} + \Delta W_{\text{BT4}} + \Delta W_{\text{AT3}} = \\ &= 8396549 + 2 \cdot 3242869 + 4329854 + 2365200 = 21577341 \text{ [кВт}\cdot\text{год]}. \end{aligned}$$

$$I^I = \frac{8,4}{100} \cdot 18457.5 + 4.28 \cdot 10^{-5} \cdot 21577341 = 1550.43 \text{ [тис. грн.]}$$

$$3^I = 0,12 \cdot 18457.5 + 1550.43 = 4688.84 \text{ [тис. грн.]}$$

Варіант II:

$$\Delta W_{\text{BT1}} = 570 \cdot 8760 + 1800 \cdot \left(\frac{920.6}{1000} \right)^2 \cdot 7045 = 8396549 \text{ [кВт}\cdot\text{год]};$$

$$\Delta W_{\text{BT2-4}} = 330 \cdot 8760 + 880 \cdot \left(\frac{314.7}{400} \right)^2 \cdot 7045 = 4329854 \text{ [кВт}\cdot\text{год]};$$

$$\Delta W_{\text{AT3}} = 3 \cdot 125 \cdot 8760 + 3 \cdot 470 \cdot \left(\frac{373.52}{3 \cdot 267} \right)^2 \cdot 7045 = 3859491 \text{ [кВт}\cdot\text{год]};$$

$$\begin{aligned} \Delta W_{\Sigma^{II}} &= \Delta W_{\text{BT1-2}} + 3 \cdot \Delta W_{\text{BT2-4}} + \Delta W_{\text{AT3}} = \\ &= 8396549 + 3 \cdot 3242869 + 3859491 = 25245602 \text{ [кВт}\cdot\text{год]}. \end{aligned}$$

$$I^{II} = \frac{8,4}{100} \cdot 18778.5 + 4.28 \cdot 10^{-5} \cdot 25245602 = 2657.91 \text{ [тис. грн.]}$$

$$3^{II} = 0,12 \cdot 18778.5 + 2657.91 = 4911.33 \text{ [тис. грн.]}$$

$$n = \left(1 - \frac{3^I}{3^{II}} \right) \cdot 100\% = \left(1 - \frac{4688.84}{4911.33} \right) \cdot 100\% = 4.53\%$$

Оскільки приведені затрати для першого варіанту схеми на 4.53% більші, ніж для другого, що менше 5%. Тому враховуючи те, що обладнання повинно бути як умого однотипне, вибираємо для проектованої КЕС схему станції по II варіанту.

2.5 Вибір схем розподільчих пристроїв станції.

Схеми РП підвищених напруг (35 кВ і вище) входять до складу електричних схем КЕС. Відповідно з вимогами надійності й економічності роботи станції схеми (35 кВ і вище) повинні складатися з урахуванням наступних вимог:

- ремонт вимикачів 110 кВ і вище виконується без відключення

приєднання;

- ЛЕП відключається від РП не більш ніж двома вимикачами;
- трансформатори блоків відключаються від РП не більш ніж трьома вимикачами;
- автотрансформатори зв'язку двох РП відключаються не більш ніж шістьма вимикачами на обидва РП і не більш ніж чотирма на одному із РП;
- відмови вимикачів РП в нормальному і ремонтному режимах не повинні приводити до одночасної втрати двох паралельних ліній, включених на шини однієї підстанції, а також до одночасного відключення декількох ліній, якщо при цьому порушується усталеність системи;
- при відмовах вимикачів у нормальному режимі РП не повинно вимикатись більше одного блока, а в ремонтному режимі РП - не більше двох блоків.

Для того щоб уникнути можливості втрати великої кількості блоків при відмові вимикача, збірні шини в схемах секціонують.

В теперішній час для підвищення гнучкості схеми і надійності трансформаторного (автотрансформаторного) зв'язку між РП кожен з трансформаторів під'єднується до РП через свій вимикач.

Видача потужності зі станції в район здійснюється з шин РП 220 кВ. Схема РП 220 кВ надана на рис. 2.7.

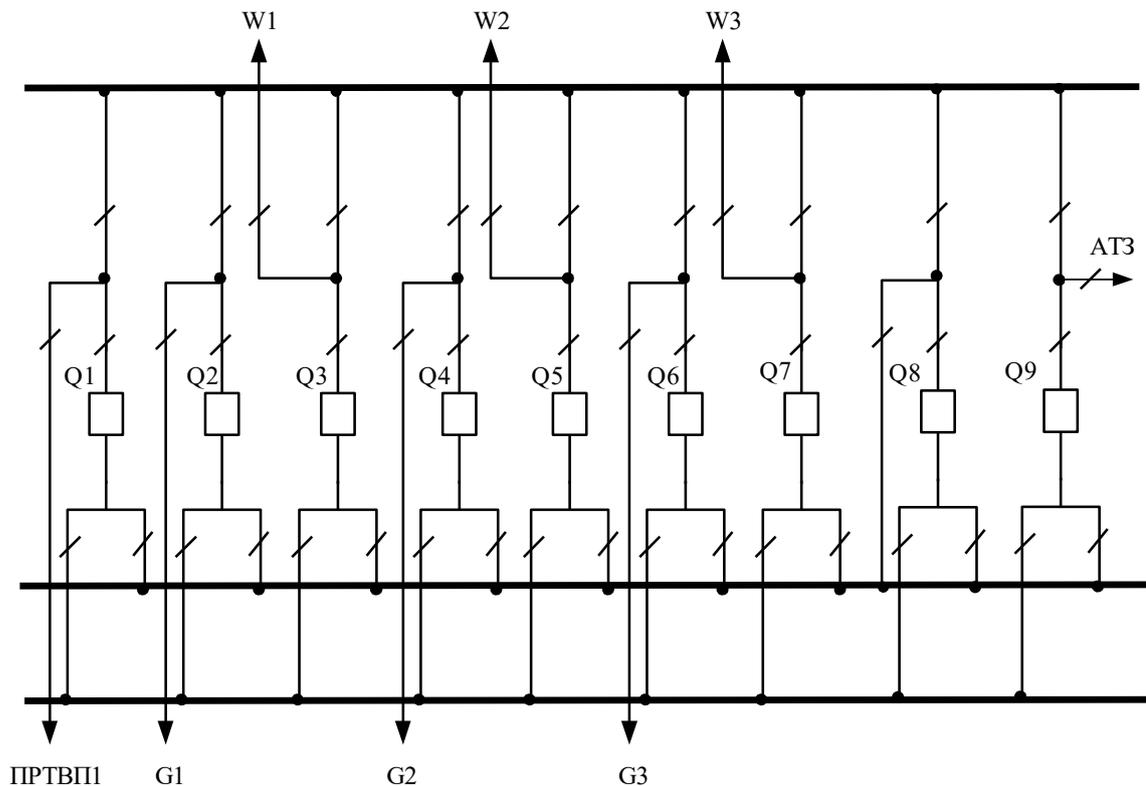


Рисунок 2.7 Схема РП – 220 кВ.

Видача потужності зі станції в систему здійснюється з шин РП 500 кВ. Варіанти схем РП порівнюються за такими показниками, як надійність, економічність, можливість подальшого розширення (розвитку), виконання технічних вимог, і т.п.

Розглянемо два варіанти схеми РП 500 кВ, наведені на Рис. 2.8 а, б.

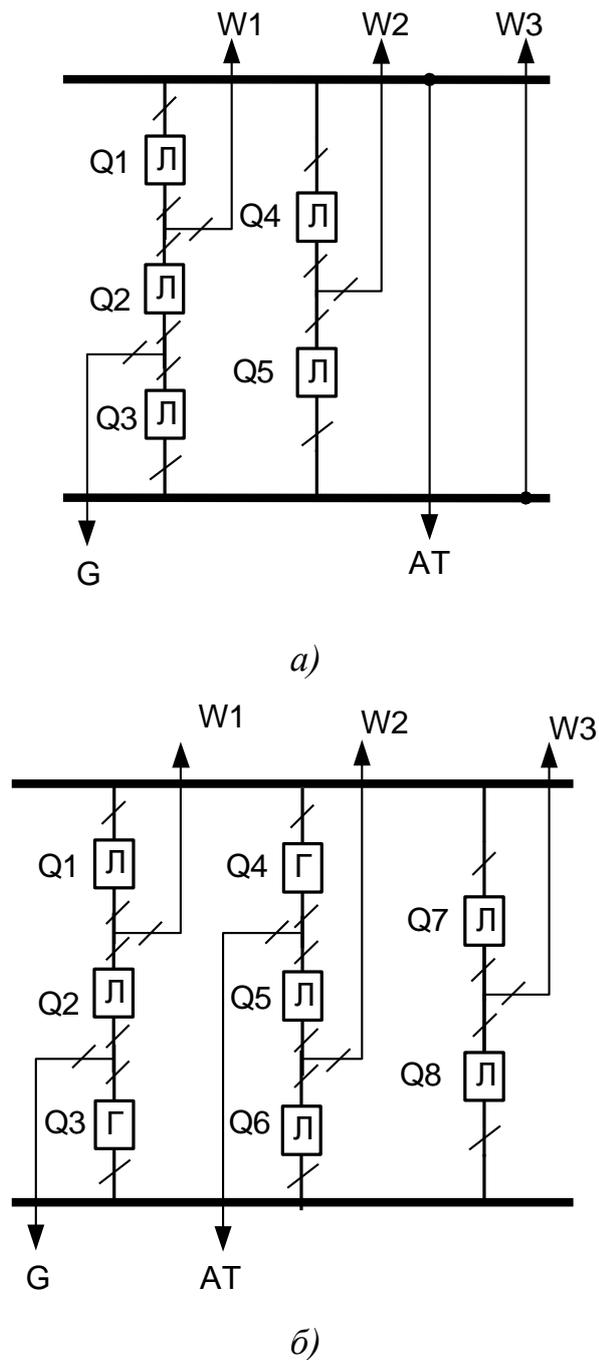


Рисунок 2.8 Схема ВРП – 500 кВ: а – I варіант , б – II варіант.

Економічна доцільність схеми визначається мінімальними приведеними затратами:

$$Z = p_n \cdot K + I + M(Y) \rightarrow \min,$$

де p_n – нормативний коефіцієнт ($p_n = 0,15$);
 K – капіталовкладення в будівництво споруди:

$$K = n \cdot C_k,$$

де n – кількість вимикачів на РП; C_k – вартість комірки з вимикачем;
 I – річні експлуатаційні витрати:

$$I = \frac{p_a + p_0}{100} \cdot K;$$

де $(p_a + p_0) = 8,4$ [2] – відрахування на амортизацію та обслуговування.

$M(U)$ – очікуваний збиток від недовідпуску електроенергії.

Варіант I

Варіант будови РП представлений на рис. 2.2 а.

Капітальні затрати на спорудження РП-500 кВ по схемі варіанту 1 з 5 вимикачами ВНВ-500А-40/3150У1(ХЛ1) при вартості одного $C_k = 563,6$ [тис. грн.]. (з врахуванням цінового коефіцієнту 5,35):

$$K = 5 \cdot 563,6 = 2818 \text{ [тис. грн.]}$$

Річні експлуатаційні витрати:

$$I = \frac{8,4}{100} \cdot 2818 = 236,712 \text{ [тис. грн.]}$$

Розрахунок очікуваного збитку проводимо формалізованим методом, який заснований на ідеї табличного метода В.Д. Тарівердієва.

1. Визначаємо генераторні та лінійні вимикачі (на рисунку 2.8 а позначені відповідно буквами Г та Л) і нумеруємо їх (Q1 – Q5).

2. Знаходимо параметри потоків раптових відмов генераторних та лінійних вимикачів:

$$\omega_{ГВ} = K_{ВН} \cdot \omega_1; \quad \omega_{ЛВ} = K_{ВН} \cdot \left(\omega_1 + \omega_2 \cdot \frac{l}{100} \right),$$

де $K_{ВН}$ – коефіцієнт, що характеризує частину раптових відмов ($K_{ВН}=0,6$); ω_1, ω_2 – параметри потоку відмов вимикачів; l – довжина ЛЕП, км.

$$\omega_{ГВ} = 0,6 \cdot 0,04 = 0,024 \text{ [1/рік];}$$

$$\omega_{ЛВ} = 0,6 \cdot (0,04 + 0,01 \cdot 610/100) = 0,0606 \text{ [1/рік].}$$

3. Коефіцієнти ремонтного K_p та нормального K_0 режимів роботи РП:

$$K_p = \frac{\mu \cdot T_n}{8760}; \quad K_0 = 1 - n \cdot K_p,$$

де n – кількість вимикачів в РП; T_n – тривалість планового ремонту, [год];

μ – частота планових ремонтів, [1/рік]:

$$K_p = \frac{0,3 \cdot 500}{8760} = 0,017; \quad K_0 = 1 - 5 \cdot 0,017 = 0,9145.$$

4. При відмові вимикача елемент (блок, ЛЕП та ін.) може бути введений в

роботу через час T_0 (після виконання комутацій в РП):

$$T_0 = 1 \text{ (год)}.$$

Час одночасного простою вимикача, що відмовив при ремонті іншого:

$$T_{ВП} = T_V - \frac{T_V^2}{2T_{П}},$$

де T_V – час відновлення, год [1]:

$$T_{ВП} = 250 - \frac{250^2}{2 \cdot 500} = 187.5 \text{ [год]}$$

5. Розрахунок ведемо у вигляді таблиці 2.12, де в лівому стовпці – елементи, результати відмов яких розглядаються і відповідно параметри потоку раптових відмов, у верхній стрічці – вимикачі, що ремонтуються. На перетині i -тої стрічки та j -го стовпця записуємо відповідними шифрами елементи, що відключаються і час виходу з дії відповідних елементів.

6. Рахуємо збиток від перерви електропостачання в результаті відмов вимикачів:

$$M(Y) = y_0 \cdot \sum_j K_j \sum_{i=1}^n \omega_i \cdot P_i \cdot T_i,$$

де y_0 – питомий збиток, з врахуванням цінового коефіцієнту 45,35

$y_0 = 33,21$ [грн/кВт·год]; K_j – коефіцієнт режиму схеми (K_0 чи K_P); P_i – втрачена потужність; T_i – час простою елемента (T_0 чи $T_{ВП}$).

Для розрахунку математичного очікування збитку, використаємо програму Microsoft Excel.

M(3) =	769,15596	D - Твп	-	W2,AT;G,W1,W3	100,0010061	G,W3; W1,W2,AT	133,3777026	-	207,4370724	-	174,3317905	2,4418971	
--------	-----------	---------	---	---------------	-------------	----------------	-------------	---	-------------	---	-------------	-----------	--

$$M(Y) = y_0 \cdot \Sigma M = 3.21 \cdot 769.17 = 2468.99 \text{ [тис. грн.]}$$

Приведені затрати для I схеми:

$$Z^I = p_H \cdot K + I + M(Y) = 0,15 \cdot 2818 + 236,712 + 2468.99 = 3128.402 \text{ [тис. грн.]}$$

Варіант II

Варіант будови РП представлений на рис. 5.2 б.

Розрахунок виконуємо по алгоритму аналогічно I варіанту.

$$K = 8 \cdot 563.6 = 4508.8 \text{ [тис. грн.]}$$

$$I = \frac{8,4}{100} \cdot 4508.8 = 378.739 \text{ [тис. грн.]}$$

$$\omega_{ГВ} = 0,6 \cdot 0,04 = 0,024 \text{ [1/рік];}$$

$$\omega_{ЛВ} = 0,6 \cdot (0,04 + 0,01 \cdot 610/100) = 0.0606 \text{ [1/рік].}$$

$$K_p = \frac{0,3 \cdot 500}{8760} = 0,017 ; \quad K_0 = 1 - 8 \cdot 0,017 = 0,863.$$

$$T_0 = 1 \text{ [год];}$$

$$T_{ВП} = 250 - \frac{250^2}{2 \cdot 500} = 187.5 \text{ [год].}$$

Результати аналізу надійності для II-го варіанту зведені в таблиці 2.13

$$M(Y) = y_0 \cdot \Sigma M = 3.21 \cdot 421.17 = 1351.96 \text{ [тис. грн.]}$$

Приведені затрати для II схеми:

$$З^{\text{II}} = p_{\text{H}} \cdot K + И + M(Y) = 0,15 \cdot 4508,8 + 378,739 + 1351.96 = 2407.019 \text{ [тис. грн.]}$$

$$n = \left(1 - \frac{З^{\text{I}}}{З^{\text{II}}}\right) \cdot 100\% = \left(1 - \frac{2407.019}{3128.402}\right) \cdot 100\% = 23.059\%$$

Таким чином, на підставі порівняння двох варіантів схем РП, для подальшого проектування приймаємо схему II варіанту, оскільки в цьому випадку приведені затрати на 23.059% менші.

Вибір системи електрозабезпечення власних потреб електричної станції.

Всі власні потреби на електричній станції поділяються на блочні та загально станційні, що живляться від робочих трансформаторів власних потреб:

- блочне навантаження власних потреб живиться від відповідного блочного трансформатора власних потреб;
- загальностанційне навантаження ВП рівномірно розподіляється між робочими трансформаторами ВП всіх блоків.

Резервне живлення ВП здійснюється від резервних магістралей, які підключені до пускорезервних трансформаторів власних потреб. Резервні магістралі секціонуються через 2-3 блоки. Кожен блок має дві секції живлення власних потреб.

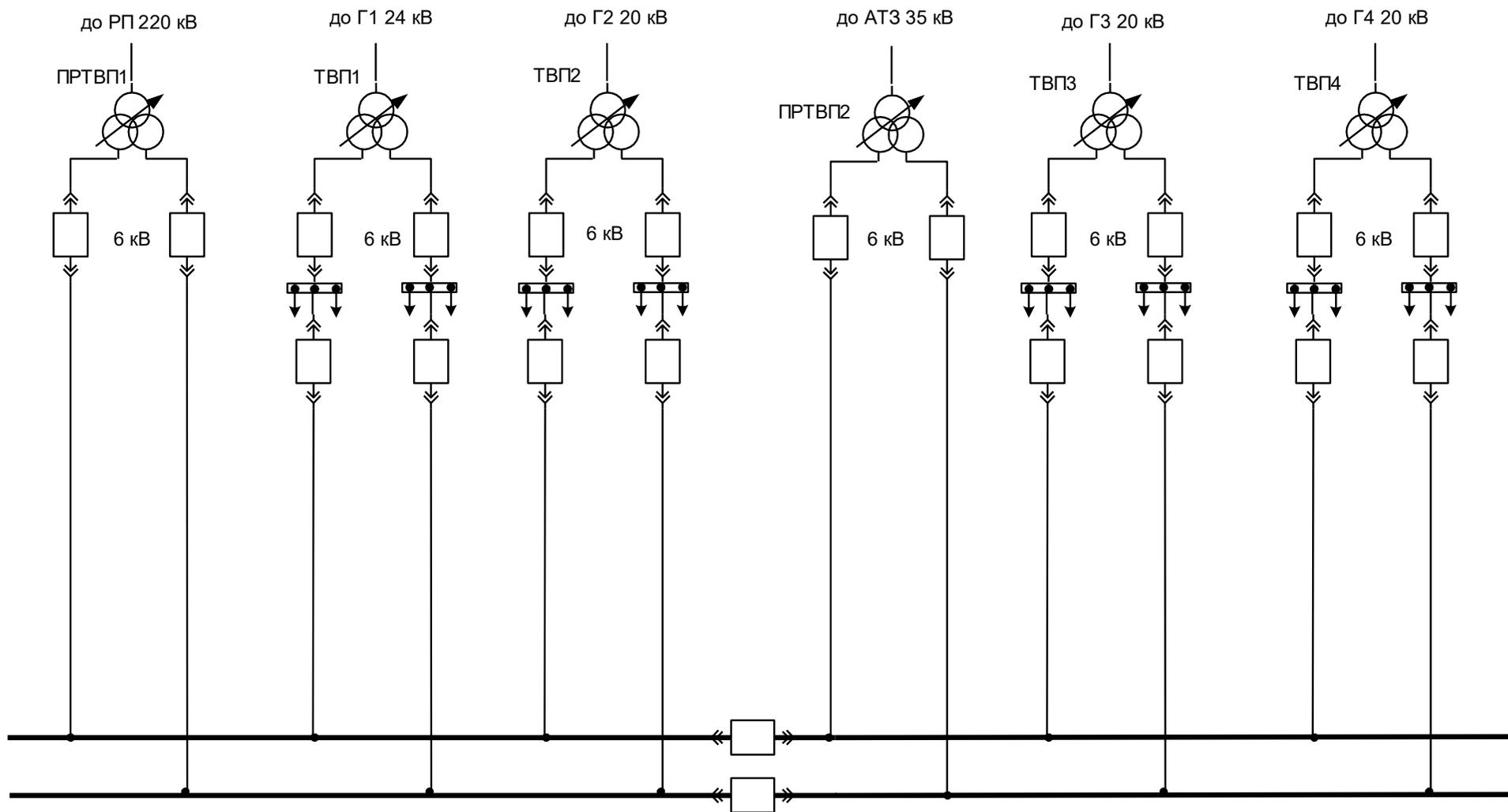


Рисунок 5.3-Система електрозабезпечення власних потреб електричної станції

2.6 Розрахунок струмів короткого замикання

Розрахунок струмів короткого замикання (КЗ) виконується для вибору чи перевірки параметрів електрообладнання, а також для вибору чи перевірки уставок релейного захисту і автоматики.

Основна мета розрахунку полягає у визначенні періодичної складової струму КЗ для найбільш важкого режиму роботи мережі. Врахування аперіодичної складової роблять приблизно, припускаючи при цьому, що вона має максимальне значення в розглядуваній фазі.

Розрахунок струмів КЗ виконується в наступній послідовності:

- для розглядаємої електростанції складається розрахункова схема;
- по розрахунковій схемі складається електрична схема заміщення;
- шляхом поступового перетворення призводять схему заміщення до найбільш простого вигляду так, щоб кожне джерело живлення чи група джерел, що характеризуються певним значенням результуючої ЕДС, були пов'язані з точкою КЗ одним результуючим опором;

Знаючи результуючу ЕДС джерела і результуючий опір, за законом Ома визначають початкове значення періодичної складової струму КЗ, потім визначають ударний струм і при необхідності - періодичну і аперіодичну складові струму КЗ для заданого моменту часу.

На розрахунковій схемі електроустановки намічають точки, в яких припускається КЗ. Потім для обраної точки КЗ складають еквівалентну електричну схему заміщення, відповідну по вхідним даним розрахунковій схемі, але в якій усі магнітні (трансформаторні) зв'язки замінені електричними.

Параметри розрахункової схеми можуть бути висловлені в відносних одиницях, або іменованих. При розрахунках в іменованих одиницях усі опори схеми повинні бути висловлені в омах і приведені до однієї базової напруги (до середньої напруги одного електричного ступеню). Таке приведення необхідне,

якщо між джерелом і точкою КЗ є одна або декілька ступенів трансформації.

Якщо розрахунок виконується в відносних одиницях, то необхідно заздалегідь навести всі опори елементів схеми заміщення до одних і тих же базових умов.

Результати розрахунків струмів КЗ наведені в Додатку В.

2.7 Знаходження ударного струму та періодичної і аперіодичної складових струму КЗ в заданий момент часу

Ударний струм КЗ зазвичай має місце через 0,1 с після початку КЗ. Його значення знаходиться з виразу:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot k_y$$

де I_{no} - початкове значення періодичної складової струму КЗ;

k_y - ударний коефіцієнт, який залежить від постійної часу затухання аперіодичної складової струму КЗ.

