

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

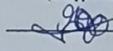
МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

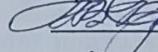
«Електрична частина конденсаційної електричної станції потужністю 1400 МВт (7х200) з аналізом умов вибору схем розподільних установок при проектуванні електричних станцій та підстанцій»

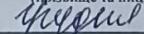
Виконав: студент 2-го курсу, групи ЕС-24м спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка освітня програма «Електричні станції»

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

 Попов А.В.
(прізвище та ініціали)

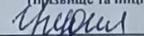
Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС

 Остра Н.В.
(прізвище та ініціали)

« 10 »  2025 р.

Опонент: к.т.н., доцент каф. ЕСС ЕМ

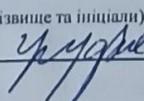
 Войтык Ю.Л.
(прізвище та ініціали)

« 11 »  2025 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

 д.т.н., проф. Комар В. О.

(прізвище та ініціали)
« 12 »  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» 09 2025 р.

ЗАВДАННЯ НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Попову Андрію Віталійовичу _____
(прізвище, ім'я, по батькові)

Тема роботи. «Електрична частина конденсаційної електричної станції потужністю 1400 МВт (7x200) з аналізом умов вибору схем розподільних установок при проектуванні електричних станцій та підстанцій»

1. Керівник роботи к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС Остра Н. В.
затверджена наказом вищого навчального закладу від 24.09.2025 року № 313

2. Термін подання студентом роботи 9 грудня 2025 року

3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи:

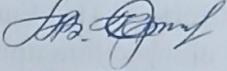
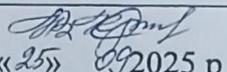
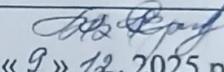
1. Лежнюк П. Д., Лагутін В. М., Тептя В. В. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2009. 194 с. 2.

Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: $P_{вст} = 1400$ МВт (7x200); $S_{с,ном} = 17200$ МВА; $X_{с,ном*} = 0,29$; $U_{с,ном} = 330$ кВ; $P_{м,рай} = 420$ МВт; $P_{сист} = 720$ МВт; відстань до місця приєднання до енергосистеми 210 км; паливо – вугілля.

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Техніко-економічне обґрунтування проекту. 2. Електротехнічна частина. 3. Аналіз умов вибору схем розподільних установок при проектуванні електричних станцій та підстанцій. 4. Розрахунок техніко-економічних показників КЕС. 5. Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень): 1. Варіанти структурних схем станцій; 2. Варіанти схем ВРУ станцій; 3. Головна схема електричних з'єднань КЕС потужністю 1400 МВт; 4. Схеми грозозахисту ВРУ 330 кВ. 5. Основні схеми розподільних установок на електричних станціях і підстанціях. 6. Класифікація типів розподільних установок.

6. Консультанти розділів роботи

| Розділ | Прізвище, ініціали та посада консультанта | Підпис, дата | |
|--------------------|--|--|--|
| | | завдання видав | виконання прийняв |
| Спеціальна частина | Керівник роботи Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС |  «25» 09 2025 р |  «9» 12.2025 р |
| Економічна частина | Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС |  «25» 09 2025 р |  «9» 12.2025 р |

7. Дата видачі завдання « 25 » вересня 2025 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

| № з/п | Назва та зміст етапів | Термін виконання етапів роботи | | При-мітка |
|-------|--|--------------------------------|----------|-----------|
| | | початок | кінець | |
| 1 | Розроблення технічного завдання | 24.09.25 | 26.09.25 | вие. |
| 2 | Техніко-економічне обґрунтування проекту | 27.09.25 | 02.10.25 | вие. |
| 3 | Електротехнічна частина | 03.10.25 | 30.10.25 | вие. |
| 4 | Аналіз умов вибору схем розподільних установок при проектуванні електричних станцій і підстанцій | 01.11.25 | 10.11.25 | вие. |
| 5 | Розрахунок техніко-економічних показників КЕС | 11.11.25 | 16.11.25 | вие. |
| 6 | Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок | 17.11.25 | 26.11.25 | вие. |
| 7 | Оформлення пояснювальної записки | 27.11.25 | 05.12.25 | вие. |
| 8 | Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації | 06.12.25 | 07.12.25 | вие. |
| 9 | Перевірка на плагіат | 08.12.25 | 08.12.25 | вие. |
| 10 | Рецензування МКР | 11.12.25 | 11.12.25 | вие. |
| 11 | Захист БДР | За графіком | | |