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 струми КЗ, обчислюється як $\tau = t_{св\ откл} + 0,01с$,

де $t_{св\ откл}$ - власний час відключення вимикача. Для сучасних вимикачів не перевищує 0,2 с.

Аперіодична складова струму КЗ: $i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot e^{-\tau/T_a}$

Для вибору τ попередньо виберемо вимикачі.

таблиця 2.14.

На ВРП 500 кВ	ВНВ – 500А – 40/3150-У1	$t_{вл\ відк} = 0,025\ с$	$\tau = 0,035\ с$
На ВРП 220 кВ	ВНВ – 220А - 63/3150-У1	$t_{вл\ відк} = 0,025\ с$	$\tau = 0,035\ с$
На шини АТ 35 кВ	ВВУ – 35А - 40/3150-У1	$t_{вл\ відк} = 0,06\ с$	$\tau = 0,07\ с$
На ВП 6.3 кВ	ВЭЭ-6-40/3150У3	$t_{св\ откл} = 0,075\ с$	$\tau = 0,085\ с$

Виконуємо розрахунок складових СКЗ і ударного СКЗ для всіх точок:

Точка К₁:

Ударний струм:

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot 17.996 \cdot 1,846 = 46.993 \quad [\text{kA}]$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot k_y \quad i_{y\Gamma 2-4} = \sqrt{2} \cdot 37.321 \cdot 1,969 = 103.936 \quad [\text{kA}]$$

$$i_{y\Gamma 1-кз} = \sqrt{2} \cdot 116.802 \cdot 1,970 = 325.435 \quad [\text{kA}]$$

Аперіодична складова:

$$i_{атC} = \sqrt{2} \cdot 17.996 \cdot 0.558 = 14.202 \quad [\text{kA}]$$

$$i_{ат\Gamma 2-4} = \sqrt{2} \cdot 37.321 \cdot 0.896 = 47.312 \quad [\text{kA}]$$

$$i_{ат\Gamma 1-кз} = \sqrt{2} \cdot 116.802 \cdot 0.899 = 148.561 \quad [\text{kA}]$$

Періодична складова для τ

$$I_{п.\tau.C} = I_{п0.C} = 17.996 \quad [\text{kA}]$$

$$I'_{ном.\Gamma 2-4} = \frac{\sum P_{ном.\Gamma 2-4}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.К} \cdot \cos \varphi_{ном}} = \frac{3 \cdot 300}{\sqrt{3} \cdot 24 \cdot 0,85} = 25.417 \quad [\text{kA}]$$

$$\frac{I_{п0.\Gamma 2-4}}{I'_{ном.\Gamma 2-4}} = \frac{37.321}{25.471} = 1.465 \rightarrow \gamma = 0.97$$

$$I_{п.\tau.\Gamma 1} = I_{п0.\Gamma 1} \cdot \gamma = 37.321 \cdot 0.97 = 36.201 \quad [\text{kA}]$$

$$I'_{ном.\Gamma 1.кз} = \frac{\sum P_{ном.\Gamma 1}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.К} \cdot \cos \varphi_{ном}} = \frac{800}{\sqrt{3} \cdot 24 \cdot 0,85} = 22.641 \quad [\text{kA}]$$

$$\frac{I_{п0.\Gamma 1.кз}}{I'_{ном.\Gamma 1.кз}} = \frac{116.502}{22.641} = 5.159 \rightarrow \gamma = 0.91$$

$$I_{п.\tau.\Gamma 1} = I_{п0.\Gamma 1} \cdot \gamma = 116.502 \cdot 0.91 = 106.290 \quad [\text{kA}]$$

Аналогічно розраховуємо струми інших точок К₂, К₃, К₅, К₇. Результати розрахунків приведені в таблиці 1.15.

Точка К₄:

Знаходимо початкове значення періодичної складової сумарного струму КЗ:

$$I_{п0} = I_{п0.C} + I_{п0.Д}$$

$$I_{п0} = 26.695 + 25 = 51.695 \quad [\text{kA}]$$

Вираховуємо **періодичну складову** струму КЗ до моменту:

$$I_{п.\tau} = I_{п0.C} + I_{п0.Д} \cdot e^{\frac{-\tau}{0,07}}$$

$$I_{п.\tau} = 26.695 + 25 \cdot e^{\frac{-0,085}{0,07}} = 34.118 \quad [\text{kA}]$$

Визначаємо **аперіодичну складову** струму КЗ до моменту τ :

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п0,C} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_{ac}}} + \sqrt{2} \cdot I_{п0,D} \cdot e^{\frac{-\tau}{0,04}}$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 26.695 \cdot e^{\frac{-0.085}{0.077}} + \sqrt{2} \cdot 25 \cdot e^{\frac{-0.085}{0,04}} = 34.118 \text{ [кА]}$$

де T_{ac} , можна визначити по кривим [1. Рис. 5.5.] в залежності від потужності що живить обмотки трансформатора ВП $S_{ном}$. $T_{ac}=0.077c$.

Знаходимо **ударний струм КЗ**:

$$i_y = i_{yC} + i_{yD} = \sqrt{2} \cdot I_{п0C} \cdot k_{yC} + \sqrt{2} \cdot I_{п0D} \cdot k_{yD}$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 26.695 \cdot 1.875 + \sqrt{2} \cdot 25 \cdot 1.65 = 123.129 \text{ [кА]}$$

де k_{yC} визначаємо по кривим [1. Рис. 5.5.]; $k_{yD} = 1,65$.

При розрахунку струмів КЗ на секції, яка живиться через резервний трансформатор, повинні враховуватись двигуни, які приєднані безпосередньо до шин даної секції і до інших секцій, які зв'язані з розрахунковою через магістралі резервного живлення.

Отримані значення струмів КЗ заносять у спеціальну таблицю. Підсумкова таблиця істотно полегшує використання результатів струмів КЗ і дозволяє виявити грубі помилки в них шляхом аналізу отриманих результатів.

Розрахунок термічної дії струмів КЗ

При протіканні струму КЗ провідник додатково нагрівається понад нормальну робочу температуру. Оскільки струм КЗ значно перевищує струм робочого режиму, нагрів провідника може досягати небезпечних значень, доводячи до плавлення або обвуглювання ізоляції, до деформації і плавлення токоведучих частин, і т.п.

Критерієм термічної стійкості провідника є припустима температура його нагрівання струмами КЗ. Тому провідник або апарат варто вважати термостійким, якщо його температура в процесі КЗ не перевищує припустимого значення.

Визначення B_k для оцінки термічної стійкості проводиться наближеним способом через складну залежність струму КЗ від часу.

Тепловий імпульс визначається по-різному в залежності від місцезнаходження точки КЗ. Можна виділити три характерні випадки:

- 1) віддалене КЗ,
- 2) КЗ поблизу генераторів ;
- 3) КЗ поблизу групи потужних електродвигунів.

У першому випадку тепловий імпульс КЗ визначиться з виразу

$$B_k = I_{по}^2 \cdot (t_{отк} + T_a)$$

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

Даний спосіб рекомендується при обчисленні теплового імпульсу в ланцюгах ВРП.

K_2

$$t_{\text{отк}} = 0,2 \text{ (див. [1] табл. (6.2.))}$$

$$B_k = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_a)$$

$$B_k = 7.077^2 \cdot (0.2 + 0.06) = 13.022 \quad [(\text{kA})^2 \cdot \text{c}]$$

K_3

$$B_k = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_a)$$

$$B_k = 14.632^2 \cdot (0.2 + 0.06) = 55.665 \quad [(\text{kA})^2 \cdot \text{c}]$$

K_5

$$B_k = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_a)$$

$$B_k = 7.845^2 \cdot (0.2 + 0.06) = 16.001 \quad [(\text{kA})^2 \cdot \text{c}]$$

K_1

Найбільш складним є випадок визначення теплового імпульсу при КЗ поблизу генераторів. У цьому випадку окремо визначаються імпульс періодичної і аперіодичної складової квадратичного струму КЗ.

Імпульс квадратичного струму від періодичних складових струмів генераторів і системи має три складові, обумовлені періодичним струмом системи B_{nc} , періодичним струмом генераторів B_{ng} і спільною дією періодичних струмів системи і генераторів B_{ngc} :

$$B_{\text{кп}} = B_{\text{пс}} + B_{\text{пг}} + B_{\text{пг+с}}$$

де

$$B_{\text{пс}} = I_{\text{с}}^2 \cdot t_{\text{отк}}$$

$$B_{\text{пс}} = 55.317^2 \cdot 0,4 = 1223.988 \quad [(\text{kA})^2 \cdot \text{c}]$$

$$B_{\text{пг}} = B_{*\text{пг}} \cdot I_{\text{пог}}^2 \cdot t_{\text{отк}}$$

$$B_{\text{пг}} = 0,56 \cdot 116.802^2 \cdot 0,4 = 3055.966 \quad [(\text{kA})^2 \cdot \text{c}]$$

$$B_{\text{пг+с}} = 2 \cdot I_{\text{с}} \cdot T_* \cdot I_{\text{пог}} \cdot t_{\text{отк}}$$

$$B_{\text{пг+с}} = 2 \cdot 55.317 \cdot 0,72 \cdot 116.802 \cdot 0,4 = 3721.614 \quad [(\text{kA})^2 \cdot \text{c}]$$

$$t_{\text{отк}} = 0.4\text{c} \text{ (див. [1] табл. (6.2.))}$$

$B_{*\text{пг}} = 0,56$, $T_* = 0.72$ - відносні тепловий і токовий імпульси періодичної складової струма генератора (див. [1] рис. (6.2.))

$$B_{\text{кп}} = 1223.988 + 3055.966 + 3721.614 = 8001.569 \quad [(\text{kA})^2 \cdot \text{c}]$$

Імпульс аперіодичної складової струму генераторів і системи визначають з виразу:

$$V_{\text{ка}} = I_c^2 T_{\text{ас}} + I_{\text{пог}}^2 T_{\text{ар}} + \frac{4I_c I_{\text{пог}}}{\frac{1}{T_{\text{ас}}} + \frac{1}{T_{\text{ар}}}}$$

$$V_{\text{ка}} = 55.317^2 \cdot 0,06 + 116.802^2 \cdot 0,33 + \frac{4 \cdot 55.317 \cdot 116.802}{\frac{1}{0,06} + \frac{1}{0,33}} = 5997.79 \quad [(\text{кА})^2 \cdot \text{с}]$$

Повний імпульс квадратичного струму КЗ визначиться як:

$$V_{\text{к}} = V_{\text{кп}} + V_{\text{ка}}$$

$$V_{\text{к}} = 8001.569 + 5997.799 = 13999.368 \quad [(\text{кА})^2 \cdot \text{с}]$$

К₇

$$V_{\text{кп}} = V_{\text{пс}} + V_{\text{пг}} + V_{\text{пг+с}}$$

де

$$V_{\text{пс}} = I_c^2 \cdot t_{\text{отк}}$$

$$V_{\text{пс}} = 54.823^2 \cdot 0,4 = 1202.225 \quad [(\text{кА})^2 \cdot \text{с}]$$

$$V_{\text{пг}} = V_{*\text{пг}} \cdot I_{\text{пог}}^2 \cdot t_{\text{отк}}$$

$$V_{\text{пг}} = 0,56 \cdot 54.823^2 \cdot 0,4 = 507.146 \quad [(\text{кА})^2 \cdot \text{с}]$$

$$V_{\text{пг+с}} = 2 \cdot I_c \cdot T_* \cdot I_{\text{пог}} \cdot t_{\text{отк}}$$

$$V_{\text{пг+с}} = 2 \cdot 54.823 \cdot 0,72 \cdot 47.582 \cdot 0,4 = 1502.547 \quad [(\text{кА})^2 \cdot \text{с}]$$

$$t_{\text{отк}} = 0,4\text{с} \text{ (див. [1] табл. (6.2.))}$$

$$V_{*\text{пг}} = 0,56, \quad T_* = 0,72 - \text{відносні тепловий і токовий імпульси}$$

періодичної складової струма генератора (див. [1] рис. (6.2.))

$$V_{\text{кп}} = 1202.225 + 507.146 + 1502.547 = 3211.918 \quad [(\text{кА})^2 \cdot \text{с}]$$

Імпульс аперіодичної складової струму генераторів і системи визначають з виразу:

$$V_{\text{ка}} = I_c^2 T_{\text{ас}} + I_{\text{пог}}^2 T_{\text{ар}} + \frac{4I_c I_{\text{пог}}}{\frac{1}{T_{\text{ас}}} + \frac{1}{T_{\text{ар}}}}$$

$$V_{\text{ка}} = 54.823^2 \cdot 0,06 + 47.582^2 \cdot 0,326 + \frac{4 \cdot 54.823 \cdot 47.582}{\frac{1}{0,06} + \frac{1}{0,326}} = 1512.252 \quad [(\text{кА})^2 \cdot \text{с}]$$

Повний імпульс квадратичного струму КЗ визначиться як:

$$V_{\text{к}} = V_{\text{кп}} + V_{\text{ка}}$$

$$V_{\text{к}} = 3211.918 + 1512.252 = 4724.169 \quad [(\text{кА})^2 \cdot \text{с}]$$

К₄

При КЗ поблизу групи двигунів, наприклад у системі в.п. електростанції, необхідно враховувати їхній вплив на тепловий імпульс. Для визначення

повного теплового імпульсу струму КЗ з урахуванням двигунів рекомендується користуватись формулою:

$$\begin{aligned} W_k &= I_{\text{пос}}^2 (t_{\text{отк}} + T_{\text{асх}}) + I_{\text{поД}}^2 (0,5T'_D + T_{\text{асх}}) + 2I_{\text{пос}} I_{\text{поД}} (T'_D + T_{\text{асх}}) = \\ &= 13.226^2 \cdot (0,3 + 0.052) + 12.698^2 (0,5 \cdot 0,07 + 0.052) + 2 \cdot 13.226 \cdot 12.698 \cdot (0,07 + 0.052) = \\ &= 116.402 \quad [(\text{kA})^2 \cdot \text{c}] \end{aligned}$$

де

$$T_{\text{асх}} = \frac{T_{\text{ас}} I_{\text{пос}} + T_{\text{ад}} I_{\text{поД}}}{I_{\text{пос}} + I_{\text{поД}}}$$

$$T_{\text{асх}} = \frac{0,063 \cdot 13.226 + 0,04 \cdot 12.698}{13.226 + 12.698} = 0.052 [\text{c}]$$

$$t_{\text{отк}} = 0.3 \quad (\text{див. [1] табл. (6.2.)})$$

$I_{\text{пос}}, I_{\text{поД}}, T_{\text{ас}}, T_{\text{ад}}, T'_D$ - параметри режиму КЗ [1]. $T'_D = 0,07 \text{ c}$

2.8 Вибір гнучких збірних шин РП 500 кВ та РП 220 кВ.

Оскільки збірні шини по економічній густині струму не вибираються, приймаємо переріз по допустимому струму при максимальному навантаженні на шинах, рівному струму найбільш потужного приєднання, у нашому випадку це приєднання АТ і РП .

$$I_{\text{АТЗ}(500)} = 1.5 \cdot \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 1.5 \cdot \frac{801 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 500} = 1387.373 [\text{A}]$$

Виходячи з того, що автотрансформатор при даному розташуванні блоків не може перебувати в перевантаженому режимі, приймаємо максимальний переток потужності через автотрансформатор 801 МВА.

$$I_{\text{АТЗ}(220)} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{801 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220} = 2102.080 [\text{A}]$$

Згідно [2. табл.7.35] вибираємо провід:

Ділянка ВРП500–АТЗ ВН:

АС500/204 (3 на фазу)

$$I_{\text{доп}} = 945 [\text{A}] \Rightarrow I_{\text{max}} = 2835 [\text{A}]$$

$$q = 496 [\text{мм}^2] \Rightarrow q_{\Sigma} = 496 \cdot 3 = 1488 [\text{мм}^2]$$

$$d = 34.5 [\text{мм}]$$

Ділянка ВРП220–АТЗ СН:АС600/72 (2 на фазу)

$$I_{\text{доп}} = 1050 \text{ [A]} \Rightarrow I_{\text{max}} = 2100 \text{ [A]}$$

$$q = 580 \text{ [мм}^2\text{]}$$

$$d = 33,2 \text{ [мм]}$$

Перевірка за умовами корони

Перевірка за умовами корони необхідна для гнучких провідників при напрузі 35 кВ і вище. Розряд у виді корони виникає біля проводу при високих напруженостях електричного поля і супроводжується потріскуванням і світінням. Процеси іонізації повітря навколо проводу приводять до додаткових втрат енергії, до виникнення електромагнітних коливань, що створюють радіоперешкоди, і до утворення озону, що шкідливо впливає на поверхні контактних з'єднань. Правильний вибір провідників повинний забезпечити зменшення дії корони до припустимих значень.

Розряд у виді корони виникає при максимальному значенні початкової критичної напруженості електричного поля:

$$E_{0(550)} = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,725}} \right) = 30,502 \left[\frac{\text{кВ}}{\text{см}} \right]$$

де m - коефіцієнт, що враховує шорсткість поверхні проводу (для багатодровових проводів $m = 0,82$); $r_0 = \frac{D}{2}$ - радіус проводу [см].

Напруженість електричного поля біля поверхні нерозщепленого проводу визначається по формулі:

$$E_{(500)} = K \cdot \frac{0,354 \cdot U_{\text{max}}}{n \cdot r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{сп}}}{r_{\text{ек}}}} = 1,149 \cdot \frac{0,354 \cdot 525}{3 \cdot 1,725 \cdot \lg \frac{756}{14,027}} = 23,839 \left[\frac{\text{кВ}}{\text{см}} \right]$$

де U - лінійна напруга ($U_{\text{max}} = 525\text{В}$);

$r_{\text{ек}}$ — еквівалентний радіус розщеплених проводів

$$r_{\text{екв}} = \sqrt[3]{r_0 \cdot a^2} = \sqrt[3]{1,725 \cdot 40^2} = 14,027 \text{ [см]}, \text{ згідно з [3. Табл. 4.6.]}$$

D_{cp} - середня геометрична відстань між проводами фаз.

При горизонтальному розташуванні фаз

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D = 1,26 \cdot 600 = 756 \quad [\text{см}]$$

де D - відстань між сусідніми фазами.

$$\kappa = 1 + 2 \cdot \sqrt{3} \frac{r_0}{a} = 1 + 2 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{1,725}{40} = 1,149$$

де κ - коефіцієнт який враховує число проводів n в фазі.

$$a = 40 \text{ (см)} - \text{згідно з [3. Табл. 4.6.]}$$

Дроти не будуть коронувати якщо найбільша напруженість поля в поверхні будь-якого поля не більше $0,9 \cdot E_0$. Таким чином, умова утворення корони можна записати у вигляді:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0$$

$$1,07 \cdot 23.839 < 0,9 \cdot 30.502$$

$$25.507 < 27.452$$

Таким чином, провід AC500/204 за умовою корони проходить.

Перевірку шин на електродинамічну стійкість, не виконуємо, згідно [1], оскільки $I_{п0} = 7,077 \text{ [кА]} < 20 \text{ [кА]}$.

Перевіримо провід AC600/72 за умовою корони .

$$E_{0(220)} = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,66}} \right) = 30,612 \quad \left[\frac{\text{кВ}}{\text{см}} \right]$$

$$E_{(220)} = K \cdot \frac{0,354 \cdot U_{\max}}{n \cdot r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_{ек}}} = 1,111 \cdot \frac{0,354 \cdot 242}{2 \cdot 1,66 \cdot \lg \frac{504}{7,057}} = 15,460 \quad \left[\frac{\text{кВ}}{\text{см}} \right]$$

$$r_{ек} = \sqrt{r_0 \cdot a} = \sqrt{1,66 \cdot 30} = 7,057 \quad [\text{см}]$$

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D = 1,26 \cdot 400 = 504 \quad [\text{см}]$$

$$\kappa = 1 + 2 \frac{r_0}{a} = 1 + 2 \cdot \frac{1,66}{30} = 1,111$$

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0$$

$$1,07 \cdot 15.46 < 0,9 \cdot 30.612$$

$$16.542 < 27.551$$

Таким чином, провід АС600/72 за умовою корони проходить.

Перевірку шин на електродинамічну стійкість, не виконуємо, згідно [1], оскільки $I_{п0} = 14,632$ [кА] < 20 [кА], $i_y = 40.440$ [кА] > 50 [кА].

2.9. Вибір гнучких збірних шин РП 500 кВ та РП 220 кВ

Проведемо вибір гнучких шин на інших ділянках схеми.

Вибір перерізу поводимо по економічній густині струму [3]:

$$q_{ек} = \frac{I_{норм}}{J_{ек}},$$

де $I_{норм}$ – струм нормального режиму (без перевантажень); $J_{ек}$ – нормована густина струму, [А/мм²], [3, табл. 4.5].

Ділянка ВРП500-БТ1

$$I_{БТ1} = \frac{S_{номГ}}{\sqrt{3} \cdot 0.95 \cdot U_{ном}} = \frac{941}{\sqrt{3} \cdot 0.95 \cdot 500} = 1143.976 \text{ [А]}$$

$$q_{ек} = \frac{1143,976}{1} = 1144 \text{ [мм}^2\text{]}.$$

Вибираємо

АС500/204 (3 на фазу)

$$I_{доп} = 945 \text{ [А]} \Rightarrow I_{max} = 2835 \text{ [А]}$$

$$q = 496 \text{ [мм}^2\text{]} \Rightarrow q_{\Sigma} = 496 \cdot 3 = 1488 \text{ [мм}^2\text{]}$$

$$d = 34.5 \text{ [мм]}$$

$$q_{\Sigma} = 1488 \text{ [мм}^2\text{]} > q_{ек} = 1144 \text{ [мм}^2\text{]} \Rightarrow \text{умова виконується.}$$

Перевірку шини за умовою корони не проводимо, оскільки вище було показано що провід не коронує.

Ділянка ВРП500-ЛЕП

$$I_{ЛЕП} = \frac{P_{max}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos\varphi} = \frac{900}{\sqrt{3} \cdot 500 \cdot 0.85} = 1222 \text{ [А]}$$

$$q_{ек} = \frac{1222}{1} = 1222 \text{ [мм}^2\text{]}.$$

Вибираємо

АС500/204 (3 на фазу)

$$I_{доп} = 945 \text{ [А]} \Rightarrow I_{max} = 2835 \text{ [А]}$$

$$q = 496 \text{ [мм}^2\text{]} \Rightarrow q_{\Sigma} = 496 \cdot 3 = 1488 \text{ [мм}^2\text{]}$$

$$d = 34.5 \text{ [мм]}$$

$$q_{\Sigma}=1488 \text{ [мм}^2\text{]} > q_{\text{ек}}=1222 \text{ [мм}^2\text{]} \Rightarrow \text{ умова виконується.}$$

Перевірку шини за умовою корони не проводимо, оскільки вище було показано що провід не коронує.

Ділянка ВРП220–БТ2-4

$$I_{\text{БТ}2-4} = \frac{S_{\text{номГ}}}{\sqrt{3} \cdot 0.95 \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{353}{\sqrt{3} \cdot 0.95 \cdot 220} = 974.979 \text{ [А]}$$

$$q_{\text{ек}} = \frac{974.979}{1} = 975 \text{ [мм}^2\text{]}.$$

Вибираємо

АС500/64 (2 на фазу)

$$I_{\text{доп}} = 945 \text{ [А]} \Rightarrow I_{\text{max}} = 1890 \text{ [А]}$$

$$q = 490 \text{ [мм}^2\text{]} \Rightarrow q_{\Sigma}=490 \cdot 2=980 \text{ [мм}^2\text{]}$$

$$d = 34.5 \text{ [мм]}$$

$$q_{\Sigma}=980 \text{ [мм}^2\text{]} > q_{\text{ек}}=975 \text{ [мм}^2\text{]} \Rightarrow \text{ умова виконується.}$$

Перевіримо провід АС500/64 за умовою корони .

$$E_{0(220)} = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,53}}\right) = 30.852 \quad \left[\frac{\text{кВ}}{\text{см}}\right]$$

$$E_{(220)} = K \cdot \frac{0,354 \cdot U_{\text{max}}}{n \cdot r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{cp}}}{r_{\text{ек}}}} = 1.102 \cdot \frac{0.354 \cdot 242}{2 \cdot 1.53 \cdot \lg \frac{504}{6.775}} = 16.485 \quad \left[\frac{\text{кВ}}{\text{см}}\right]$$

$$r_{\text{экс}} = \sqrt{r_0 \cdot a} = \sqrt{1.53 \cdot 30} = 6.775 \quad [\text{см}]$$

$$D_{\text{cp}} = 1,26 \cdot D = 1.26 \cdot 400 = 504 \quad [\text{см}]$$

$$k = 1 + 2 \frac{r_0}{a} = 1 + 2 \cdot \frac{1.53}{30} = 1.102$$

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0$$

$$1,07 \cdot 16.485 < 0,9 \cdot 30.852$$

$$17.639 < 27.767$$

Таким чином, провід АС500/64 за умовою корони проходить.

Ділянка ВРП220–ЛЕП

$$I_{\text{ЛЕП}} = \frac{P_{\text{пнх}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0.85} = 617.487 \text{ [А]}$$

$$q_{\text{ек}} = \frac{617.487}{1} = 617,5 \text{ [мм}^2\text{]}.$$

Вибираємо

АС330/30 (2 на фазу)

$$I_{\text{доп}} = 680 \text{ [A]} \Rightarrow I_{\text{max}} = 1360 \text{ [A]}$$

$$q = 335 \text{ [мм}^2\text{]} \Rightarrow q_{\Sigma} = 335 \cdot 2 = 670 \text{ [мм}^2\text{]}$$

$$d = 24.8 \text{ [мм]}$$

$$q_{\Sigma} = 670 \text{ [мм}^2\text{]} > q_{\text{ек}} = 617.5 \text{ [мм}^2\text{]} \Rightarrow \text{умова виконується.}$$

Перевіримо провід АС330/30 за умовою корони .

$$E_{0(220)} = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,24}} \right) = 31.517 \left[\frac{\text{кВ}}{\text{см}} \right]$$

$$E_{(220)} = K \cdot \frac{0,354 \cdot U_{\text{max}}}{n \cdot r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{cp}}}{r_{\text{ек}}}} = 1.083 \cdot \frac{0.354 \cdot 242}{2 \cdot 1.24 \cdot \lg \frac{504}{6.099}} = 19.508 \left[\frac{\text{кВ}}{\text{см}} \right]$$

$$r_{\text{екв}} = \sqrt{r_0 \cdot a} = \sqrt{1.24 \cdot 30} = 6.099 \text{ [см]}$$

$$D_{\text{cp}} = 1,26 \cdot D = 1.26 \cdot 400 = 504 \text{ [см]}$$

$$k = 1 + 2 \frac{r_0}{a} = 1 + 2 \cdot \frac{1.24}{30} = 1.083$$

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0$$

$$1,07 \cdot 16.485 < 0,9 \cdot 30.852$$

$$20.873 < 28.366$$

Таким чином, провід АС330/30 за умовою корони проходить.

Ділянка ВРП220–ПРТВП1

$$I_{\text{АТЗ}} = \frac{S_{\text{номПРТВП1}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{32}{\sqrt{3} \cdot 220} = 83.98 \text{ [A]}$$

$$q_{\text{ек}} = \frac{83.92}{1} = 84 \text{ [мм}^2\text{]}.$$

Ділянка ВРП220–ПРТВП1

$$I_{\text{АТЗ}} = \frac{S_{\text{номПРТВП1}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 220} = 105 \text{ [A]}$$

$$q_{\text{ек}} = \frac{105}{1} = 105 \text{ [мм}^2\text{]}.$$

Вибираємо

АС330/30 (2 на фазу)

$$I_{\text{доп}} = 680 \text{ [A]} \Rightarrow I_{\text{max}} = 1360 \text{ [A]}$$

$$q = 335 \text{ [мм}^2\text{]} \Rightarrow q_{\Sigma} = 335 \cdot 2 = 670 \text{ [мм}^2\text{]}$$

$$d = 24.8 \text{ [мм]}$$

$$q_{\Sigma} = 670 \text{ [мм}^2\text{]} > q_{\text{ек}} = 105 \text{ [мм}^2\text{]} \Rightarrow \text{ умова виконується.}$$

Перевірку шини за умовою корони не проводимо, оскільки вище було показано що провід не коронує.

Вибір комплектних екранованих струмопроводів.

Комплектні екрановані струмопроводи використовуються для з'єднання виводів потужних генераторів з під'єднуючими трансформаторами та ТВП, кожна фаза яких розміщена в закритому металічному корпусі. Вибір КЕС проводимо:

- 1) по типу генератора;
- 2) по напрузі $U_{\text{ном.ген}} \leq U_{\text{ном.стр}}$
- 3) по номінальному струму $I_{\text{ном.ген}} \leq I_{\text{ном.стр}}$
- 4) перевіряємо $i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$

Таблиця 2.16. Основні технічні дані пофазно екранованих струмопроводів

Параметри	ТЭКН-П-24-24000-560	ТЭКН-Е-20-12500-400
Тип турбогенератора	ТГВ-800	ТГВ-300
<i>Номінальна напруга кВ:</i> Турбогенератора Струмопроводу	24 24	20 20
<i>Номінальний струм А:</i> Турбогенератора Струмопроводу	21400 24000	10200 12500
Електродинамічна стійкість кА	560	400
Струмоведача шина $d \times S, \text{мм}$	650 × 15	420 × 15
Кожух (екран) $D \times \delta, \text{мм}$	1160 × 7	870 × 5
Міжфазна відстань А, мм	1500	1200
Тип опорного ізолятора	ОФР-24-750 кр	ОФР-20-500
Крок між ізоляторами, мм	3000	3000
Тип застосованого трансформатора напруги	ЗНОЛ. 06-24	ЗНОМ-20
Тип трансформатора струму	ТШВ-24-30000/5	ТШ-20-12000/5
Гранична довжина монтажного блоку або секції, м	6,5	6,5
Маса одного метра одної фази	210	125-145

Вибір КЕС для з'єднання трансформаторів власних потреб з КРП проводимо:

- 1) по напрузі $U_{\text{ном}} \leq U_{\text{ном.стр}}$

- 2) по номінальному струму $I_{\text{ном.}} \leq I_{\text{ном.стр}}$
 3) перевіряємо $i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$

Вибираємо комплектний екранований струмопровід **ТЗК-6-1600-81**.

Проведемо перевірку:

- 1) по напрузі $U_{\text{ном}} \leq U_{\text{ном.стр}}$
 $U_{\text{ном}} = 6 \text{ [кВ]} = U_{\text{ном.стр}} = 6 \text{ [кВ]}$

- 2) по номінальному струму $I_{\text{ном.}} \leq I_{\text{ном.стр}}$

$$I_{\text{ном}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{S_{\text{ном.ПРТВП}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{32}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 1466 \text{ [А]}.$$

$$I_{\text{ном}} = 1466 \text{ [А]} < I_{\text{ном.стр}} = 1600 \text{ [А]}$$

- 3) перевіряємо $i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$

$$i_{\text{уд}} = 64.294 \text{ [кА]} < i_{\text{дин}} = 81 \text{ [кА]}$$

Таблиця 1.18. Основні технічні дані комплектних струмопроводів.

Параметри	ТЗК-6-1600-81
Номінальна напруга кВ:	6
Номінальний струм А:	1600
Електродинамічна стійкість кА	81
Переріз струмоведучих шин (з алюмінію) мм	125 × 55 × 6.5
Розташування шин	По трикутнику
Характеристика кожуха:	
Форма	Циліндрична $D_{\text{н}}=555$
Матеріал	Сталь
Виконання по розділенню фаз:	
Без міжфазних перегородок	+
З міжфазними перегородками	—
Габарити, мм	
Ширина	555
Висота	565
Гранична довжина блока	Не більше 5000
Маса, кг/м	90-106

Таким чином, обрані струмоведучі частини зможуть забезпечити передачу потужностей і надійну роботу усіх елементів схем.

2.9. Вибір комутаційної апаратури

Вибір вимикачів робитися для можливості відключення ними струмів КЗ. Допускається робити вибір вимикачів по основних параметрах:

по напрузі

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

по тривалому струмові

$$I_{норм} \leq I_{1ном}$$

$$I_{макс} \leq I_{1ном}$$

по електродинамічній стійкості

$$i_y \leq i_{дин}$$

$$I_{n0} \leq I_{дин}$$

по термічній стійкості

$$B_k \leq I_{терм}^2 t_{терм}$$

за умовою для симетричного струму відключення

$$I_{пт} \leq I_{отк.ном}$$

по можливості відключення аперіодичної складового струму КЗ

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta \cdot I_{отк.ном} / 100$$

Якщо умова $I_{пт} \leq I_{отк.ном}$ дотримується, а $i_{ат} \geq i_{а.ном}$, то допускається робити перевірку по спроможності повного струму, що відключає КЗ

$$(\sqrt{2} \cdot I_{пт} + i_{ат} \leq \sqrt{2} \cdot I_{отк.ном} \cdot (1 + \beta_n / 100))$$

Вибір роз'єднувачів набагато простіше вибору вимикачів, тому що роз'єднувач не призначений для відключення ні нормальних, ні, тим більше, аварійних струмів. У зв'язку з цим при їхньому виборі обмежуються визначенням необхідних робочих параметрів:

по напрузі

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

по тривалому струмові

$$I_{норм} \leq I_{1ном}$$

$$I_{макс} \leq I_{1ном}$$

по електродинамічній стійкості $i_y \leq i_{дин}$

по термічній стійкості

$$B_k \leq I_{терм}^2 t_{терм}$$

Обчислюємо $I_{мах}$ у кожній вітці, яка підходить до точки КЗ та приймаємо найбільше значення, А:

Для РП ВН:

$$I_{мах.Г1} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot 0.95 \cdot U_{ном}} = \frac{941 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 0.95 \cdot 500} = 1143.976 [A]$$

$$I_{мах.АТЗ} = 1.5 \cdot \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1.5 \cdot \frac{801 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 500} = 1387.373 [A]$$

$$I_{мах.ЛЕП} = \frac{P_{пр.зд}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi} = \frac{900 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 500 \cdot 0.85} = 1222.624 [A]$$

Розрахункові данні			Каталожні данні					
			Вимикач LTB-500-50/3150			Роз'єднувач SGF -500-3200		
$U_{уст}$	500	кВ	$U_{ном}$	500	кВ	$U_{ном}$	500	кВ
I_{max}	1387,37	А	$I_{ном}$	3150	А	$I_{ном}$	3200	А
$I_{п,т}$	6,775	кА	$I_{отк ном}$	40	кА	-		
$i_{a,т}$	8,361	кА	$i_{a, ном} = \sqrt{2} \cdot \beta \cdot \frac{I_{отк ном}}{100}$			-		
			$i_{a, ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{32 \cdot 40}{100} = 18,102$					
$I_{п0}$	7,077	кА	$I_{дин}$	40	кА	$I_{дин}$	63	кА
i_y	19,489	кА	$i_{дин}$	102	кА	$i_{дин}$	160	кА
B_k	13,022	(кА) ² с	$I_{тер}^2 t_{тер}$	4800,00	(кА) ² с	$I_{тер}^2 t_{тер}$	7938	(кА) ² с

Для РП СН:

$$I_{max, Г2-4} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot 0,95 \cdot U_{ном}} = \frac{2 \cdot 353 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 0,95 \cdot 220} = 974,979 [A]$$

$$I_{max, АТЗ} = 1,5 \cdot \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1,5 \cdot \frac{801 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220} = 3153,12 [A]$$

$$I_{max, ЛЕП} = \frac{P_{пр.зд}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi} = \frac{200 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,85} = 617,487 [A]$$

Розрахункові данні			Каталожні данні					
			Вимикач LTB-220-63/3150			Роз'єднувач SGF -220/3200		
$U_{уст}$	220	кВ	$U_{ном}$	220	кВ	$U_{ном}$	220	кВ
I_{max}	3153,12	А	$I_{ном}$	3150	А	$I_{ном}$	3200	А
$I_{п,т}$	13,774	кА	$I_{отк ном}$	63	кА	-		
$i_{a,т}$	17,691	кА	$i_{a, ном} = \sqrt{2} \cdot \beta \cdot \frac{I_{отк ном}}{100}$			-		
			$i_{a, ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{45 \cdot 63}{100} = 40,093$					
$I_{п0}$	14,632	кА	$I_{дин}$	63	кА	$I_{дин}$	50	кА
i_y	40,440	кА	$i_{дин}$	162	кА	$i_{дин}$	125	кА
B_k	55,665	(кА) ² с	$I_{тер}^2 t_{тер}$	11907,00	(кА) ² с	$I_{тер}^2 t_{тер}$	7500	(кА) ² с

Для АТЗ НН:

$$I_{АТЗН} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{32 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 527,863 [A]$$

Розрахункові данні	Каталожні данні					
	Вимикач ВР-35-40/2000			Роз'єднувач ГСГГ -35/2000		
$U_{уст} = 35$ кВ	$U_{ном} = 35$ кВ		$U_{ном} = 35$ кВ			
$I_{max} = 527,86$ А	$I_{ном} = 2000$ А		$I_{ном} = 2000$ А			
$I_{п,т} = 7,845$ кА	$I_{отк ном} = 40$ кА					-
$i_{а,т} = 6,191$ кА	$i_{з ном} = \sqrt{2} \cdot \beta \cdot I_{отк ном} / 100$					-
	$i_{а ном} = \sqrt{2} \cdot 30 \cdot 40 / 100 = 16,971$					
$I_{п0} = 7,845$ кА	$I_{дин} = 40$ кА		$I_{дин} = 32$ кА			
$i_y = 20,486$ кА	$i_{дин} = 102$ кА		$i_{дин} = 80$ кА			
$B_k = 16,001$ (кА) ² с	$I_{тер}^2 t_{тер} = 4800,00$ (кА) ² с		$I_{тер}^2 t_{тер} = 3969$ (кА) ² с			

Для власних потреб:

$$I_{ВП} = \frac{S_{ном}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{32 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6.3} = 1466,286 [A]$$

Розрахункові данні	Каталожні данні	
	Вимикач ВЭЭ-6-40/1600УЗ	Комірка КРП КЭЭ-6/40
$U_{уст} = 6,3$ кВ	$U_{ном} = 6,3$ кВ	$U_{ном} = 6,3$ кВ
$I_{max} = 1466,29$ А	$I_{ном} = 1600$ А	$I_{ном} = 3150$ А
$I_{п,т} = 13,226$ кА	$I_{отк ном} = 40$ кА	$I_{отк ном} = 40$ кА
$i_{а,т} = 4,853$ кА	-	-
$I_{п0} = 13,226$ кА	$I_{дин} = 40$ кА	-
$i_y = 34,663$ кА	$i_{дин} = 128$ кА	$i_{дин} = 128$ кА
$B_k = 116,40$ (кА) ² с	$I_{тер}^2 t_{тер} = 4800,00$ (кА) ² с	-

2.10. Вибір вимірювальних трансформаторів

Вибір вимірювальних трансформаторів струму проведемо на прикладі трансформатора струму, встановленого на виводах генератора ТГВ-800.

Вибір проводимо за умовами:

По напрузі установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

По допустимому струму:

$$I_{роб.мах} < I_{ном};$$

$$I_{роб.мах} = \frac{S_{номГ}}{\sqrt{3} \cdot 0.95 \cdot U_{ном}} = \frac{941}{\sqrt{3} \cdot 0.95 \cdot 24} = 23.828 [кА]$$

Вибираємо трансформатор струму ТШВ-24-30000/5:

$$U_{\text{НОМ}} = 24 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{НОМ}} = 30000 \text{ А} > 23828 \text{ А.}$$

$$Z_{2\text{H}} = \frac{S_{\text{ТС}}}{5^2} = \frac{100}{25} = 4 [\text{Ом}]$$

На електродинамічну стійкість вбудовані трансформатори не перевіряються

По вторинному навантаженню:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{H}},$$

де $Z_2 = \Sigma Z_{\text{пр}} + R_{\text{к}} + R_{\text{з.пров.}}$ – розрахункове навантаження; $R_{\text{к}} = 0.1 \text{ Ом}$ – опір контактів; $R_{\text{з.пров.}}$ – опір з'єднувальних проводів; $\Sigma Z_{\text{пр}} = \frac{\Sigma S_{\text{пр}}}{I_{2\text{H}}^2}$ – сумарний опір

приладів.

Для визначення сумарної потужності приладів скористаємося таблицею 2.19.

Схема включення приладів приведена на рис. 2.10.

Таблиця 1.19.

№ /п	Найменування приладів	Тип	Навантаження фази, ВА		
			А	В	С
1.	Амперметр	Э-377	0,1	0,1	0,1
2.	Амперметр регистрирующий	Н-344	-	10	-
3.	Ваттметр	Д-312	0,5	-	0,5
4.	Ваттметр регистрирующий	Н-348	10	-	10
5.	Варметр	Д-335	0,5	-	0,5
6.	Лічильник аутивної енергії	И-680	2,5	-	2,5
Сумарне навантаження			13,6	10,1	13,6

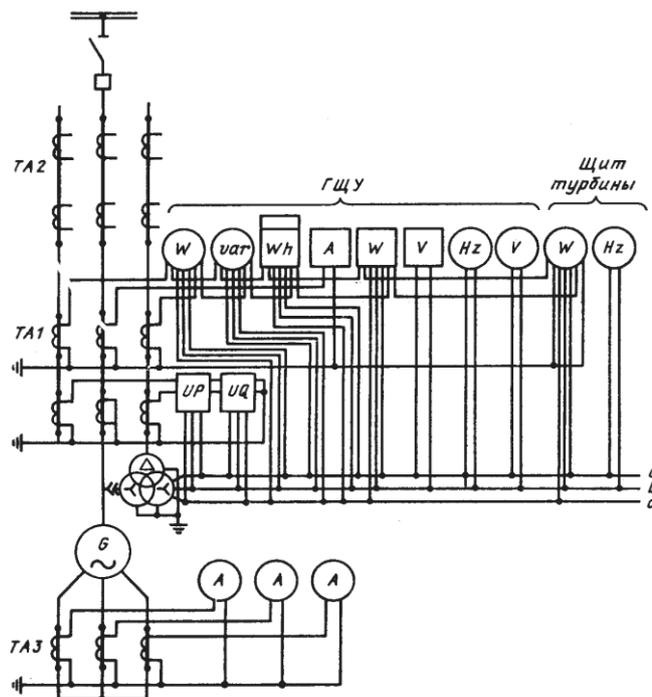


Рисунок 2.10 Схема включення вимірвальних приладів до

трансформатора струму та напруги.

Опір приладів:

$$\Sigma Z_{\text{пр}} = \frac{13,6}{5^2} = 0,544 \text{ Ом}$$

Опір з'єднувальних проводів:

$$R_{\text{з.пров.}} = Z_{2\text{н}} - \Sigma Z_{\text{пр}} - R_{\text{к}} = 4 - 0,544 - 0,1 = 3,356 \text{ [Ом]}.$$

Переріз з'єднувальних проводів:

$$F_{\text{з.н}} \geq \frac{\rho \cdot I_{\text{розр}}}{R_{\text{з.пров.}}} = \frac{0,0283 \cdot 30}{3,356} = 0,253 \text{ [мм}^2\text{]},$$

де $\rho = 0,0283$ – питомий опір матеріалу проводу;

$I_{\text{розр}} = 30$ м – довжина з'єднувальних проводів.

Вибираємо контрольний кабель АКРВГ з мідними жилами перерізом $2,5 \text{ мм}^2$.

Вибір вимірювальних трансформаторів напруги.

Вибір трансформаторів напруги проводимо на прикладі трансформатора напруги, встановленого на виводах генератора ТГВ-800 .

Вибір проводимо по напрузі установки:

$$U_{\text{н.тн}} \geq U_{\text{н.уст.}}$$

Попередньо вибираємо трансформатор ЗНОЛ.06-24УЗ

$$U_{\text{н.тн}} = 24 \text{ кВ} = U_{\text{н.уст.}} = 26,5 \text{ кВ}.$$

Перевіримо вибраний трансформатор по вторинному навантаженню:

$$S_{2\text{н}} \geq S_{2\text{розр.}}$$

де $S_{2\text{н}} = 75 \text{ В} \cdot \text{А}$ (в класі точності 0.5 [3]) – вторинна номінальна потужність трансформатора напруги; $S_{2\text{розр.}}$ – розрахункове навантаження трансформатора напруги.

Для визначення $S_{2\text{розр.}}$ складемо таблицю навантаження трансформатора напруги таблиця 9.2. Перелік вимірювальних приладів, встановлених на виводах генератора ТГВ-800 приведено в [3]. Типи та потужності приладів приведено в [3]. Схема включення приладів зображена на рис. 2.20.

Таблиця 2.20

Назва	Тип	$P_{\text{ав}}$	$Q_{\text{ав}}$	$P_{\text{вс}}$	$Q_{\text{вс}}$	$P_{\text{са}}$	$Q_{\text{са}}$	$\text{Cos } \varphi$
Вольтметр	Э-335	-	-	2	-	-	-	1
Ватметр	Д-335	1,5	-	1,5	-	1,5	-	1
Варметр	Д-335	1,5	-	1,5	-	1,5	-	1
Датчик акт. Енергії	Е-825	-	-	10	-	-	-	1
Датчик реакт. енергії	Е-830	-	-	10	-	-	-	1
Лічильник акт. Потужності	И-680	2	4,85	2	4,85	2	4,85	0,38
Ватметр	Д-305	2	-	2	-	2	-	1
Частотомір	Э-371	-	-	3	-	-	-	1

Сумарне значення		7	4,85	32	4,85	7	4,85	
------------------	--	---	------	----	------	---	------	--

Розрахункове навантаження:

$$S_{ab} = \sqrt{P_{ab}^2 + Q_{ab}^2} = \sqrt{7^2 + 4.85^2} = 8.516[B \cdot A]$$

$$S_{bc} = \sqrt{P_{bc}^2 + Q_{bc}^2} = \sqrt{32^2 + 4.85^2} = 32.365[B \cdot A]$$

$$S_{ca} = \sqrt{P_{ca}^2 + Q_{ca}^2} = \sqrt{7^2 + 4.85^2} = 8.516 [B \cdot A]$$

$$S_a = \frac{S_{ab} + S_{ac}}{2} = \frac{8.516 + 8.516}{2} = 8.516[B \cdot A]$$

$$S_b = \frac{S_{ab} + S_{bc}}{2} = \frac{8.516 + 32.365}{2} = 20.44[B \cdot A]$$

$$S_c = \frac{S_{bc} + S_{ac}}{2} = \frac{32.365 + 8.516}{2} = 20.44[B \cdot A]$$

По більшому значенню перевіряємо умову: $S_{2H} \geq S_{2розр.}$,

$$S_{2розр} = 20,440 \text{ ВА} < S_{2H} = 75 \text{ ВА},$$

умова виконується.