Студент

Керівник роботи


(підпис)


(підпис)

А. В. Попов

Н. В. Остра

АНОТАЦІЯ

УДК 621.311.1

Попов Андрій Віталійович «Електрична частина конденсаційної електричної станції потужністю 1400 МВт (7x200) з аналізом умов вибору схем розподільних установок при проектуванні електричних станцій та підстанцій». Магістерська дипломна робота. – Вінниця: ВНТУ. – 2025. – 112 с. Бібліогр.: 18. Рис.: 30. Табл.: 29.

В даній магістерській кваліфікаційній роботі було спроектовано електричну частину КЕС встановленою потужністю 1400 МВт.

У електротехнічній частині було визначено та побудовано графіки електричних навантажень, також обрано типи генераторів, котельних агрегатів та турбін.

Далі обрано структурну схему станції, схеми відкритих розподільних установок класу напруги 330 та 110 кВ, а також власних потреб електростанції напругою 6 кВ. Пораховано струми КЗ, вибрав комутаційну апаратуру, струмоведучі частини, вимірювальні трансформаторів а також розраховано грозозахист.

Проаналізовано умови вибору схем розподільчих установок при проектуванні електричних станцій та підстанцій. Проведено аналіз заходів забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок.

Ключові слова: електрична станція, підстанція, розподільна установка, вимикач, роз'єднувач, релейний захист та автоматика.

ABSTRACT

Andrii Popov "Electrical part of a condensing power plant with a capacity of 1400 MW (7x200) with an analysis of the conditions for choosing switchgear schemes when designing power plants and substations". Master's thesis. - Vinnytsia: VNTU. - 2025. - 112 p. Bibliography: 18. Fig.: 30. Table: 29.

In this master's qualification work, the electrical part of the KES with an installed capacity of 1400 MW was designed.

In the electrical part, electrical load schedules were determined and constructed, and types of generators, boiler units and turbines were also selected.

Next, the structural diagram of the station, diagrams of open switchgears of voltage class 330 and 110 kV, as well as the power plant's own needs with a voltage of 6 kV were selected. Short-circuit currents were calculated, switching equipment, current-carrying parts, measuring transformers were selected, and lightning protection was calculated.

The conditions for selecting switchgear schemes when designing power plants and substations were analyzed. Measures to ensure reliable and safe operation of electrical installations were analyzed.

Keywords: power plant, substation, switchgear, circuit breaker, disconnecter, relay protection and automation.

ЗМІСТ

| | |
|--|----|
| ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ | 4 |
| ВСТУП | 5 |
| 1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУ | 8 |
| 2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА | 10 |
| 2.1 Розрахунок графіків електричних навантажень станції | 10 |
| 2.2 Вибір типу та потужності генераторів, турбін та котельних агрегатів | 17 |
| 2.3 Вибір структурної схеми станції | 18 |
| 2.4 Вибір схем ВРУ високої напруги | 25 |
| 2.5 Вибір схеми власних потреб станції | 29 |
| 2.6 Розрахунок струмів короткого замикання..... | 30 |
| 2.7 Вибір комутаційної апаратури..... | 46 |
| 2.8 Вибір струмоведучих частин | 49 |
| 2.9 Вибір вимірювальних трансформаторів | 63 |
| 2.10 Розрахунок грозозахисту ВРУ високої напруги | 66 |
| 3 АНАЛІЗ УМОВ ВИБОРУ СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ УСТАНОВОК ПРИ ПРОЕКТУВАННІ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ ТА ПІДСТАНЦІЙ..... | 70 |
| 3.1 Приклад основних схем розподільних установок які застосовуються при проектуванні електричних станцій та підстанцій на прикладі КЕС | 70 |
| 3.1.1 РУ з однією системою збірних шин..... | 71 |
| 3.1.2 РУ з двома системами збірних шин | 74 |
| 3.1.3 РУ кільцевого типу | 76 |
| 3.1.4 РУ з двома системами збірних шин і двома вимикачами на кожну гілку, 3/2 і 4/3..... | 77 |
| 3.1.5 Спрощені схеми РУ | 79 |
| 3.2 Класифікація типів розподільчих установок | 81 |
| 3.2.1 Аналіз відкритих розподільчих установок..... | 82 |
| 3.2.2 Аналіз закритих розподільчих установок | 84 |
| 3.2.3 Аналіз комплектних розподільчих установок | 86 |
| 3.2.4 Аналіз комплектних розподільчих установок з елегазовою ізоляцією | 89 |