Таблиця 2.21

№	Місце встановлення	Тип трансформатора напруги	U_H ом, кВ
1	Виводах генератора ТГВ-800	ЗНОЛ.06-24УЗ	24
2	Виводах генератора ТГВ-300	ЗНОМ-20-63У2	20
3	Шини РП ВН –500 кВ	НДЕ-500-72У1	500
4	Шини РП СН –220 кВ	НКФ-220-58У1	220

Таблиця-2.22

№	Місце встановлення	Тип трансформатора струму	$U_{НОМ}$, кВ	$I_{НОМ}$, А
1	Виводах генератора ТГВ-800	ТШВ-24-30000/5	24	30000
2	Виводах генератора ТГВ-300	ТШ-20-12000/5	20	12000
3	Шини РП ВН –500 кВ	ТФРМ 500Б У1	500	2000
4	Шини РП СН –220 кВ	ТФЗМ 220Б-IV У1	220	1500

2.11. Вибір апаратури для обмеження перенапруг, шунтуючих реакторів та високочастотних загороджувачів

Для захисту ізоляції від комутаційних та атмосферних перенапруг приймаються вентильні розрядники, які складаються з колонки іскрових проміжків, шунтовані нелінійними резисторами, і нелінійних робочих резисторів, розташованих у герметично закритій фарфоровій кришці.

Розрядники вибирають по напрузі установки. В нейтралі трансформатора розрядники встановлюються на клас нижче напруги установки. Вибираємо

розрядники з [2.табл.5.20.]. Усі вибрані розрядники занесені до табл.2.22.

Таблиця 1.22

Місце встановлення	$U_{\text{ном}}$, кВ	Тип ОПН
ЛЕП-500	500	ОПНП-500
Виводи БТ 2-4	220	ОПНП -220М
Виводи БТ 1	500	ОПНП -500
ЛЕП-220	220	ОПНП -220М
ВН АТЗ	500	ОПНП -500
СН АТЗ	220	ОПНП -220М
НН АТЗ	35	ОПНП -35
ТГВ-800	24	ОПНП -20
ТГВ-300	20	ОПНП -15

Високочастотні загороджувачі встановлюємо на ЛЕП 500 та 220 кВ. Їх вибір виконуємо по номінальному струму та напрузі.

Максимальний струм в лінії 500 кВ:

$$I_{\text{max.ЛЕП500}} = \frac{P_{\text{пр.зд}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos\varphi} = \frac{900 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 500 \cdot 0,85} = 1222,624 [\text{A}]$$

Вибираємо високочастотний загороджувач **ВЗ-1250-0,5У1**.

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}: 1222,624 [\text{A}] < 1250 [\text{A}].$$

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}: 500 [\text{кВ}] = 500 [\text{кВ}];$$

Проводимо перевірку

– на електродинамічну стійкість:

$$i_y \leq i_{\text{дин}};$$

$$19,489 [\text{кА}] < 80 [\text{кА}].$$

– на термічну стійкість:

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

$$13,022 [(\text{кА})^2 \cdot \text{с}] < 31,5^2 \cdot 1 = 992,25 [(\text{кА})^2 \cdot \text{с}].$$

Всі умови виконуються.

Максимальний струм в лінії 220 кВ:

$$I_{\text{max.ЛЕП220}} = \frac{P_{\text{пр.зд}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos\varphi} = \frac{200 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,85} = 617,5 [\text{A}]$$

Вибираємо загороджувач **ВЗ-630-0,5У1**.

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}: 617,5 [\text{A}] < 630 [\text{A}].$$

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}: 220 [\text{кВ}] = 220 [\text{кВ}];$$

Проводимо перевірку

– на електродинамічну стійкість:

$$i_y \leq i_{\text{дин}};$$

$$40,44 \text{ [кА]} < 41 \text{ [кА]}.$$

– на термічну стійкість:

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

$$55,665 \text{ [(кА)}^2 \cdot \text{с]} < 16^2 \cdot 1 = 256 \text{ [(кА)}^2 \cdot \text{с]}.$$

Всі умови виконуються.

Штунючі реактори встановлюємо на ЛЕП.

ЛЕП 500 – ОПН-500У1

ЛЕП 220 – ОПН-220У1.

2.12. Вибір установки постійного струму

Для живлення кіл управління, сигналізації, автоматики, а також живлення найбільш відповідальних механізмів на КЕС передбачена установка постійного струму.

На проектованій КЕС встановлюємо одну акумуляторну батарею на два енергоблоки, яка експлуатується в режимі постійного підзаряду .

Розрахунок струмів навантаження проведемо у табличній формі таблиця

2.23.

Таблиця 2.23

Електроприймач	Кількість	P _{ном} кВт	I _{ном} ,А	I _{розр} ,А	I _{пуск} ,А	Розрахункове ав. навантаження	
						I _{ав} ,А	I _т ,А
Постійне навантаження	-	-	-	70	-	70	70
Аварійне освітлення	-	-	-	250	-	250	-
Привід вимикачів 2 х ВЭ – 6 ПЭ – 22	2	-	250	-	-	-	500
Перетворювальний агрегат оперативного	1	7,2	38	30	100	30	30
Електродвигун аварійного маслонасосу ущільнення генератора	1	32	168	150	420	150	-
Електродвигун аварійного маслонасосу системи змащування	2	42	216	200	540	200	540
ВСЬОГО						700	1140

Схема акумуляторної установки з елементним комутатором, що працює в

режимі постійної підзарядки, зображено на рис.2.11.

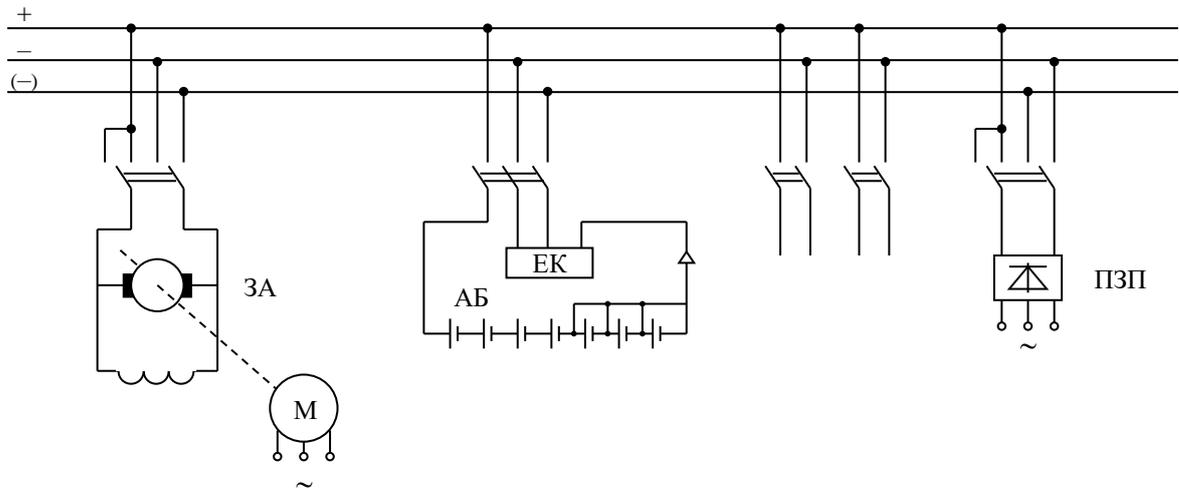


Рисунок 2.11. Схема акумуляторної установки з елементним комутатором, що працює в режимі постійної підзарядки (АБ - акумуляторна батарея; ЕК - елементний комутатор; ПЗП - підзарядний пристрій; ЗА - зарядний агрегат; Д - привідний електродвигун змінного струму).

В режимі короткочасного навантаження визначимо значення мінімально допустимої напруги на приводі вимикача $85\% U_{ном}$, з врахуванням падіння напруги в кабелі $5\% U_{ном}$. Розрахуємо кількість елементів батареї:

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

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{пз}},$$

де $U_{ш} = 230 \text{ В}$ [3] – напруга на шинах; $U_{пз} = 2.15 \text{ В}$ [3] – напруга на елементі в режимі підзарядки.

$$n_0 = \frac{230}{2.15} = 107 \text{ шт.}$$

Загальна кількість елементів батареї:

$$n = \frac{U_{ш}}{U_p},$$

де $U_p = 1,75 \text{ В}$ [3] – напруга на елементі в кінці аварійного розряду.

$$n = \frac{230}{1.75} = 131 \text{ шт};$$

-додаткових:

$$n_{\text{доо}} = n - n_o = 131 - 107 = 24 \text{ шт.}$$

Виходячи із тривалості аварійного навантаження визначимо типовий номер батареї:

$$N = 1.05 \cdot \frac{I_{\text{ав}}}{j} = 1.05 \cdot \frac{670}{25} = 28.14;$$

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

$I_{\text{ав}}$ – допустимий струм півгодинного аварійного розряду, приведений до першого номера акумулятора;

$j = 25 \text{ А/Н}$ [3] – розрахункова температура електроліту.

Приймаємо найближчий більший типовий номер:

$$N = 32 \text{ (СК-32)}.$$

Перевіряємо по струму короткочасного аварійного навантаження:

$$N = \frac{I_T}{46} = \frac{1140}{46} = 24.78 < 32$$

Перевіряємо по допустимій напрузі в умовах аварійного короткочасного навантаження:

$$j > \frac{I_T}{N},$$

де j визначається по кривим [1] для основних елементів із умови забезпечення:

$$j = \frac{1140}{32} = 35.625 \frac{\text{А}}{\text{Н}}$$

Струм розряду $j=35.625$ відповідає значенню $\frac{U_{\text{ш}}}{U_{\text{ном}}} = 91\%$, яке задовольняє

умову, за якою мінімальна напруга на приводі вимикача повинна бути $85\%U_H$ з урахуванням падіння напруги в кабелі $5\%U_H$.

Отже приймаємо для встановлення акумуляторну батарею типу СК-32.

Підзарядний пристрій вибираємо по розрахунковим значенням струму і напруги у нормальному режимі. Струм підзарядки приймаємо $0.15 \cdot N$ [1].

Розрахунковий струм ПЗП основних елементів батареї:

$$I_{\text{ПЗП}} = I_{\text{пост}} + 0,15 \cdot N,$$

де $I_{\text{пост}}$ – струм постійно включеного навантаження.

$$I_{\text{ПЗП}} = 70 + 0,15 \cdot 32 = 74,8 \text{ [A]}.$$

Розрахункова напруга підзарядного пристрою:

$$U_{\text{ПЗП}} = U_{\text{ПЗ}} \cdot n_0 = 2,15 \cdot 107 = 230,5 \text{ [В]}.$$

Приймаємо підзарядний пристрій ВАЗП-380/260-40/80.

Розрахунковий струм і напруга підзарядного автоматичного пристрою додаткових елементів:

$$I_{\text{ПЗП дод}} = 0,05 \cdot 32 = 1,6 \text{ А};$$

$$U_{\text{ПЗП дод}} = U_{\text{ПЗ}} \cdot n_{\text{дод}} = 2,15 \cdot 24 = 51,6 \text{ В};$$

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

Розрахунковий струм і напруга зарядного пристрою:

$$I_{\text{ЗП}} = I_{\text{пост}} + 5N; \quad U_{\text{ЗП}} = U_3 \cdot n.$$

$$I_{\text{ЗП}} = 70 + 5 \cdot 32 = 230 \text{ [А]}; \quad U_{\text{ЗП}} = 2,75 \cdot 131 = 360,25 \text{ [В]}.$$

Вибираємо зарядний агрегат, що складається з генератора постійного струму типу П-101 ($P_{\text{ном}} = 65 \text{ кВт}$, $U_{\text{ном}} = 270 \text{ В}$, $I_{\text{ном}} = 296 \text{ А}$) і асинхронного двигуна типу А2-91-4 ($P_{\text{ном}} = 75 \text{ кВт}$).

2.13. Розрахунок блискавкозахисту ВРП 500 кВ

Блискавкозахист виконується штирьовими блискавковідводами (БВ).

Розрахунок зон захисту виконуємо графічним методом (рис. 2.12.а, б).

h_x – найвища точка обладнання, яке необхідно захистити; h – висота блискавковідводу; L – відстань між блискавковідводами.

h_x , h , L – беруться на підставі обраної схеми ВРП [5].

r_x – радіус зони захисту одного БВ, м:

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

h_0 – верхня границя зони захисту, м:

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

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

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

R – радіус дуги, що з'єднує вершини двох БВ і точку, розташовану на перпендикулярі, проведеному з середини відстані між БВ на висоті h_0 :

$$R = 4 \cdot h - h_0, [\text{м}].$$

Розрахуємо всі величини, необхідні для побудови зон захисту.

$$h_x = 24 [\text{м}]; h = 44 [\text{м}]; L_{1-2} = 64 [\text{м}].$$

$$r_x = 1,5 \cdot (h - 1,25h_x) = 1,5 \cdot (44 - 1,25 \cdot 24) = 21 [\text{м}];$$

$$h_0 = 4 \cdot 44 - \sqrt{9 \cdot 44^2 + 0,25 \cdot 64^2} = 40,177 [\text{м}];$$

$$b_x = 3 \cdot (h_0 - 1,25h_x) = 3 \cdot (40,177 - 1,25 \cdot 24) = 30,530 [\text{м}];$$

$$R = 4 \cdot 44 - 24 = 135,823 [\text{м}].$$

Результати всіх інших розрахунків зведені в таблиці 2.24 Намалюємо у масштабі отримані зони захисту (рис. 2.12 а, б). Якщо є не перекриті зони, то збільшуємо висоту БВ.

Таблиця 2.24

$L, \text{ м}$	$h_0, \text{ м}$	$b_x, \text{ м}$	$r_x, \text{ м}$
$L_{1-2} = L_{2-3} = L_{3-4} = L_{5-6} = L_{6-7} = L_{7-8} =$ $L_{9-10} = L_{10-11} = L_{11-12} = L_{13-14} = L_{14-15} = L_{15-16} = 64$	40, 177	30, 53	21
$L_{1-5} = L_{5-9} = L_{9-13} = L_{2-6} = L_{6-10} = L_{10-14} =$ $L_{3-7} = L_{7-11} = L_{11-15} = L_{4-8} = L_{8-12} = L_{12-16} = 55,33$	41, 132	33, 395	21
$L_{1-6} = L_{6-11} = L_{11-16} = L_{2-7} = L_{7-12} = L_{3-8} =$ $L_{5-10} = L_{10-15} = L_{9-14} = 84,6$ $L_{4-7} = L_{7-10} = L_{10-13} = L_{3-6} = L_{6-9} = L_{2-5} =$ $L_{8-11} = L_{11-14} = L_{12-15} = 84,6$	37, 387	22, 162	21

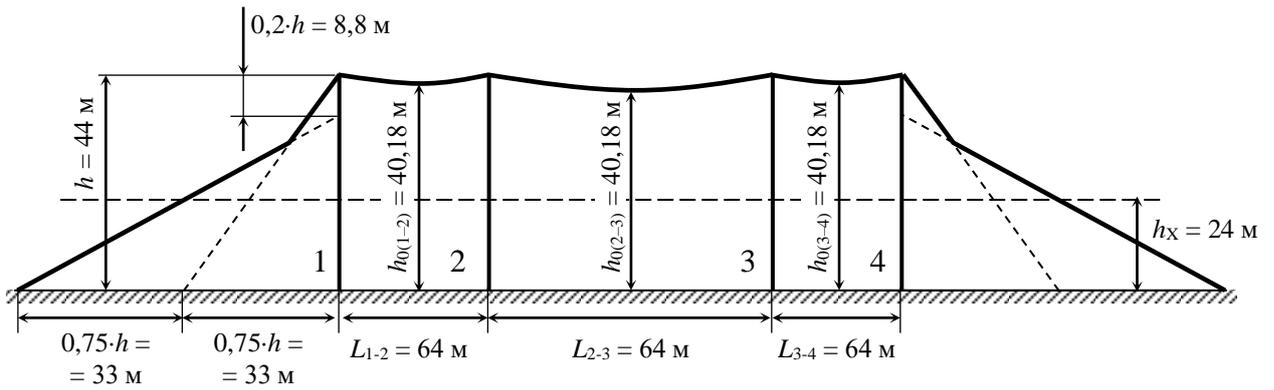


Рисунок 2.12.а. Зони захисту блискавковідводами, вид збоку

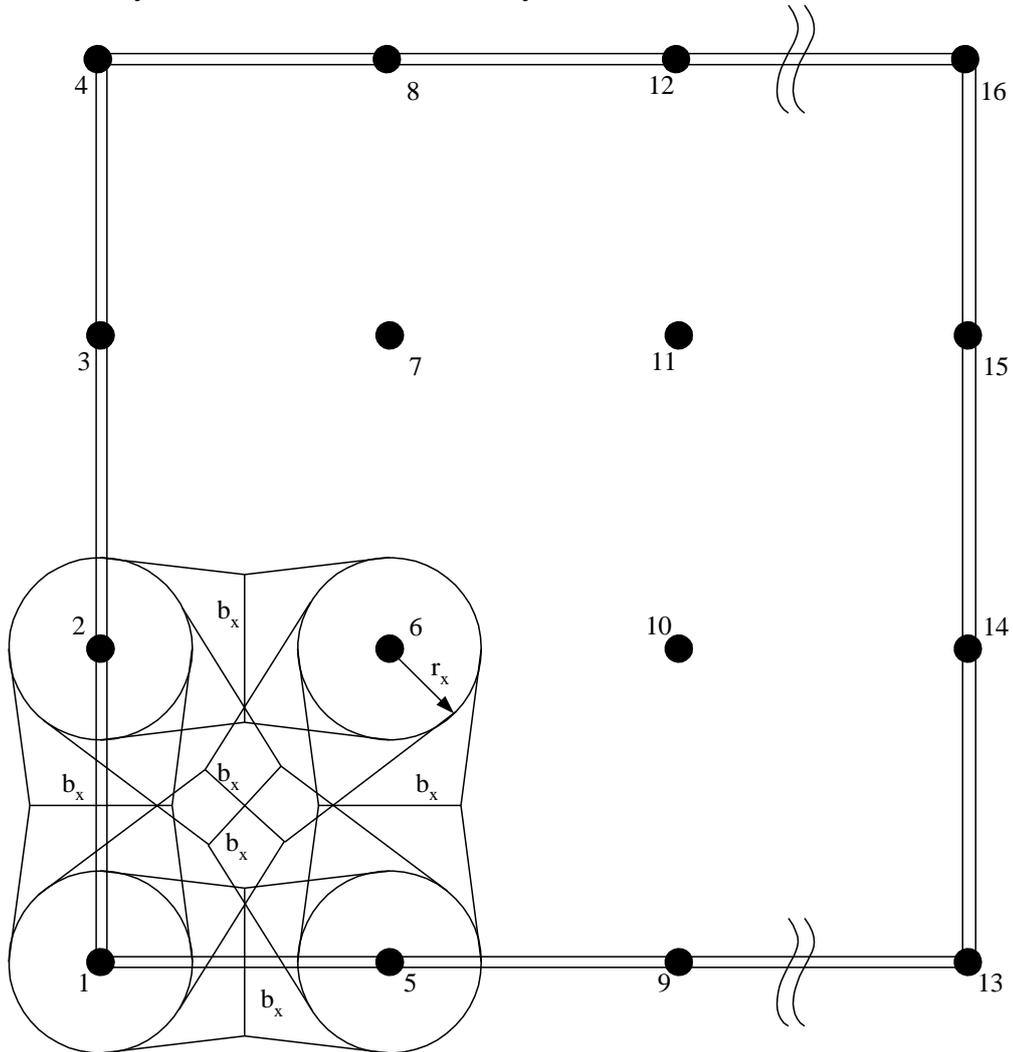


Рисунок 2.12.б. Зони захисту РП блискавковідводами, вид зверху

Розрахований блискавкозахист зможе захистити усе обладнання на ВРП.

3. ЧАСТКОВІ РОЗРЯДИ: ПРИРОДА, КЛАСИФІКАЦІЯ ТА ВПЛИВ НА ІЗОЛЯЦІЮ

3.1 Фізичні механізми виникнення часткових розрядів, їх параметри та діагностичне значення.

Часткові розряди (ЧР) є одним із ключових факторів, що визначають надійність та ресурс високовольтної ізоляції. Згідно з міжнародним стандартом ІЕС 60270, частковий розряд визначається як локалізований електричний розряд, що шунтує лише частину ізоляції між провідниками і який може (або не може) виникати безпосередньо прилягаючи до провідника.

Фізична природа виникнення ЧР базується на неоднорідності діелектричної структури. Реальна ізоляція високовольтного обладнання (трансформаторів, кабелів, електричних машин) не є ідеальною і часто містить дефекти: газові включення (пори), сторонні частинки, розшарування або гострі виступи на електродах.

Найпоширенішою моделлю для пояснення механізму ЧР є модель газового включення в твердому діелектрику. Оскільки діелектрична проникність газу значно менша за проникність твердої ізоляції, напруженість електричного поля в газовій порожнині стає вищою, ніж у навколишньому середовищі. Це співвідношення описується формулою:

$$E_g = \epsilon_s \cdot E_s$$

Окрім того, електрична міцність газу значно нижча за міцність твердого діелектрика. Коли напруженість поля в порожнині досягає критичного значення пробою газу (згідно з законом Пашена), відбувається лавиноподібна іонізація — виникає електричний розряд.

Процес розвитку розряду можна описати наступним алгоритмом:

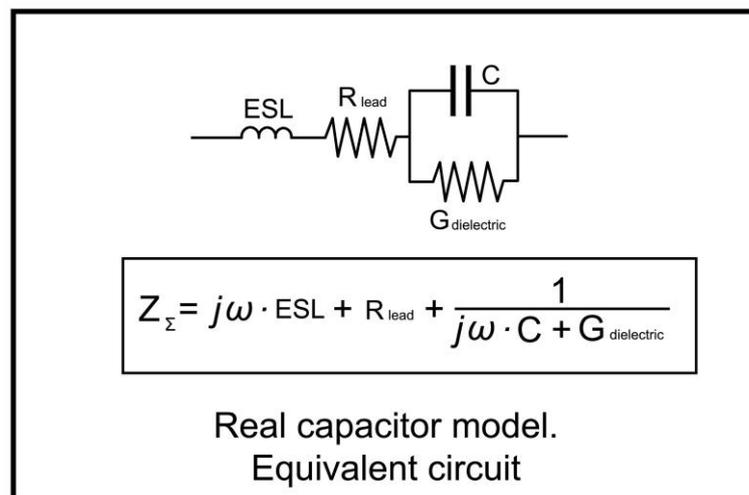
1. Наростання напруги на об'єкті призводить до підвищення напруженості поля в дефекті.

2. При досягненні напруги запалювання відбувається миттєвий перерозподіл зарядів (пробій включення).

3. Напруга на включенні падає до рівня напруги гасіння, розряд припиняється.

4. Оскільки зовнішня напруга змінного струму продовжує змінюватися, процес повторюється багаторазово протягом одного періоду промислової частоти.

Для аналізу цього процесу часто використовують спрощену ємнісну схему заміщення (схема Геманта-Філіпова), де ізоляція моделюється як система конденсаторів.



Для кількісної оцінки інтенсивності ЧР використовують систему параметрів, які можна виміряти за допомогою сучасних діагностичних комплексів. До основних параметрів належать:

- Уявний заряд це електричний заряд, який, будучи введеним миттєво між клемми об'єкта випробування, викликав би таку саму зміну напруги, як і реальний частковий розряд. Вимірюється в пікокулонах (пКл). Важливо розуміти, що уявний заряд не дорівнює істинному заряду в місці дефекту, але є пропорційним йому.

- Частота повторення це кількість імпульсів ЧР за одиницю часу (зазвичай за секунду). Висока частота повторення свідчить про активний розвиток дефекту.

- Фазовий кут це положення імпульсу ЧР відносно фази прикладеної напруги. Цей параметр є критичним для розпізнавання типу дефекту (наприклад, розряди в товщі ізоляції зазвичай виникають на ділянках зростання напруги, а корона — на піках).
- Середній струм розряду це сумарна характеристика, що поєднує заряд та частоту слідування імпульсів.
- Енергія розряду це енергія, що виділяється в одиничному розряді. Саме цей параметр визначає руйнівну здатність ЧР, оскільки енергія витрачається на теплову дію, хімічне розкладання діелектрика та ерозію стінок порожнини.

Діагностика ЧР посідає центральне місце в системах моніторингу стану обладнання (Condition Based Maintenance). Її значення зумовлене подвійною природою часткових розрядів. Поява або зростання інтенсивності ЧР є раннім індикатором старіння ізоляції, наявності виробничих дефектів або помилок монтажу. На відміну від традиційних випробувань (наприклад, вимірювання опору ізоляції), метод ЧР дозволяє виявити локальні дефекти на ранніх стадіях, коли вони ще не призвели до пробою.

Тривала дія розрядів викликає поступову деградацію матеріалу через бомбардування електронами та іонами, локальний перегрів та хімічні реакції (утворення озону, азотної кислоти). Це призводить до утворення провідних каналів (електричний триїнг) і, зрештою, до повного пробою ізоляції.

Таким чином, аналіз параметрів ЧР дозволяє не лише констатувати наявність проблеми, але й ідентифікувати тип дефекту, оцінити ступінь його небезпеки та спрогнозувати залишковий ресурс ізоляційної конструкції.

У силових високовольтних трансформаторах застосовується, головним чином, масло-бар'єрна ізоляція, яка складається з шарів, що чергуються електрокартоном і нафтовим маслом. З цих двох компонентів при впливі змінної і імпульсної напруги найбільш навантажені масляні канали. Так,

наприклад, в області рівномірного поля співвідношення між напруженням в маслі E_M і в електрокартоні E_K дорівнює:

$$\frac{E_M}{E_K} = \frac{\epsilon_K}{\epsilon_M} \approx 2. \quad (2.1)$$

Так як електрична міцність масла в 3-4 рази менше міцності просоченого, електрокартону, то ч. р. виникають насамперед у прошарках масла.

У силових трансформаторах локальні підвищення напруженості електричного поля, достатні для виникнення ч. р., Можуть виникати в різних місцях, причому небезпека ч. р. певної інтенсивності істотно залежить від місця їх виникнення. Так, інтенсивні ч. р. у вигляді стримерної корони в чисто масляному проміжку (наприклад, з фланця прохідного ізолятора) при впливі робочої напруги або перенапруги представляють істотно меншу небезпеку, ніж аналогічні ч. р. в масло-бар'єрній ізоляції (наприклад, пробій масляного каналу), так як в останньому випадку ці ч. р. призводять до незворотних руйнувань твердої ізоляції. Крім того, ч. р. однакової інтенсивності, що виникають в різних місцях по довжині обмотки, призводять до різних реєструється значенням удаваного розряду внаслідок загасання сигналу при його проходженні по обмотці. Ці обставини істотно ускладнюють встановлення небезпечних рівнів ч. р. при різних впливах.

Можна виділити наступні види ч. р. в ізоляції силових трансформаторів:

- 1) пробою масляного каналу в масло-бар'єрній ізоляції середній частині обмотки;
- 2) пробою масляного каналу в області краю обмотки;
- 3) пробою масляного зазору в місці зіткнення ізольованого проводу та електрокартону або паперу (ізоляція відводів, перемичок, міжфазна ізоляція);
- 4) ч. р. в бумажномасляній ізоляції на відводах, перемичках і т.п.;
- 5) пробою масляного каналу між котушками (в поздовжньої ізоляції);
- 6) частковий пробій виткової ізоляції;
- 7) ковзний розряд по поверхні електрокартону.

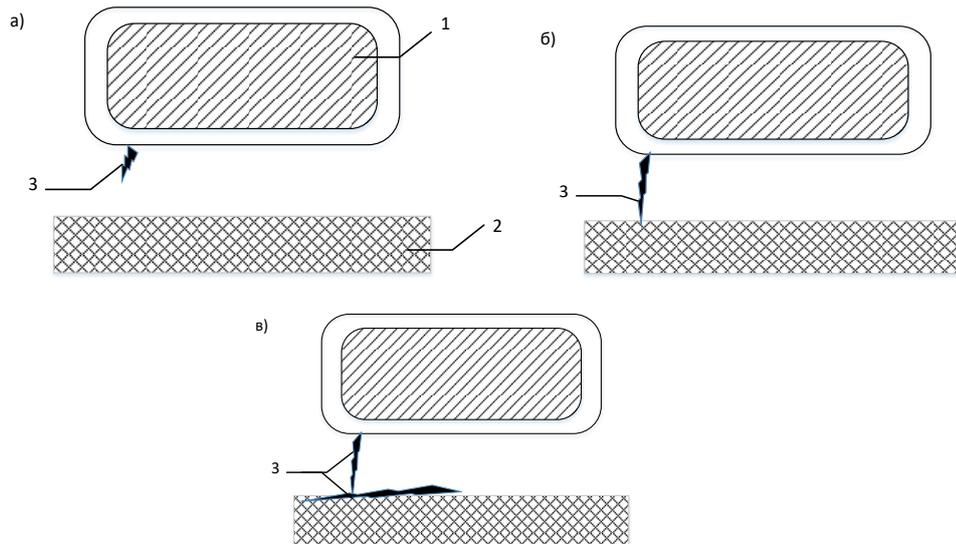


Рисунок 3.1. Схема розвитку пробую масляного каналу.

1 - обмотка; 2 - бар'єр; 3 - розряд.

Схема розвитку пробую масляного каналу приведена на рис. 2.1. Такий пробій найчастіше призводить до місцевих незворотних ушкоджень твердої ізоляції (обвуглені сліди на поверхні або в товщі твердої ізоляції електрокартону або паперу) і можливого подальшого розвитку цих ушкоджень. Для ізоляції трансформатора важливо не тільки збереження її ізолюючих властивостей в момент пробую масляного каналу, а й збереження її тривалої міцності в процесі подальшої експлуатації. Тому напруга, що приводить до пробую масляного каналу, прийнято ототожнювати з пробивною напругою масло-бар'єрної ізоляції, яка визначає її короточасну електричну міцність.

У головній ізоляції трансформаторів висока напруженість виникає біля поверхні проводу обмотки $E_{max} = (2 \div 2.5)E_M$, де E_M — напруженість в середині масляного каналу, яка визначається за формулою:

$$E_M = \frac{U}{r_{cp} \sum_{i=1}^n \frac{1}{\varepsilon_i} \ln \frac{r_i}{r_{i-1}}}. \quad (3.2)$$

де r_{cp} — радіус поверхні, що проходить через середину масляного каналу; r_i — радіус граничної поверхні i -го шару; ε_i — діелектрична проникність i -го шару.

У зв'язку зі значним спотворенням поля в першому масляному каналі, як правило, пробої настають перш за все в цьому каналі, що розділяє обмотку і перший бар'єр з картону.

Характерними особливостями умов роботи масло-бар'єрної ізоляції в трансформаторах і реакторах є відсутність відкритих металевих поверхонь електродів в місцях найбільшої напруженості поля і відсутність гострих кромek і кутів на електродах. Тому початкові ч. р. локалізуються не у поверхні металу, а у поверхонь ізоляції, в першу чергу — в місцях стиків ізоляційних деталей. Іншим осередком початкових ч. р. є місця торкання бар'єрів і ізолюваного проводу обмотки в переходах і перемичках. На рис. 3.2 показано виконання ізоляції у внутрішній поверхні обмотки і картина електричного поля в цьому вузлі.

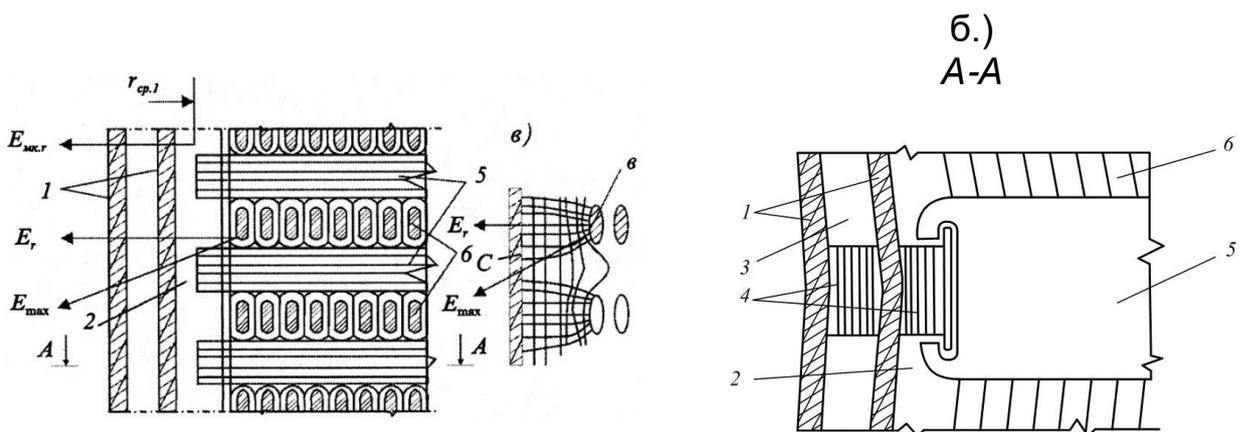


Рисунок 3.2. Ескіз виконання ізоляції у внутрішній поверхні обмотки (а) і картина електричного поля в масляному каналі поблизу обмотки (б)

3.2 Руйнування масло-бар'єрної ізоляції часткових розрядів

Електричне старіння масло-бар'єрної ізоляції полягає в тому, що в результаті початкових ч. р. малої інтенсивності відбувається розкладання масла, що супроводжується виділенням газу (головним чином, водню) і утворенням важких смолистих речовин, частково випадають з масла і осідають на поверхні ізоляційних деталей або на дні бака у вигляді чорного шламу. Освіта газу небезпечно тим, що він може накопичуватися в таких вузлах ізоляції, звідки вихід бульбашок є важким. З плином часу газовий міхур може досягти таких розмірів, що в ньому самому почнуться ч. р. високої інтенсивності, які сприятимуть подальшому газовиділення і можуть зруйнувати тверду ізоляцію. Освіта шламу, частково розчиняється в маслі, частково осідає на поверхні ізоляції, небезпечно тим, що збільшується $\tan \delta$ ізоляції в цілому і погіршується відвід тепла з поверхні ізоляції.

Інтенсивність слабких початкових ч. р. в масло-бар'єрній ізоляції лежить в межах від 10^{-12} – 10^{-10} Кл. Якщо ці розряди відбуваються навіть поблизу відкритої поверхні паперу і картону, з їх впливом на тверду ізоляцію можна не рахуватися. Вельми тривалий (протягом декількох років) вплив початкових ч. р. на папір і картон призводить тільки до відкладення на поверхні нерозчинного шламу. При цьому ізоляція залишається цілком працездатною.

Більш інтенсивні ч. р. на рівні 10^{-9} – 10^{-8} Кл найчастіше виникають при пробоях масляного прошарку, вузького масляного клина або газових бульбашок з діаметром більше 1 мм. Такі повторювані пробої викликають рясне газовиділення і розвиток ч.р. вздовж поверхонь картону або в його товщі. При цьому можлива поява сильно розгалуженого обвуглене каналу по поверхні або в товщі електрокартону, захоплюючого великі поверхні (десятки квадратних дециметрів) і отримав назву «повзе розряду». На рис. 2.3 приведена фотографія ізоляційної прокладки, що знаходилася в зоні розвитку такого розряду.

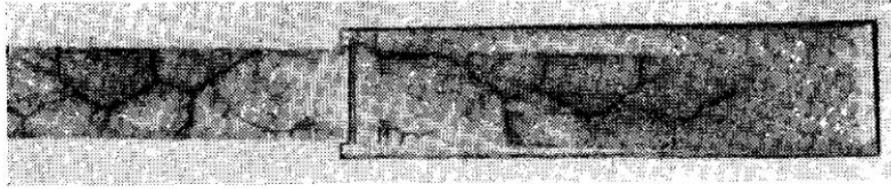


Рисунок 3.3 Фотографія прокладки зі слідами повзучого розряду.

Повзучий розряд розвивається, як правило, в вузькій щілині між двома притиснутими один до одного поверхнями ізоляційних деталей або в товщі електрокартону, між його шарами. Розрядний канал замикає вузький масляний зазор, наприклад між виступаючим переходом обмотаного ізоляцією проводом і картонним циліндром. Цей розрядний канал має високу температуру, при якій може виникнути обвуглювання картону вздовж каналу. Його можна розглядати як провідник, на кінці якого різко збільшується напруженість електричного поля і утворюються нові пробої в маслі, нове обвуглювання картону і т. д. Весь процес розвивається тривало і має пульсуючий характер: при пробі нові ділянки зростає струм, з ростом струму збільшується падіння напруги в каналі і падає напруга на кінці каналу, який просувається. При цьому поле в кінці слабшає і пробої масла припиняються. Відповідно зменшується падіння напруги на обвугленому картоні і знову зростає напруженість поля в кінці каналу розряду. Для просування повзучого розряду велике значення мають газові бульбашки, що утворилися у кінця каналу за рахунок розкладання масла. Енергія, передана електронами стримера молекулам рідини, витрачається в основному на збільшення кінетичної енергії молекул рідини, тобто на підвищення температури. Коли остання досягне температури кипіння, відбудеться місцеве закипання рідини і утворення високопровідного каналу лідера в газі (плазми) з дуже малим падінням напруги. Такий канал обмеженої довжини викликає різке збільшення напруженості поля у його межі і виникнення більш інтенсивних ковзаючих розрядів по поверхні ізоляційного бар'єру. Там, де канал розряду, що має високу температуру, доторкається поверхні ізоляційного бар'єру (електрокартону, ізоляційної паперу), масло, яке

просякнуло картон або папір, випаровується і утворюються білі пагони, зникаючі незабаром після припинення розряду.

Якщо енергія, що виділяється в каналі розряду, досить велика, то температура каналу може досягти 2-3 тис. градусів, в результаті чого на поверхні ізоляції, по якій розвивається розряд, виникають обвуглені сліди у вигляді гіллястих чорних пагонів.

Оцінимо інтенсивність ч. р., Що призводять до тих чи інших руйнувань на поверхні ізоляції.

Оскільки температура інтенсивної термічної деструкції картону лежить в інтервалі 275-400 ° С, можна прийняти температуру картону в місці пошкодження ч. р. рівній 350-380 ° С.

Енергія, необхідна для нагрівання картону в місці ч.р.

$$W_T = m_K c_K \Delta T \quad (3.3)$$

де m_K — маса обвугленого картону; c_K — теплоємність картону; $\Delta T \approx 300$ К — різниця температур.

Як показує аналіз пошкоджень ізоляції силових трансформаторів; сумарна, довжина обвуглених доріжок в початковій стадії руйнування приблизно дорівнює 1 см, перетин — біля 10^{-4} см², а маса обвуглені картону — приблизно 10^{-4} г. Енергія, витрачена на нагрівання цього обсягу паперу на 300 ° С, становить ~ 0, 1 Дж. Якщо припустити внаслідок короткочасності процес нагрівання адіабатичним і знехтувати тепловідводом від місця виникнення ч. р., то енергія ч. р., що призводить до обвуглювання прийнятого обсягу картону, дорівнює також 0,1 Дж. Для ізоляції силових трансформаторів класу 220 кВ це відповідає уявному заряду ч. р. $q_{чр} = 3 \times 10^{-7} — 10^{-6}$ Кл.

За експериментальними даними в силових трансформаторах при робочій напрузі мають місце ч. р. з уявним зарядом від 3×10^{-12} до 3×10^{-9} Кл.

Аналіз показує, що тривале існування ч. р. з інтенсивністю 10-п-10 ~ 10 Кл при робочому напрузі не призводить до помітних пошкоджень ізоляції і, очевидно, є безпечним. Тривале існування (протягом десятка годин і більше) ч.

р. з інтенсивністю 10^{-11} — 10^{-10} Кл призводить до появи слідів на картоні; кілька імпульсів з інтенсивністю 10^{-7} — 10^{-6} Кл викликають обвуглювання картону.

3.3 Тривала міцність масло-бар'єрної ізоляції і допустимі напруженості

Визначення тривалої електричної міцності масло-бар'єрної ізоляції нашоюхується на значні труднощі. Це пов'язано з тим, що електрична міцність цієї ізоляції дуже слабо знижується зі збільшенням тривалості впливу. У зв'язку з цим незначне зниження напруги витримки призводить до різкого збільшення часу витримки до пробою.

На рис. 3.4 приведена залежність відносного значення, що ушкоджує напрузі від тривалості впливу, отримана на моделях масло-бар'єрної ізоляції типу МБІС і МБІК. Як впливає з цього малюнка, зниження напруги витримки на 10-15% нижче однохвилинної пробивної напруги призводить до збільшення часу витримки до пробою, (терміну служби) від 1 хв до 100 ч. При терміні служби від 10^{-1} с до десятків хвилин пробою каналу не підготовується попередніми ч. р. з інтенсивністю менше 10^{-7} Кл. На ділянці від десятків хвилин до 100 ч в ряді випадків при витримці моделей протягом 10^4 — 10^5 с було відзначено зростання інтенсивності ч. р. в процесі витримки.

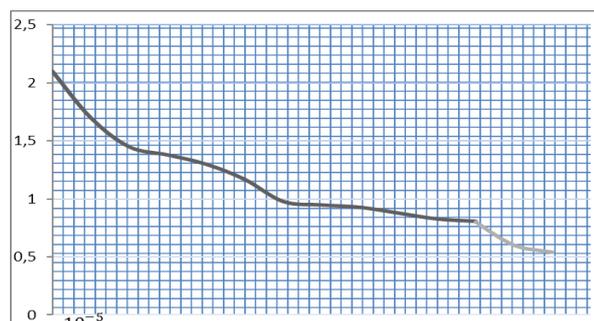


Рисунок 3.4 Залежність відносної ушкодженої напруженості від тривалості впливу.

Проте подальші випробування аналогічних моделей за часів витримки до 100 ч не підтвердили зростання інтенсивності ч. р. в процесі витримки і перед

пробоем. За часів витримки від 1 хв до 100 ч порушення міцності масло-бар'єрної ізоляції не пов'язане з будь-якими тривалими, що готують процес пробою. За даними відносна міцність масло-бар'єрної ізоляції при часах витримки від 1 хв до 100 ч зменшується приблизно на 15%.

Для залежності $U_{пр}$ від часу витримки τ може бути запропонована формула:

$$\frac{\tau_2}{\tau_1} = \left(\frac{U_{пр1}}{U_{пр2}} \right)^a. \quad (3.4)$$

де a за даними різних авторів лежить в межах від 55 до 74.

При визначенні допустимих напруженостей електричного поля при короткочасних діях в ізоляції силових трансформаторів на підставі випробування моделей можна користуватися наступною методикою. За цією методикою в залежності $E_{мк пр min}$ вводиться поправочний коефіцієнт, що враховує невелику кількість дослідів, використаних для отримання цієї залежності; менші в порівнянні з реальним трансформатором розміри зразка (з урахуванням розподілу напруги по обмотці реального трансформатора і обмеженості зони з граничними напруженням електричного поля); можливі відхилення в розмірах елементів ізоляції.

Інтервал між $E_{мк пр min}$ і напруженістю при однохвилинних випробуваннях напругою промислової частоти $E_{ісп}$ може бути прийнятий 15%, тобто $E_{ісп} = 0,85 E_{мк пр min}$.

Наприклад, для конструкції ізоляції середини обмотки з масляним каналом 10 мм допустима напруженість в масляному каналі при однохвилинне впливі напруги 50 Гц дорівнює 70 кВ/см, при впливі внутрішніх перенапруг — 140 кВ/см і при впливі атмосферних перенапруг — 190 кВ/см. $E_{ісп}$ є допустимою сумарною напруженістю з урахуванням осьового поля обмотки, причому осьова складова напруженості повинна визначатися окремо, наприклад по картині поля обмотки для моменту часу, відповідного максимальній напрузі в найближчому до середини обмотки каналі.

Допустимі напруженості при короткочасних впливах можуть бути визначені також на підставі статистичного розкиду характеристик масло-бар'єрної ізоляції. З достатнім ступенем надійності (більш 0,99) допустима напруженість може бути визначена за формулою:

$$E_{\text{ісп}} = k_s (E_{\text{мк пр}} - 3\sigma_E). \quad (3.5)$$

де $E_{\text{мк пр}}$ і σ_E — середня пробивна напруженість і середньо-квадратичне відхилення напруженості пробою масляного каналу; k_s — коефіцієнт, що враховує відмінність в площах електродів моделі і еквівалентного електрода для обмотки (з урахуванням розподілу напруги по обмотці).

З огляду на, що при однохвилинне додатку напруги 50 Гц в разі заземленої нейтралі в області досить високих напруженостей знаходиться приблизно 0,15 довжини обмотки, і приймаючи $\sigma_E / E_{\text{мк пр}} = 0.08$ маємо $E_{\text{ісп}} = 0.7E_{\text{мк пр}}$, що в підсумку практично збігається з рекомендаціями.

Допустима напруженість при робочій напрузі для масло-бар'єрної ізоляції в даний час може бути визначена орієнтовно, виходячи з ряду міркувань: відсутність ч. р. з удаваним зарядом більш 10^{-10} Кл, дослідження тривалої електричної міцності масло-бар'єрної ізоляції з урахуванням електротермоокислювального старіння, відсутність газовиділення в маслі (збільшення газомісткості масла) за рахунок процесів при впливу напруженості. Цим умовам відповідає допустима середня напруженість в масляному каналі від 30 до 50 кВ/см в залежності від ряду конструктивних і технологічних характеристик ізоляції.

3.4 Огляд сучасних методів вимірювання ПР, обладнання для діагностики, порівняння їх ефективності.

Надійність роботи силових трансформаторів значною мірою залежить від стану їхньої ізоляційної системи. Розвиток дефектів ізоляції часто супроводжується активністю часткових розрядів (ЧР). Своєчасне виявлення ЧР дозволяє попередити аварійні відключення та планувати ремонти за технічним станом.

Сучасні методи діагностики ЧР можна класифікувати за фізичною природою сигналів, що реєструються: електричні, акустичні, електромагнітні (УНФ) та хімічні.

1. Електричний метод вимірювання (ІЕС 60270) є класичним і регламентується міжнародним стандартом ІЕС 60270. Він базується на реєстрації імпульсів струму, що виникають у зовнішньому колі при перерозподілі зарядів усередині ізоляції.

Схема вимірювання включає з'єднувальний конденсатор, який підключається паралельно об'єкту випробування, та вимірювальний імпеданс. При виникненні розряду через Z_m протікає високочастотний імпульс струму.

Основним діагностичним параметром є уявний заряд (q_{app}), що вимірюється в пікокулонах (пКл).

- Переваги: Можливість кількісної оцінки інтенсивності розрядів, наявність нормативної бази для калібрування. Недоліки: Висока чутливість до зовнішніх електромагнітних завад, складність застосування в умовах діючої підстанції (on-line), трудність локалізації місця дефекту в баку трансформатора.

2. Акустичний метод базується на реєстрації пружних хвиль (звуку та ультразвуку), які генеруються в момент пробою газового включення або діелектрика. Хвилі поширюються через трансформаторне масло та стінки бака.

Використовуються п'єзоелектричні датчики, що встановлюються на зовнішній стінці бака трансформатора (на магнітах). Діапазон частот зазвичай становить 20–300 кГц.

- Переваги: Висока завадостійкість (електричні завади не впливають на акустику), можливість просторової локалізації дефекту методом тріангуляції (використовуючи різницю в часі приходу сигналу на різні датчики). Недоліки: Затухання сигналу при проходженні через конструктивні елементи (обмотки, магнітопровід), відсутність прямої кореляції між амплітудою звуку та енергією розряду.

3. Метод ультрависоких частот (UHF) це один із найбільш перспективних методів для онлайн-моніторингу. Оскільки імпульс ЧР є дуже коротким (наносекунди), він генерує електромагнітне випромінювання в широкому спектрі частот (до кількох ГГц).

Використовуються спеціальні антени, які вводяться всередину бака трансформатора через маслосливні вентиля або люки. Вимірювання проводяться в діапазоні 300 МГц – 3 ГГц.

- Переваги: Надзвичайно висока завадостійкість (коронні розряди на ошиновці підстанції мають нижчий частотний спектр і відсікаються фільтрами), висока чутливість. Недоліки: Відсутність можливості калібрування в пікокулонах, необхідність встановлення датчиків всередину бака.

4. Хімічний метод (DGA — аналіз розчинених газів). Непрямий метод, що полягає у відборі проб масла та аналізі газів, що утворилися внаслідок розкладання ізоляції під дією ЧР. Характерними газами для ЧР є водень та метан при низькій енергії, та ацетилен при іскрових розрядах.

Для вибору оптимальної стратегії діагностики доцільно провести порівняльний аналіз розглянутих методів (Таблиця 3.1).

Таблиця 3.1 — Порівняльна характеристика методів діагностики ЧР

Характеристика	Електричний (IEC 60270)	Акустичний	Ультрависокочастотний (UHF)	Хімічний (DGA)
Чутливість	Висока (при низьких завадах)	Середня/Низька	Висока	Висока (накопичувальна)
Завадостійкість	Низька	Висока	Дуже висока	Абсолютна

Характеристика	Електричний (IEC 60270)	Акустичний	Ультрависокочастотний (UHF)	Хімічний (DGA)
Локалізація дефекту	Ні (обмежена)	Так (3D локалізація)	Можлива (приблизна)	Ні
Кількісна оцінка (пКл)	Так	Ні	Ні	Ні (ppm)
Режим вимірювання	Переважно Off-line	On-line	On-line	On-line (періодично)
Можливість моніторингу	Складно	Так	Так	Так

Аналіз сучасних методів показує, що жоден із них не є універсальним.

Електричний метод залишається еталонним для приймально-здавальних випробувань на заводі. Однак для експлуатаційного контролю (моніторингу) найбільш ефективним є комбінований підхід:

1. Використання DGA як індикатора наявності проблеми.
2. Застосування UHF-методу для виявлення активності ЧР в умовах високих завод.
3. Використання акустичного методу для точної локалізації місця дефекту з метою подальшого ремонту.

Сучасні системи моніторингу все частіше інтегрують UHF та акустичні датчики в єдину діагностичну платформу, що дозволяє отримувати найбільш повну картину стану ізоляції трансформатора.

4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

4.1 Визначення кошторисної вартості спорудження проектованої електростанції

Капітальні затрати на спорудження ЕС визначаються по двох розділах: промислове та житлове будівництво. Вартість промислового будівництва визначають по кошторисно-фінансовому розрахунку, який складається із тринадцяти розділів, кожний з яких має цільове призначення.

Загальна сума капітальних вкладень по окремих розділах і в цілому по розрахунку станції повинна бути розподілена на будівельно-монтажні роботи, на придбання обладнання та інші витрати у процентному відношенні, зазначеному у табл.4.1. При складанні кошторису будівництва ЕС всі витрати по розділах зведеного кошторисно-фінансового розрахунку визначають виходячи з розрахункових фізичних об'ємів робіт. На стадії проектування така можливість відсутня і визначення кошторисної вартості будівництва ЕС починають з другого розділу, користуючись питомими капітальними вкладеннями, величина яких приведена в табл.4.1.

Визначення сумарних капітальних вкладень в промислове будівництво ЕС та складання зведеного кошторисно-фінансового розрахунку рекомендується виконувати в табличній формі. Капітальні вкладення у житлове будівництво у курсовому та дипломному проектуванні не визначаються через відсутність конкретних даних.

При розширенні ЕС капітальні вкладення по наближеній методиці рекомендується визначати як вартість нового будівництва із слідуючими поправочними коефіцієнтами:

для КЕС

при об'ємі розширення:	коефіцієнт
малому	0,8
середньому	0,9
складному	1,1

Таблиця 4.1 – Зведений кошторисно-фінансовий розрахунок капітальних вкладень на спорудження ЕС.

Розділи зведеного кошторисно-фінансового розрахунку	Тип	В % від другого розділу	В тому числі по видах витрат, грн.			
			будівельно-монтажні роботи	обладнання	інші витрати	загальна вартість
1. Підготовка території будівництва	КЕС	2,1	51471	2058,84	49412,16	102942
2. Об'єкти основного виробничого призначення	КЕС	2580	2941200	1911780	49020	4902000
3. Об'єкти допоміжного виробничого та обслуговуючого призначення	КЕС	1,2	47059,2	11764,8	-	58824
4. Об'єкти енергетичного господарства	КЕС	1,9	79167,3	13970,7	-	93138
5. Об'єкти транспортного господарства та зв'язку	КЕС	3,0	139707	7353	-	147060
6. Зовнішні мережі і споруди водопостачання, каналізації, тепlopостачання	КЕС	3,0	132354	14706	-	147060
7. Благоустрій території	КЕС	0,5	24510	-	-	24510
8. Тимчасові будівлі та споруди	КЕС	4,0	156864	19608	19608	196080
9. Інші роботи та витрати	КЕС	3,0	-	-	147060	147060
10. Утримування дирекції та авторський нагляд	КЕС	0,2	-	-	9804	9804
11. Підготовка експлуатаційних кадрів	КЕС	0,3	-	-	14706	14706
12. Проектні та пошукові роботи	КЕС	5,0	-	-	245100	245100
13. Роботи та затрати по створенню водосховища	КЕС	1,0	-	-	49020	49020
Всього по розділу А – промислове будівництво	-	-	3572332,5	1981241,34	583730,16	6137304
В т.ч. поворотні суми	-	5	178616,63	-	-	178616,63
Всього	-	-	3393715,87	1981241,34	583730,16	5958687,37

4.2 Визначення собівартості виробітку електроенергії

Собівартість електричної енергії являється найважливішим економічним показником роботи електростанції і являє собою сукупність всіх затрат на виробництво енергії в грошовому вираженні. Собівартість одиниці виробленої енергії визначають як відношення сумарних затрат виробництва (експлуатаційних витрат) до кількості відпущеної енергії.

По діючій в даний час інструкції планування та облік собівартості електроенергії здійснюється по калькуляційних статтях витрат і економічних елементах. В курсовому та дипломному проєкті рекомендується використовувати методику укрупненого розрахунку собівартості по економічних елементах, яка використовується в проєктних інститутах.

Річний кошторис затрат на виробництво енергії складається по чотирьох економічних елементах: амортизація основних фондів, заробітна плата з врахуванням додаткової заробітної плати та відрахувань на соціальні потреби, паливо, інші витрати.

4.2.1 Визначення величини амортизаційних відрахувань

При розрахунку собівартості енергії, що відпускається із шин станції, амортизаційні відрахування можуть нараховуватися по будь-якому з методів, затверджених “Національними стандартами по бухгалтерському обліку”. Розрахунок амортизації при застосуванні відповідних методів нарахування здійснюється згідно з Положенням (стандарту) бухгалтерського обліку 7 “Основні засоби”. Враховуючи очікуваний спосіб отримання економічних вигод від використання основних засобів електростанцій, рекомендується до використання прямолінійний метод розрахунку амортизаційних відрахувань, за яким річна сума амортизації визначається діленням вартості, яка амортизується, на очікуваний період часу використання об’єкту основних засобів. Оскільки перелік найменувань засобів виробництва на ЕС дуже великий і визначення амортизаційних відрахувань для кожного окремо достатньо складна і об’ємна задача використаємо спрощену методику.

Розділимо основні фонди ЕС, по нормативному строку їх експлуатації, на три групи: 1 - будівлі і споруди виробничого і невиробничого призначення та їх структурні частини ($T_n = 20$ років); 2 - транспорт, запасні частини до нього, технічні засоби обробки інформації та засоби зв'язку ($T_n = 4$ роки); 3 - силові обладнання, комутаційні апарати, обладнання для передачі та розподілу електроенергії ($T_n = 6$ років). У відповідності з нормативним строком експлуатації норми амортизації на реновацію для основних фондів, що відносяться до відповідних груп, дорівнює: 1 група - 5%, 2 група - 25%, 3 група - 15%. Норми амортизаційних відрахувань на виконання капітальних ремонтів для відповідних груп основних фондів: 1- 2%, 2-3%, 3- 5%. . Сумарна норма амортизаційних відрахувань для відповідних груп основних фондів складає величину: 1 група - 7%; 2 група - 28%; 3 група - 20%.

Вартість основних фондів, що відносяться до вищеприведених груп, визначається за результатами зведеного кошторисно-фінансового розрахунку (приведеними в табл. 4.1) по наступних формулах:

$$O\Phi_1 = 0,6 \times (K_{БМР} - K_{БМР5}); \quad (4.2)$$

$$O\Phi_2 = K_5; \quad (4.3)$$

$$O\Phi_3 = 0,4 \times (K_{БМР} - K_{БМР5}) + (K_{обл.} - K_{обл5}) + K_{інш}; \quad (4.4)$$

$$O\Phi_1 = 0,6 \times (3393715,87 - 139707) = 1952405,32 \text{ (грн)};$$

$$O\Phi_2 = 147060 \text{ (грн)};$$

$$O\Phi_3 = 0,4 \times (3393715,87 - 139707) + (1981241,34 - 7353) + 583730,16 = 3334222,05 \text{ (грн)},$$

де $K_{БМР}$ – капіталовкладення в будівельно-монтажні роботи; $K_{БМР5}$ – капіталовкладення в будівельно-монтажні роботи по п'ятому розділу табл.1; K_5 – капіталовкладення у транспортне господарство та засоби зв'язку (п'ятий розділ зведеного кошторисно-фінансового розрахунку); $K_{обл.}$ – вартість обладнання ЕС; $K_{інш.}$ – капіталовкладення на інші потреби при спорудженні ЕС.

Розрахунок суми щорічних амортизаційних відрахувань рекомендується виконати у табличній формі (табл. 4.2).

Таблиця 4.2 – Розрахунок суми амортизаційних відрахувань ЕС

Група основних фондів	Вартість ОФ, грн.	Норма амортизації, %	Сума амортизаційних відрахувань, грн.
Ф1	1952405,32	7%	136668,37
Ф2	147060	28%	41176,8
Ф3	3334222,05	20%	666844,41
Всього:	5433687,37		844689,58

4.2.2 Визначення річного фонду заробітної плати

Величина фонду заробітної плати підприємства визначається на основі штатної відомості. Однак на стадії проектування ЕС штатної відомості ще немає. Тому користуються наближеною методикою визначення фонду заробітної плати ЕС, використовуючи середньостатистичні данні штатного коефіцієнта та заробітної плати працівників різних категорій на електростанціях аналогічного типу.

Значення штатних коефіцієнтів вибирається по табл.4.3-табл.4.5. При наявності блоків різного типу, штатний коефіцієнт вибирається для кожного типу блока окремо. Чисельність персоналу обчислюється за формулою:

$$Ч = \sum K_{шт.i} \times N_{вст.i}, \quad (4.5)$$

$$Ч = 0,89 \times 900 + 1,01 \times 1000 = 1811$$

Таблиця 4.3 – Штатні коефіцієнти промислово-виробничого персоналу КЕС

Потужність КЕС, МВт	Кількість і тип турбоагрегатів	Штатний коефіцієнт, чел/МВт	
		Тверде паливо	Газ, мазут
1200	4*К-300-240	1,03	0,89
1200	6*К-200-130	1,13	1,01

1800	6*К-300-240	0,88	0,75
2000	4*К-500-240	0,74	-
3000	6*К-500-240	0,84	-
3200	4*К-800-240	0,56	0,47
4800	6*К-800-240	0,47	0,40
600	5*Т-100/120-130	1,4	1,14
840	4*Т-175/210-130	1,3	1,0
1140	2*Т-100/120-130+ +3*Т-250/300-240	1,2	0,9
1200	4*Т-250/300-240	-	0,87

Таблиця 4.4 – Середньостатистичні пропорції категорій працівників для КЕС різного типу

Категорія працівників	Тип електростанції	
	КЕС	Кількість чоловік
Робітники	80 %	1449
ІТР	16 %	290
Службовці	3,5 %	63
МОП	0,5 %	9

Таблиця 4.5 – Розмір середньої заробітної плати працівників КЕС, грн

Категорія працівників	Тип електростанції	
	КЕС	
Робітники	6000	
Службовці	4000	
ІТР	7000	
МОП	3200	

Загальна сума нарахованої річної заробітної плати в загальному по підприємству визначається по формулі:

$$S_{ЗП} = \sum 12 \times Z_i \times n_i, \quad (4.6)$$

$$S_{ЗП \text{ робітники}} = 12 \cdot 6000 \cdot 1449 = 104328000 \text{ (грн)},$$

$$S_{ЗП \text{ ІТР}} = 12 \cdot 7000 \cdot 290 = 24360000 \text{ (грн)},$$

$$S_{ЗП \text{ службовці}} = 12 \cdot 4000 \cdot 63 = 3024000 \text{ (грн)}$$

$$S_{ЗП \text{ МОП}} = 12 \cdot 3200 \cdot 9 = 345600 \text{ (грн)}.$$

де Z_i – середня заробітна плата робітника i -ої категорії; n_i – кількість робітників i -ої категорії.

Таблиця 4.6 – Розмір нарахованої заробітної плати в цілому по ЕС.

Категорія працівників	Кількість, чол.	Нарахована за рік зарплата, грн.
робітники	1449	104328000
ІТР	290	24360000
службовці	63	3024000
МОП	9	345600

Фонд заробітної плати підприємства визначається за даними таблиці 4.8 по формулі:

$$I_{ЗП} = (1,57(S_{ЗП \text{ роб.}} + S_{ЗП \text{ МОП}}) + 1,80(S_{ЗП \text{ ІТР}} + S_{ЗП \text{ сл.}})) \times K_K \times K_B, \quad (4.7)$$

4.2.3 Витрати на паливо

При визначенні собівартості електроенергії на КЕС по укрупнених показниках затрати на паливо визначаються по формулі:

$$I_{П} = \frac{(C_{П} + C_{тр}) \times V_p \times (1 + \alpha_{втр.})}{e_{П}}, \quad (4.8)$$

де $C_{П}$ і $C_{тр}$ – ціна натурального палива та вартість його доставки; V_p - річні витрати умовного палива; $e_{П}$ – калорійний коефіцієнт, який дорівнює $Q/29330=1,200136$ (Q - теплотворна здатність палива). Втрати рідкого та газоподібного палива та витрати по його доставці враховуються у прейскурантах цін.

Річні витрати палива для звітної калькуляції приймаються по фактичних витратах, а при плануванні - по типових енергетичних характеристиках основного обладнання:

$$B_p = B_{\text{хх}} \times \tau_p + \beta \times W_{\text{вир.}}, \quad (5.9)$$

де $B_{\text{хх}}$ - годинні витрати умовного палива на холостий хід; τ_p - число годин роботи блока ($\tau_p = \tau_k - \tau_{\text{простоя}}$); $\tau_{\text{простоя}}$ - тривалість капітального чи поточного ремонту блока, год.

Згідно з таблицею 4.7. (Витратні характеристики блоків) вибираємо тип турбогенератора.

Таблиця 4.7 – Витратні характеристики блоків

Тип турбоагрегата	Енергетична характеристика	Примітки
К - 300-240, вугілля	$B = 7,11\tau_p + 0,2878W$	$W \rightarrow \text{МВт год/рік}$
К - 800- 240, вугілля	$B = 14,8\tau_p + 0,282W$	$\tau_p \rightarrow \text{год/рік}$

1. Блоки 3* К – 300 – 240, паливо: вугілля:
2. Загальна ціна палива: $\Pi_{\text{п}} = 4600$ (м).
3. Річні витрати умовного палива: $B_p = 7,11 \cdot \tau_p + 0,2878 \cdot W$.

$$\tau_{p300} = 3 \cdot 8760 - 2 \cdot (34 \cdot 24 + 12 \cdot 24) - 1 \cdot 18 \cdot 24 = 23640 \text{ (год)};$$

$$E_{p300} = \frac{E_p \cdot 900}{1900} = \frac{14781308,47 \cdot 400}{1200} = 4827102 \text{ (МВт год/рік)};$$

$$B_{p300} = 7,11 \cdot 23640 + 0,2878 \cdot 4827102 = 1586160 \text{ (м.у.н.)}$$

4. Блоки 2* К – 800 – 240, паливо: вугілля:

Загальна ціна палива: $\Pi_{\text{п}} = 4600$ (м).

Річні витрати умовного палива: $B = 14,8\tau_p + 0,282W$.

$$\tau_{p500} = 2 \cdot 8760 - 1 \cdot (54 \cdot 24 + 24 \cdot 24) - 1 \cdot 36 \cdot 24 = 14784 \text{ (год)};$$

$$E_{p500} = \frac{E_p \cdot 1000}{1900} = \frac{14781308,47 \cdot 800}{1600} = 7390654,24 \text{ (МВт год/рік)};$$

$$B_{p500} = 14,8 \cdot 14784 + 0,282 \cdot 7390654,24 = 2302967 \text{ (м.у.н.)}$$

$$B_p = B_{p300} + B_{p500} = 1586160 + 2302967 = 3889067 \text{ (м.у.н.)};$$

$$I_{II} = \frac{(C_{II} - C_{mp}) \cdot B_p \cdot (1 + \alpha_{втр})}{e_{II}}; \quad (4.10)$$

$$I_{II} = \frac{4600 \times 3889067 \times (1 + 0)}{39240 / 29330} = 13371691882,84 \text{ (грн)};$$

4.2.4 Інші затрати

Вони включають в себе загально станційні та цехові витрати. При використанні методу розрахунку по укрупнених показниках, інші затрати визначаються в % від суми затрат на амортизацію і заробітну плату.

$$I_{ін} = \frac{(I_a + I_{зн}) I_n}{100}; \quad (4.11)$$

$$I_{ін} = \frac{(5958687,37 + 205617673) \times 12}{100} = 2538916300,24 \text{ (грн)}$$

де I_n – процент інших витрат, що визначається по графіку.

4.2.5 Визначення собівартості відпущеної енергії

Собівартість електроенергії є одним з основних економічних показників роботи електростанції. В дипломному проекті вона використовується як загальний показник економічної ефективності капіталовкладень. Собівартість представляє собою відношення сумарних виробничих затрат до кількості електроенергії, відпущеної з шин станції.

$$C = \frac{I}{E_{відн}}$$

$$C = \frac{16244294515,79 \cdot 10^2}{14337869,22 \cdot 10^3} = 113,29 \text{ (кон / кВт.год)}$$

$$E_{відн} = E_{вир} \cdot (1 - \alpha)$$

$$E_{відн} = 14781308,47 \cdot \left(1 - \frac{3}{100}\right) = 14337869,22 \text{ (МВт)}$$

Сумарні експлуатаційні витрати виробництва дорівнюють:

$$I = I_a + I_{зн} + I_{ін} + I_n \quad (4.12)$$

$$И = 211576360,37 + 205617673 + 2538916300,24 + 13371691882,84 = 16327802215(\text{грн})$$

Таблиця 4.8 – Собівартість відпущеної електроенергії

Елементи затрат	Сума річних затрат грн..	Собівартість енергії	
		Коп/кВт год	%
Амортизація	211576360,37	1,50	1,29
Заробітна плата	205617673	1,42	1,25
Паливо	13371691882,84	92,77	81,89
Інші витрати	2538916300,24	17,6	15,54
Разом	16327802215	113,29	100

5 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ОБЛАДНАННЯ

5.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації маслонаповненого обладнання

До робіт на маслонаповненому 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 маслонаповненого 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.

При роботі персоналу з трансформаторним маслом звичайна спецодяг швидко просочується маслом, може викликати роздратування шкіри і легко загорається. Тому персоналу, який обслуговує Маслонаповнене обладнання, необхідно або надягати захисний одяг, що має покриття з капронової пластика, або використовувати спецодяг з просоченням розчином діамонійфосфат.

Для роботи всередині високовольтного обладнання в масляному господарстві повинен бути комплект одягу з захисне професійного покриттям, гумові маслостійкі рукавички і засоби захисту органів дихання (протигаз або респіратор).

При роботі на установці типу ПСМ2-4 необхідно строго стежити за правильністю складання барабана сепаратора для того чи іншого способу очищення, а також за ретельністю установки тарілок барабана.

Забороняється працювати на регенераційних установках при появі постійного шуму, що виникає при роботі установки.

З огляду на складності роботи з маслом, в деяких випадках краще застосовувати сухі трансформатори типу ТСЗ, що випускаються по розробці НШЕФА-ЕНЕРГО. Оптимізована геометрії муздраттеатру призвело до зниження нагрівання вузлів на 20%, що збільшило надійність і термін служби трансформатора і, крім того, значно знизило пожежонебезпека (в 10-15 разів). Порівняно невелика потужність виготовлених трансформаторів (від 100 до 3150 кВ-А) дозволяє використовувати їх на тягових підстанціях як трансформатори власних потреб.

Згідно з Правилами улаштування електроустановок (ПУЕ), для захисту людини від ураження електричним струмом при пошкодженні ізоляції може бути застосований один з таких захисних засобів: мала напруга, вирівнювання потенціалів, подвійна ізоляція, роздільне живлення, захисне ви-микання,

захисне заземлення (занулення). Із захисних засобів, перелік яких дається, кожний може бути використаний окремо (бути самостійним захисним засобом) або поєднуватись з іншими в деяку комбінацію.

Найбільш поширеними технічними засобами захисту є захисне заземлення та занулення, які мають чітку сферу застосування, тоді як сфера застосування інших захисних засобів або обмежена, або має рекомендаційний характер, або ж дуже вузьку сферу обов'язкового застосування. Захисному заземленню або зануленню підлягають металеві частини електроустановок, які доступні дотику людини і не мають інших засобів захисту, які забезпечують електробезпеку.

Мета розрахунку захисного заземлення – визначення кількості електродів заземлювача і заземлювальних провідників, їхніх розмірів і схеми розміщення в землі, при яких опір заземлювального пристрою розтіканню струму або напруга дотику при замиканні фази на заземлені частини електроустановок не перевищують допустимих значень.

Розрахунок, як правило, виконується за умов однорідності ґрунту. Заземлювальний пристрій складається із заземлювача і з'єднувальної смуги. Розрізняють заземлювачі штучні, які призначені тільки для цілей заземлення, і природні (металеві конструкції і комунікації іншого призначення, які знаходяться у землі).

Як штучні заземлювачі використовують сталеві труби діаметром 35–50 мм і кутову сталь (40×40...60×60 мм з товщиною стінок не менше 3,5 мм і довжиною 2,5–3 м); пруткову сталь діаметром не менше 10 мм; сталеві шини перерізом 100 мм². Вертикальні заземлювачі з'єднують у контур смугою зі сталі перерізу не менше 6 мм за допомогою зварювання.

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

Загальні вимоги щодо значень R_d захисного заземлення електроустановок викладені у міждержавному стандарті ГОСТ 12.1.030-81 «Захисне заземлення. Занулення» та ПУЕ.

5.2 Розрахунок заземлюючого пристрою РП ВН.

Площа ВРП [5]: $S = (192 \times 166) \text{ [м}^2\text{]}$. Приймаємо заземлюючий пристрій розміром $194 \times 168 \text{ [м]}$.

Рівень верхнього шару ґрунту $h = 2 \text{ [м]}$. Питомий опір верхнього шару ґрунту літом $\rho_{1л} = 300 \text{ Ом}\cdot\text{м}$; нижнього шару – літом $\rho_{2л} = 60 \text{ [Ом}\cdot\text{м]}$ [3].

Намічаємо до виконання сітку з прямокутних ячеек і вертикальних провідників у кількості $n = 32$ шт довжиною $l_B = 10 \text{ [м]}$. Сітка буде закладена на глибині $t = 0,5 \text{ [м]}$ (рис. 5.2).

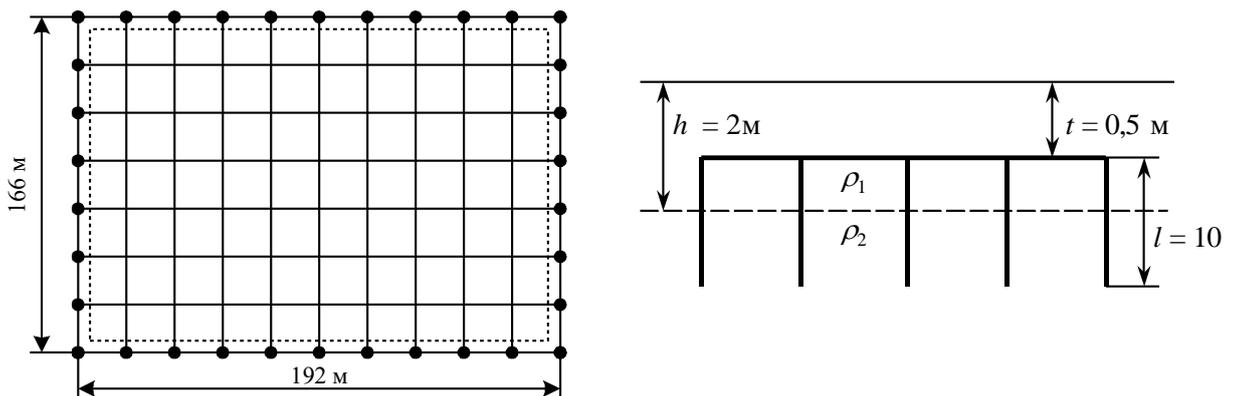


Рисунок 5.2. Схема заземлюючого пристрою.

Визначаємо опір заземлювача взимку.

$$\rho_{1л} / \rho_{2л} = 300 / 60 = 5.$$

Середня відстань між вертикальними провідниками:

$$a = \frac{P}{n}$$

де P – периметр заземлювача.

$$a = \frac{P}{n} = \frac{2 \cdot (194 + 168)}{32} = 22.625 \text{ [м]}.$$

Еквівалентний питомий опір землі:

$$\rho_{\text{екв.с}} = \rho_{2\text{л}} \cdot \left(\frac{\rho_{1\text{л}}}{\rho_{2\text{л}}} \right)^\Delta,$$

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

$$\Delta = 0,43 \cdot \frac{2-0,5}{10} + 0,27 \cdot \lg \left(\frac{22,625}{10} \right) + 0,04 = 0,2;$$

$$\rho_{\text{екв.с}} = 60 \cdot 5^{0,2} = 82,816 \text{ [Ом}\cdot\text{м]}.$$

Опір заземлювача:

$$r_3 = A \cdot \frac{\rho_{\text{екв.с}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{екв.с}}}{L_\Gamma + L_B},$$

де L_B, L_Γ – сумарна довжина відповідно вертикальних та горизонтальних заземлювачів;

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

$$\frac{(l_B + t)}{\sqrt{S}} = \frac{(10 + 0,5)}{\sqrt{32592}} = 0,058 < 0,1;$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot \frac{(l_B + t)}{\sqrt{S}} = 0,444 - 0,84 \cdot 0,058 = 0,395;$$

$$r_3 = A \cdot \frac{\rho_{\text{екв.с}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{екв.с}}}{L_\Gamma + L_B} = 0,395 \cdot \frac{82,816}{\sqrt{194 \cdot 168}} + \frac{82,816}{(194 \cdot 10 + 168 \cdot 8) + 32 \cdot 15} = 0,204$$

[Ом].

$r_3 = 0,204 \text{ [Ом]} < 0,5 \text{ [Ом]} \Rightarrow$ заземлення відповідає нормам [3].

ВИСНОВКИ

У магістерській роботі вирішено науково-технічне завдання з проектування електричної частини КЕС потужністю 1700 МВт та досліджено методи діагностики ізоляції. На основі проведених розрахунків та аналізу отримано наступні результати:

1. Розроблено проект конденсаційної електростанції (КЕС) зі встановленою потужністю 1700 МВт. Станція розрахована на роботу в базовій частині графіка навантаження, забезпечуючи живлення місцевого енерговузла та транзит потужності в об'єднану енергосистему.

2. На основі аналізу графіків електричних навантажень обрано блочну схему компонування станції. До складу основного обладнання увійшли чотири енергоблоки:

- Три блоки потужністю 300 МВт кожен (турбіни К-300-240, генератори ТГВ-300-2УЗ, котлоагрегати ПП-950/255ГМ).

- Один блок потужністю 800 МВт (турбіна К-800-240, генератор ТГВ-800-2УЗ, котлоагрегат ПП-2650/255ГМ).

3. Для зв'язку з енергосистемою та живлення споживачів прийнято два рівні підвищеної напруги:

- РУ 500 кВ: для видачі потужності блоку 800 МВт (через трансформаторну групу ТНЦ-1000000/500) та зв'язку з системою по трьох ЛЕП.

- РУ 220 кВ: для видачі потужності блоків 300 МВт (через трансформатори ТДЦ-400000/220) та живлення місцевих споживачів по трьох лініях.

- Зв'язок між розподільчими пристроями різних класів напруги реалізовано через автотрансформаторну групу 3хАОДЦТН-267000/500/220.

4. Для забезпечення високої надійності транзиту потужності обрано сучасні схеми комутації:

- Для ВРП-500 кВ — схема «три вимикачі на два приєднання» (полуторна), що гарантує збереження роботи приєднань при ремонті будь-якого вимикача.

- Для ВРП-220 кВ — схема з двома системами збірних шин та обхідною системою, що дозволяє проводити ревізію вимикачів без перерв у електропостачанні.

5. Спроектвана надійна схема живлення споживачів ВП, що є критично важливою для живучості станції. Робоче живлення забезпечується відпайками від генераторів через трансформатори ТРДНС-25000/35 та ТРДНС-32000/35. Резервування реалізовано за допомогою пускорезервних трансформаторів ТРДН-32000/220 та ТРДНС-32000/35, що забезпечує безперебійний пуск та зупинку блоків.

6. Виконано розрахунок симетричних коротких замикань методами типових кривих та еквівалентних ЕРС. На основі отриманих даних про ударні струми та теплові імпульси здійснено перевірку та вибір високовольтних вимикачів, роз'єднувачів, струмопроводів, вимірювальних трансформаторів та обмежувачів перенапруги (ОПН).

7. Розроблено систему блискавкозахисту відкритих розподільчих пристроїв та контур заземлення, параметри якого відповідають вимогам ПУЕ щодо електробезпеки персоналу та захисту обладнання від перенапруг.

8. Проведено аналіз методів контролю стану ізоляції силових трансформаторів. Встановлено, що моніторинг часткових розрядів (ЧР) є найбільш інформативним методом раннього виявлення дефектів, що дозволяє перейти від планових ремонтів до обслуговування за технічним станом.

9. У результаті аналізу фізико-хімічних процесів в ізоляції обґрунтовано вимоги до складу трансформаторного масла. Доведено, що для підвищення газостійкості масла в умовах іонізації та дії ЧР, оптимальний вміст ароматичних вуглеводнів має становити близько 15%. Це забезпечує ефективне зв'язування водню, що виділяється при деструкції молекул, та запобігає утворенню газових бульбашок, які могли б призвести до пробою.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Лежнюк П.Д., Зелінський В.Ц. Фізичні основи електричних апаратів: Навчальний посібник. –Вінниця: ВНТУ, 2007. –184 с.
2. Лежнюк П. Д. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник / П.Д.Лежнюк, В.М.Лагутін, В.В.Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2009 – 194 с.
3. Лагутін В. М., Тептя В. В., Вишневський С. Я. Власні потреби електричних станцій. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2009. – 102 с.
4. Рожкова Л. Д. Електрообладнання електричних станцій та підстанцій : підручник / Л. Д. Рожкова, Л. К. Карнєєва, Т. В. Чиркова. – Київ : Вища школа, 2013. – 648 с.
5. Неклепаєв Б. М. Електрична частина електростанцій і підстанцій: Довідкові матеріали для курсового та дипломного проектування / Б. М. Неклепаєв, І. П. Крючков. – Київ : Золоті литаври, 2009. – 560 с.
6. Жуков В. В. Короткі замикання в електроустановках змінного струму. Розрахунок електродинамічної та термічної стійкості : навч. посіб. / В. В. Жуков. – Київ : НТУУ «КПІ», 2011.
7. Васильєв А. А. Електрична частина станцій та підстанцій : підручник / А. А. Васильєв. – Київ : Енергія, 2008.
8. Визначення основних техніко-економічних показників роботи ЕС. Попов О. Я., Попова Л. О. – Вінниця, ВДТУ, 2001 – 16с.
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 : навч. посібник / Є. А. Бондаренко, В. М. Кутін, П. Д. Лежнюк. – Вінниця : ВНТУ, 2018. – 120 с.
10. ДСТУ Б В.2.5-82:2016 Електробезпека в будівлях і спорудах. Вимоги до захисних заходів від ураження електричним струмом. – [Чинний від

01.04.2017]. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=65395

11. ДСТУ EN 62305-1:2012 Захист від блискавки. Частина 1. Загальні принципи (EN 62305-1:2011, IDT). – [Чинний від 01.08.2012]. URL: https://online.budstandart.com/ru/catalog/doc-page?id_doc=29300

12. ДСТУ IEC 62305-2:2012 Захист від блискавки. Частина 2. Керування ризиками (IEC 62305-2:2010, IDT). – [Чинний від 01.08.2012]. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=29301

13. Нормативний документ міненерговугілля України «Укрупнені показники вартості будівництва підстанцій напругою від 6 кВ до 150 кВ та ліній електропередавання напругою від 0,38 кВ до 150 кВ. норми», – СОУ-Н МЕВ 45.2-37471933-44: 2011. – Київ, 2016. – 42 с.

14. Сви П. М. Методи та засоби діагностики обладнання високої напруги / П. М. Сви: Енергоатоміздат, 1992. – 240 с.

15. ГОСТ 12.0.003-74* «ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация»

16. ДБН В.2.5-56:2014 «Системи протипожежного захисту» - [Електронний ресурс] - Режим доступу: <http://zakon.gbb.com.ua/regulations/10637/478709/>

17. НПАОП 40.1-1.32-01 Правила будови електроустановок. Електрообладнання

18. IEC 60076-1:2011. Power transformers – Part 1: General. – International Electrotechnical Commission, Geneva.

19. Kuffel E. High Voltage Engineering: Fundamentals / E. Kuffel, W. S. Zaengl, J. Kuffel. – Newnes, 2000. – 539 p.

22. CIGRE Working Group D1.29. Partial Discharges in Transformers. Technical Brochure 676. – Paris : CIGRE, 2017.

Додаток А

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ

Назва роботи: Розробка електричної частини конденсаційної електростанції потужністю 1700 МВт з дослідженням методів контролю стану ізоляції силових трансформаторів за показниками часткових розрядів

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(бакалаврська кваліфікаційна робота / магістерська кваліфікаційна робота)

Підрозділ кафедра електричних станій та систем, факультет електроенергетики та електромеханіки
(кафедра, факультет, навчальна група)

Коефіцієнт подібності текстових запозичень, виявлених у роботі системою StrikePlagiarism (КПІ) 679%

Висновок щодо перевірки кваліфікаційної роботи (відмітити потрібне)

- Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак академічного плагіату, фабрикації, фальсифікації. Роботу прийняти до захисту.
- У роботі не виявлено ознак плагіату, фабрикації, фальсифікації, але надмірна кількість текстових запозичень та/або наявність типових розрахунків не дозволяють прийняти рішення про оригінальність та самостійність її виконання. Роботу направити на доопрацювання.
- У роботі виявлено ознаки академічного плагіату та/або в ній містяться навмисні спотворення тексту, що вказують на спроби приховування недобросовісних запозичень. Робота до захисту не приймається.

Експертна комісія:

Зав. каф. ЕСС Каморі В.О.
(прізвище, ініціали, посада)

Прор. каф. ЕСС Мешин П.Р.
(прізвище, ініціали, посада)

[Підпис]
(підпис)

[Підпис]
(підпис)

Особа, відповідальна за перевірку

[Підпис]
(підпис)

Вишневецький С.Я
(прізвище, ініціали)

З висновком експертної комісії ознайомлений(-на)

Керівник

[Підпис]
(підпис)

доцент каф. ЕСС Собчук Н.В.
(прізвище, ініціали, посада)

Здобувач

[Підпис]
(підпис)

Кармазін Б.М.
(прізвище, ініціали)

ДОДАТОК Б**Технічне завдання МКР**

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕССд.т.н., професор Комар В. О.

(наук ст., вч зв. (ініц. та прізвиє))

(підпис)

" 24 " 09 2025 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

Розробка електричної частини конденсаційної електростанції потужністю
1700 МВт з дослідженням методів контролю стану ізоляції силових
трансформаторів за показниками часткових розрядів

08-23.МКР.006.00.004 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н.

(підпис)

Собчук Н.В.

Магістр групи ЕС-24м

(підпис)

Кармазін Б.М.

Вінниця 2025 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) актуальність досліджень обумовлена тим, що в умовах дефіциту енергоносіїв, а також гострого браку маневрених потужностей Україна повинна раціонально використовувати енергоресурси. Постає необхідність проектування та введення в експлуатацію нових електричних станцій. Оскільки електричні мережі енергосистем проектувалися і споруджувалися за умов централізованого електропостачання, то розбудова в них ТЕС призводить до зміни процесів в мережі і вимагає додаткових досліджень;

б) наказ ректора ВНТУ № 313 від 24 вересня 2025 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – Проектування електричної частини конденсаційної електростанції з дослідженням комутаційного обладнання;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

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

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

4. Технічні вимоги до виконання МКР

Передбачається спорудження конденсаційної електричної станції у західному регіоні України.

– технічне завдання: Розробка електричної частини конденсаційної електростанції потужністю 1700 МВт з дослідженням методів контролю стану ізоляції силових трансформаторів за показниками часткових розрядів. В систему, приєднання до якої знаходиться на відстані 610 км, потужність віддається по ЛЕП 220 кВ.

– елементна база: електротехнічне обладнання, що має бути встановлено

на ТЕС, 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.

– живлення об’єкта: для забезпечення надійного живлення споживачів власних потреб ЕС виконати проектування резервного живлення.

5. Економічні показники

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

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	16.09.25	18.09.25	формування технічного завдання
2	Огляд літератури та аналіз стану питання	19.01.25	08.10.25	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Характеристика конденсаційної електростанції потужністю 1700 МВт	09.10.25	22.10.25	розділ 2
4	Дослідження методів контролю стану ізоляції силових трансформаторів за показниками часткових розрядів	23.10.25	27.10.25	розділ 3
5	Економічна частина	28.10.25	05.11.25	розділ 4
6	Оформлення пояснювальної записки	06.11.25	17.11.25	розділ 5
7	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	19.11.25	28.11.25	пояснювальна записка

7. Матеріали, що подаються до захисту МКР

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

8. Порядок контролю виконання та захисту МКР

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

9. Вимоги до оформлення МКР

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

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

Відсутні.

Додаток В

Розрахунок струмів КЗ

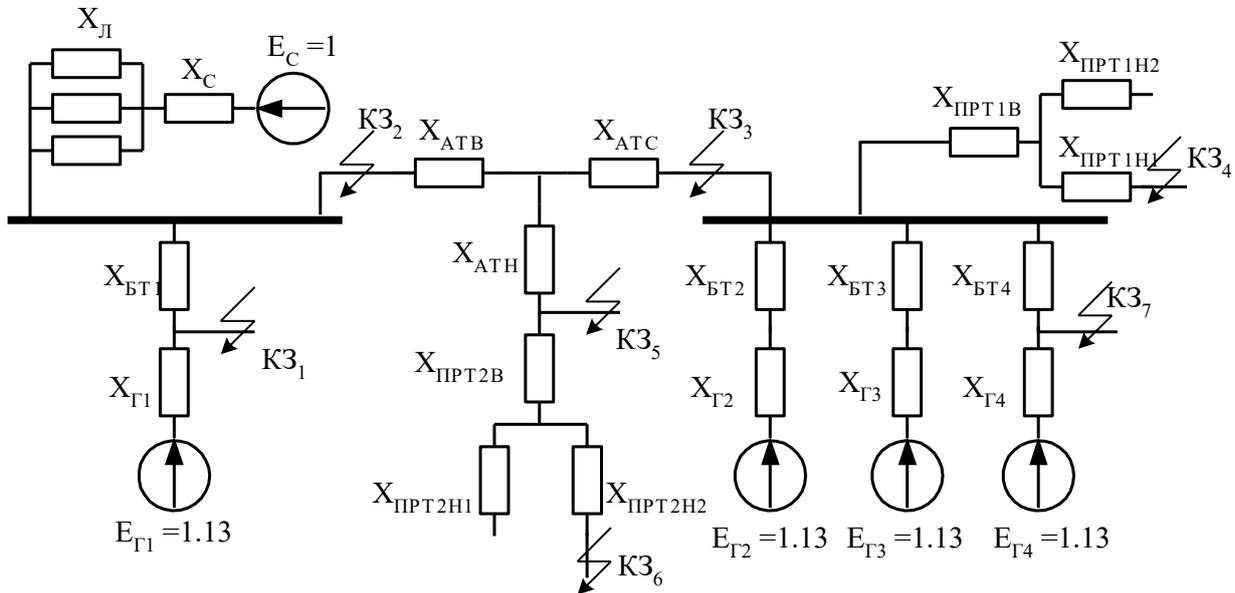


Рисунок В.1. Еквівалентна схема заміщення станції

Генератори :

$$X_{d''_{Г24}} := 0.242 \quad X_{d''_{Г1}} := 0.219$$

$$S_{H_{Г24}} := 353 \text{ МВт} \quad S_{H_{Г1}} := 941 \text{ МВт}$$

Лінії :

$$X_0 := 0.3 \text{ Ом/км} \quad L := 610 \text{ км}$$

Трансформатори

$$S_{БТ24} := 400 \text{ МВА} \quad U_{K\%_{БТ24}} := 14 \%$$

$$S_{БТ1} := 1000 \text{ МВА} \quad U_{K\%_{БТ1}} := 14.5 \%$$

$$S_{ТВП24} := 25 \text{ МВА}$$

$$U_{ТВП24K\%_{ВН}} := 10.5 \% \quad U_{ТВП24K\%_{НН}} := 30 \%$$

$$S_{ТВП1} := 32 \text{ МВА}$$

$$U_{ТВП1K\%_{ВН}} := 12.7 \% \quad U_{ТВП1K\%_{НН}} := 40 \%$$

$$S_{ПРТВП1} := 32 \text{ МВА}$$

$$U_{ПРТВП1K\%_{ВН}} := 11.5 \% \quad U_{ПРТВП1K\%_{НН}} := 28 \%$$

$$S_{ПРТВП2} := 32 \text{ МВА}$$

$$U_{ПРТВП2K\%_{ВН}} := 12.7 \% \quad U_{ПРТВП2K\%_{НН}} := 40 \%$$

$$S_{AT3} := 801 \quad \text{MVA}$$

$$U_k\%_{BC} := 11.5 \quad \% \quad U_k\%_{BH} := 37 \quad \% \quad U_k\%_{CH} := 23 \quad \%$$

$$U_k\%_B := 0.5 \cdot (U_k\%_{BC} + U_k\%_{BH} - U_k\%_{CH}) \quad U_k\%_B = 12.75 \quad \%$$

$$U_k\%_C := 0.5 \cdot (U_k\%_{BC} + U_k\%_{CH} - U_k\%_{BH}) \quad U_k\%_C = -1.25 \quad \% \quad U_k\%_C := 0$$

$$U_k\%_H := 0.5 \cdot (U_k\%_{BH} + U_k\%_{CH} - U_k\%_{BC}) \quad U_k\%_H = 24.25 \quad \%$$

Приймаємо:

$$S_6 := 1000 \quad \text{MVA} \quad U_{CH} := 515 \quad \text{kV}$$

■ Опори ліній:

$$X_w := X_o \cdot L \cdot \frac{S_6}{U_{CH}^2} \quad X_w = 0.69$$

Опори трансформаторів :

$$X_{BT24} := U_k\%_{BT24} \cdot \frac{S_6}{S_{BT24} \cdot 100} \quad X_{BT24} = 0.35$$

$$X_{BT2} = X_{BT3} = X_{BT4}$$

$$X_{BT1} := U_k\%_{BT1} \cdot \frac{S_6}{S_{BT1} \cdot 100} \quad X_{BT1} = 0.145$$

$$X_{ТВП24} := (0.125 + 1.75) \cdot U_{ТВП24k\%_{BH}} \cdot \frac{S_6}{S_{ТВП24} \cdot 100} \quad X_{ТВП24} = 7.875$$

$$X_{ТВП1} := (0.125 + 1.75) \cdot U_{ТВП1k\%_{BH}} \cdot \frac{S_6}{S_{ТВП1} \cdot 100} \quad X_{ТВП1} = 7.441$$

$$X_{ПРТВП1} := (0.125 + 1.75) \cdot U_{ПРТВП1k\%_{BH}} \cdot \frac{S_6}{S_{ПРТВП1} \cdot 100} \quad X_{ПРТВП1} = 6.738$$

$$X_{ПРТВП2} := (0.125 + 1.75) \cdot U_{ПРТВП2k\%_{BH}} \cdot \frac{S_6}{S_{ПРТВП2} \cdot 100} \quad X_{ПРТВП2} = 7.441$$

$$X_{AT3B} := U_k\%_B \cdot \frac{S_6}{S_{AT3} \cdot 100} \quad X_{AT3B} = 0.159$$

$$X_{AT3C} := U_k\%_C \cdot \frac{S_6}{S_{AT3} \cdot 100} \quad X_{AT3C} = 0$$

$$X_{AT3H} := U_k\%_H \cdot \frac{S_6}{S_{AT3} \cdot 100} \quad X_{AT3H} = 0.303$$

Опори генераторів :

$$X_{Г24} := X_{d''_{Г24}} \cdot \frac{S_6}{S_{H_{Г24}}} \quad X_{Г24} = 0.686$$

$$X_{Г1} := X_{d''_{Г1}} \cdot \frac{S_6}{S_{H_{Г1}}} \quad X_{Г1} = 0.233$$

Опір системи:

$$X_c := X_{сНОМ} \cdot \frac{S_6}{S_{сНОМ}} \quad X_c = 0.696$$

$$S_{сНОМ} := 23000$$

$$E_c := 1 \quad E_T := 1.13$$

Розрахунок струмів КЗ в точці К1

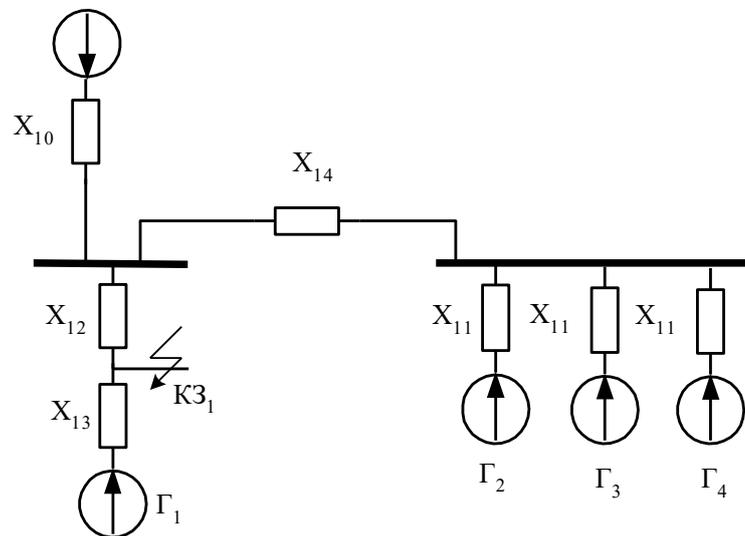


Рисунок В.2. Схема заміщення для точки К1

$$X_{10} := X_c + \frac{X_w}{3} \quad X_{10} = 0.926$$

$$X_{11} := X_{Г24} + X_{БТ24} \quad X_{11} = 1.036$$

$$X_{12} := X_{БТ1} \quad X_{12} = 0.145$$

$$X_{13} := X_{Г1} \quad X_{13} = 0.233$$

$$X_{14} := X_{АТЗВ} \quad X_{14} = 0.159$$

Згрупуємо турбогенератори

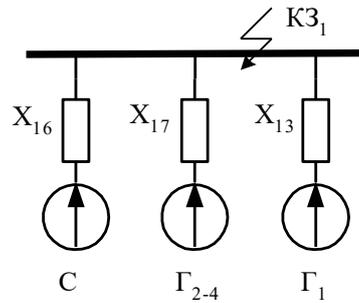
$$X_{15} := \frac{X_{11}}{3} + X_{14} \quad X_{15} = 0.504$$

Використаємо коефіцієнти струморозподілу.

$$X_{ст} := X_{12} \cdot (X_{10} + X_{15}) \quad X_{ст} = 0.207$$

$$X_{16} := X_{10} + \frac{X_{ст}}{X_{15}} \quad X_{16} = 1.337$$

$$X_{17} := X_{15} + \frac{X_{ст}}{X_{10}} \quad X_{17} = 0.728$$



$$U_{сн} := 24$$

$$I_{\sigma} := \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}} \quad I_{\sigma} = 24.056$$

$$I_{\Gamma 1} := \frac{E_{\Gamma} \cdot I_{\sigma}}{X_{13}} \quad I_{\Gamma 1} = 116.802$$

$$I_{\Gamma 24} := \frac{E_{\Gamma} \cdot I_{\sigma}}{X_{17}} \quad I_{\Gamma 24} = 37.321$$

$$I_c := \frac{E_c \cdot I_{\sigma}}{X_{16}} \quad I_c = 17.996$$

Розрахунок струмів КЗ в точці К2

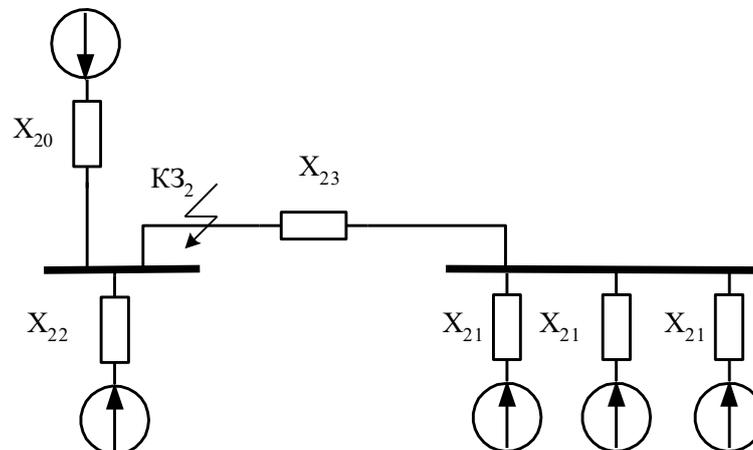


Рисунок В.3. Схема заміщення для точки К2

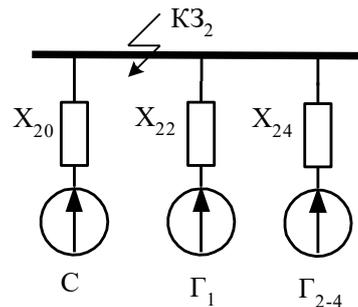
$$X_{20} := X_c + \frac{X_w}{3} \quad X_{20} = 0.926$$

$$X_{21} := X_{\Gamma 24} + X_{\text{БТ}24} \quad X_{21} = 1.036$$

$$X_{22} := X_{\Gamma 1} + X_{\text{БТ}1} \quad X_{22} = 0.378$$

$$X_{23} := X_{\text{АТ}3\text{В}} \quad X_{23} = 0.159$$

$$X_{24} := \frac{X_{21}}{3} + X_{23} \quad X_{24} = 0.504$$



$$U_{\text{CH}} := 515$$

$$I_{\text{Г}} := \frac{S_{\text{Г}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{CH}}} \quad I_{\text{Г}} = 1.121$$

$$I_{\Gamma 1} := \frac{E_{\Gamma} \cdot I_{\text{Г}}}{X_{22}} \quad I_{\Gamma 1} = 3.354$$

$$I_{\Gamma 24} := \frac{E_{\Gamma} \cdot I_{\text{Г}}}{X_{24}} \quad I_{\Gamma 24} = 2.512$$

$$I_c := \frac{E_c \cdot I_{\text{Г}}}{X_{20}} \quad I_c = 1.211$$

Розрахунок струмів КЗ в точці К3

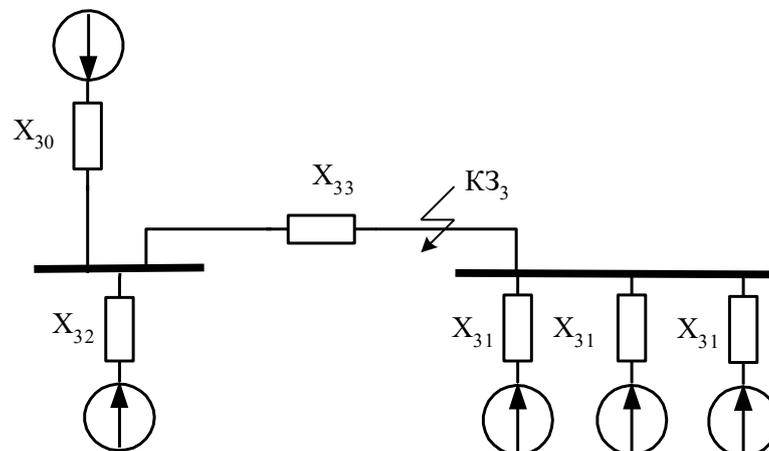


Рисунок В.4. Схема заміщення для точки К3

$$X_{30} := X_c + \frac{X_w}{3} \quad X_{30} = 0.926$$

$$X_{31} := X_{\Gamma 24} + X_{\text{БТ}24} \quad X_{31} = 1.036$$

$$X_{32} := X_{\Gamma 1} + X_{\text{БТ}1} \quad X_{32} = 0.378$$

$$X_{33} := X_{\text{АТЗВ}} \quad X_{33} = 0.159$$

$$X_{34} := \frac{X_{31}}{3} \quad X_{34} = 0.345$$

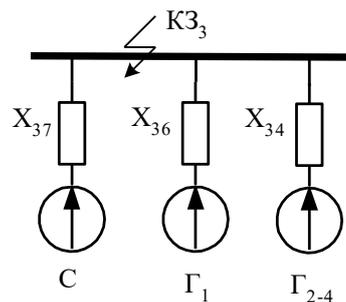
$$X_{35} := X_{32} \quad X_{35} = 0.378$$

Використаємо коефіцієнти струморозподілу.

$$X_{\text{ст}} := X_{33} \cdot (X_{35} + X_{30}) \quad X_{\text{ст}} = 0.207$$

$$X_{36} := X_{35} + \frac{X_{\text{ст}}}{X_{30}} \quad X_{36} = 0.602$$

$$X_{37} := X_{30} + \frac{X_{\text{ст}}}{X_{35}} \quad X_{37} = 1.475$$



$$U_{\text{CH}} := 230$$

$$I_{\text{Г}} := \frac{S_{\text{Г}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{CH}}} \quad I_{\text{Г}} = 2.51$$

$$I_{\Gamma 24} := \frac{E_{\Gamma} \cdot I_{\text{Г}}}{X_{34}} \quad I_{\Gamma 24} = 8.217$$

$$I_{\Gamma 1} := \frac{E_{\Gamma} \cdot I_{\text{Г}}}{X_{36}} \quad I_{\Gamma 1} = 4.713$$

$$I_{\text{C}} := \frac{E_{\text{C}} \cdot I_{\text{Г}}}{X_{37}} \quad I_{\text{C}} = 1.702$$

Розрахунок струмів КЗ в точці К4.

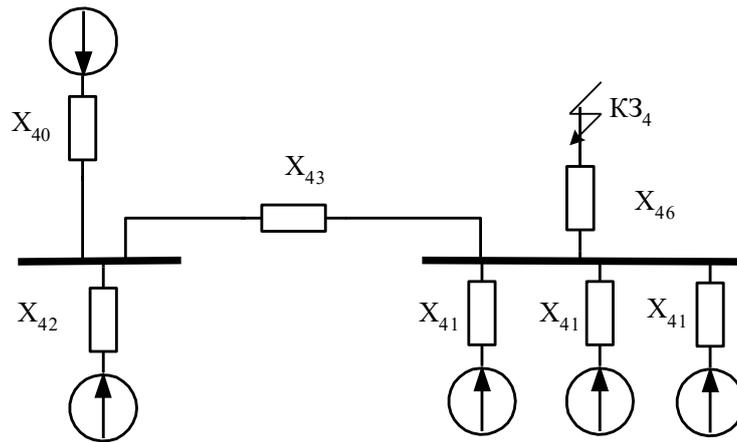


Рисунок В.5. Схема заміщення для точки К4

$$X_{40} := X_c + \frac{X_w}{3} \quad X_{40} = 0.926$$

$$X_{41} := X_{Г24} + X_{БТ24} \quad X_{41} = 1.036$$

$$X_{42} := X_{Г1} + X_{БТ1} \quad X_{42} = 0.378$$

$$X_{43} := X_{АТЗВ} \quad X_{43} = 0.159$$

$$X_{44} := \frac{X_{41}}{3} \quad X_{44} = 0.345$$

$$X_{45} := X_{42} \quad X_{45} = 0.378$$

$$X_{46} := X_{ПРТВП1} \quad X_{46} = 6.738$$

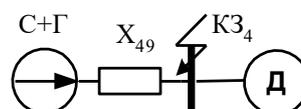
Використаємо коефіцієнти струморозподілу.

$$X_{ст} := X_{43} \cdot (X_{45} + X_{40}) \quad X_{ст} = 0.207$$

$$X_{47} := X_{40} + \frac{X_{ст}}{X_{45}} \quad X_{47} = 1.475$$

$$X_{48} := X_{45} + \frac{X_{ст}}{X_{40}} \quad X_{48} = 0.602$$

$$X_{49} := \frac{1}{\frac{1}{X_{47}} + \frac{1}{X_{48}} + \frac{1}{X_{44}}} + X_{46} \quad X_{49} = 6.929$$



$$U_{\text{CH}} := 6.3$$

$$I_{\text{Г}} := \frac{S_{\text{Г}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{CH}}} \quad I_{\text{Г}} = 91.643$$

$$I_{\text{СТ}} := \frac{E_{\text{С}} \cdot I_{\text{Г}}}{X_{49}} \quad I_{\text{СТ}} = 13.226$$

$$I_{\text{Д}} := 4 \cdot 1.25 \cdot \frac{S_{\text{ПРТВП1}}}{2U_{\text{CH}}} \quad I_{\text{Д}} = 12.698$$

Розрахунок струмів КЗ в точці К5

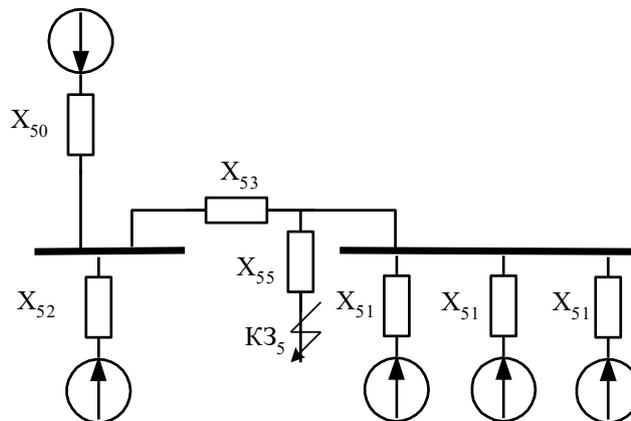


Рисунок В.6. Схема заміщення для точки К5

$$X_{50} := X_{\text{С}} + \frac{X_{\text{W}}}{3} \quad X_{50} = 0.926$$

$$X_{51} := X_{\text{Г24}} + X_{\text{БТ24}} \quad X_{51} = 1.036$$

$$X_{52} := X_{\text{Г1}} + X_{\text{БТ1}} \quad X_{52} = 0.378$$

$$X_{53} := X_{\text{АТЗВ}} \quad X_{53} = 0.159$$

$$X_{55} := X_{\text{АТЗН}} \quad X_{55} = 0.303$$

$$X_{56} := X_{52} \quad X_{56} = 0.378$$

$$X_{57} := \frac{X_{51}}{3} \quad X_{57} = 0.345$$

Використаємо коефіцієнти струморозподілу.

$$X_{\text{СТ}} := X_{53} \cdot (X_{56} + X_{50}) \quad X_{\text{СТ}} = 0.207$$

$$X_{58} := X_{50} + \frac{X_{\text{СТ}}}{X_{56}} \quad X_{58} = 1.475$$

$$X_{59} := X_{56} + \frac{X_{ст}}{X_{50}} \quad X_{59} = 0.602$$

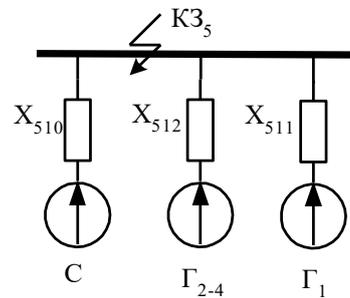
Використаємо коефіцієнти струморозподілу.

$$X_{ст} := X_{55} \cdot (X_{58} \cdot X_{59} + X_{58} \cdot X_{57} + X_{59} \cdot X_{57}) \quad X_{ст} = 0.486$$

$$X_{510} := X_{58} + \frac{X_{ст}}{X_{59} \cdot X_{57}} \quad X_{510} = 3.813$$

$$X_{511} := X_{59} + \frac{X_{ст}}{X_{58} \cdot X_{57}} \quad X_{511} = 1.556$$

$$X_{512} := X_{57} + \frac{X_{ст}}{X_{58} \cdot X_{59}} \quad X_{512} = 0.892$$



$$U_{CH} := 37$$

$$I_6 := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{CH}} \quad I_6 = 15.604$$

$$I_{\Gamma 24} := \frac{E_{\Gamma} \cdot I_6}{X_{512}} \quad I_{\Gamma 24} = 19.758$$

$$I_{\Gamma 1} := \frac{E_{\Gamma} \cdot I_6}{X_{511}} \quad I_{\Gamma 1} = 11.332$$

$$I_C := \frac{E_C \cdot I_6}{X_{510}} \quad I_C = 4.092$$

Розрахунок струмів КЗ в точці К6

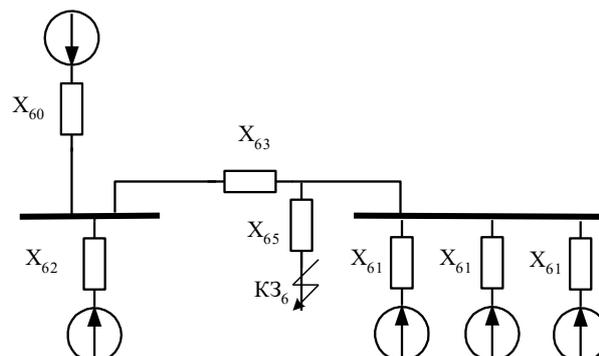


Рисунок В.7. Схема заміщення для точки К₆

$$X_{60} := X_c + \frac{X_w}{3} \quad X_{60} = 0.926$$

$$X_{61} := X_{Г24} + X_{БГ24} \quad X_{61} = 1.036$$

$$X_{62} := X_{Г1} + X_{БГ1} \quad X_{62} = 0.378$$

$$X_{63} := X_{АТЗВ} \quad X_{63} = 0.159$$

$$X_{65} := X_{АТЗН} + X_{ПРТВП2} \quad X_{65} = 7.744$$

$$X_{66} := X_{62} \quad X_{66} = 0.378$$

$$X_{67} := \frac{X_{61}}{3} \quad X_{67} = 0.345$$

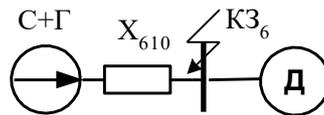
Використаємо коефіцієнти струморозподілу.

$$X_{ст} := X_{63} \cdot (X_{66} + X_{60}) \quad X_{ст} = 0.207$$

$$X_{68} := X_{60} + \frac{X_{ст}}{X_{66}} \quad X_{68} = 1.475$$

$$X_{69} := X_{66} + \frac{X_{ст}}{X_{60}} \quad X_{69} = 0.602$$

$$X_{610} := \frac{1}{\frac{1}{X_{68}} + \frac{1}{X_{69}} + \frac{1}{X_{67}}} + X_{65} \quad X_{610} = 7.935$$



$$U_{CH} := 6.3$$

$$I_6 := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{CH}} \quad I_6 = 91.643$$

$$I_{сг} := \frac{E_c \cdot I_6}{X_{610}} \quad I_{сг} = 11.549$$

$$I_D := 4 \cdot 1.25 \cdot \frac{S_{ПРТВП2}}{2U_{CH}} \quad I_D = 12.698$$

Розрахунок струмів КЗ в точці К7

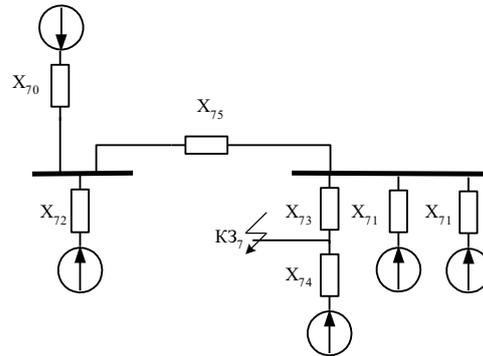


Рисунок В.8. Схема заміщення для точки К7

$$\begin{aligned}
 X_{70} &:= X_c + \frac{X_w}{3} & X_{70} &= 0.926 \\
 X_{71} &:= X_{Г24} + X_{БТ24} & X_{71} &= 1.036 \\
 X_{72} &:= X_{Г1} + X_{БТ1} & X_{72} &= 0.378 \\
 X_{73} &:= X_{БТ24} & X_{73} &= 0.35 \\
 X_{74} &:= X_{Г24} & X_{74} &= 0.686 \\
 X_{75} &:= X_{АТЗВ} & X_{75} &= 0.159 \\
 X_{76} &:= X_{72} & X_{76} &= 0.378 \\
 X_{77} &:= \frac{X_{71}}{2} & X_{77} &= 0.518
 \end{aligned}$$

Використаємо коефіцієнти струморозподілу.

$$X_{ст} := X_{75} \cdot (X_{70} + X_{76}) \quad X_{ст} = 0.207$$

$$X_{78} := X_{70} + \frac{X_{ст}}{X_{76}} \quad X_{78} = 1.475$$

$$X_{79} := X_{76} + \frac{X_{ст}}{X_{70}} \quad X_{79} = 0.602$$

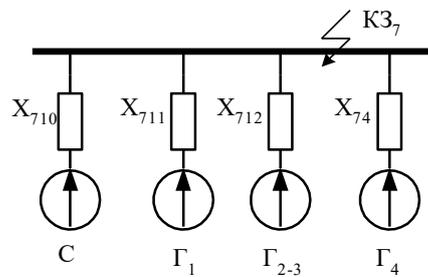
Використаємо коефіцієнти струморозподілу.

$$X_{ст} := X_{73} \cdot (X_{78} \cdot X_{79} + X_{78} \cdot X_{77} + X_{79} \cdot X_{77}) \quad X_{ст} = 0.687$$

$$X_{710} := X_{78} + \frac{X_{ст}}{X_{79} \cdot X_{77}} \quad X_{710} = 3.68$$

$$X_{711} := X_{79} + \frac{X_{ст}}{X_{78} \cdot X_{77}} \quad X_{711} = 1.502$$

$$X_{712} := X_{77} + \frac{X_{ст}}{X_{78} \cdot X_{79}} \quad X_{712} = 1.292$$



$$U_{CH} := 20$$

$$I_{\sigma} := \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{CH}} \quad I_{\sigma} = 28.868$$

$$I_{\Gamma 23} := \frac{E_{\Gamma} \cdot I_{\sigma}}{X_{712}} \quad I_{\Gamma 23} = 25.253$$

$$I_{\Gamma 1} := \frac{E_{\Gamma} \cdot I_{\sigma}}{X_{711}} \quad I_{\Gamma 1} = 21.725$$

$$I_{\Gamma 4} := \frac{E_{\Gamma} \cdot I_{\sigma}}{X_{74}} \quad I_{\Gamma 4} = 47.582$$

$$I_c := \frac{E_c \cdot I_{\sigma}}{X_{710}} \quad I_c = 7.845$$