| | |
|--|--|
| 3.3 Аналіз умов вибору схем розподільних установо | 90 |
| 4 РОЗРАХУНОК ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ КЕС | 93 |
| 4.1 Техніко-економічне обґрунтування проектування КЕС | 93 |
| 4.2 Визначення кошторисної вартості проєктованої КЕС | 94 |
| 4.3 Розрахунок собівартості електроенергії на станції | 96 |
| 4.3.1 Амортизація основних фондів | 96 |
| 4.3.2 Розрахунок фонду заробітньої плати | 98 |
| 4.3.3 Розрахунок затрат на інші витрати | 100 |
| 4.3.4 Визначення собівартості відпущеної електроенергії | 100 |
| 5 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК | 101 |
| 5.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкта | 102 |
| 5.1.1 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць | 102 |
| 5.1.2 Електробезпека | 103 |
| 5.2 Технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії | 104 |
| 5.2.1 Мікроклімат | 104 |
| 5.2.2 Виробничий шум | 106 |
| 5.3 Пожежна безпека | 107 |
| ВИСНОВКИ | 110 |
| СПИСОК ВИКОРИСАНИХ ДЖЕРЕЛ | 111 |
| ДОДАТОК А ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ | Ошибка! Закладка не определена. |
| ДОДАТОК Б ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ МКР | Ошибка! Закладка не определена. |
| ДОДАТОК В ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА | 118 |

ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ

АВР – автоматичне увімкнення резерв

ВРУ – відкрита розподільна установка

ВН - сторона високої напруги

ЗРУ – закрита розподільна установка

КРУ – комплектна розподільна установка

КРУЕ – комплектна розподільна установка з елегазовою ізоляцією

КРУП - комплектна розподільна установка з повітряною ізоляцією

КРУВ - комплектна розподільна установка з вакуумними вимикачами

КРУТД - комплектна розподільна установка з твердим діелектриком

КРУЗ - комплектна розподільна установка зовнішнього розташування

КЗ – коротке замикання

ЛЕП - лінії електропередачі

НН - сторона низької напруги

ПС – підстанція

РУ – розподільна установка

СН - сторона середньої напруги

РП - розподільний пристрій

ШЗВ – шино з'єднувальний вимикач

ВСТУП

Конденсаційні електростанції (КЕС) є складним електротехнологічним комплексом, вони включають в себе значну кількість допоміжного і основного електричного обладнання. Основне обладнання використовують задля виробництва, передачі, перетворення та розподілу електроенергії. А допоміжне обладнання забезпечує відповідну роботу основного та виконує допоміжні функції, такі як: захисту, вимірювання, управління, сигналізації, автоматики та ін.

Україна є країною з дуже великим промисловим потенціалом і на сьогодні має ряд важливих задач в електроенергетиці, які потребують негайного рішення в зв'язку, зокрема, і через велику кількість пошкоджених енергетичних об'єктів внаслідок активних бойових дій в країні. Необхідність в забезпеченні стабільного, безперебійного та доступного електропостачання є надзвичайно важливим завданням на сьогодні. Саме тому, проектування електричних станцій, зокрема КЕС, являється важливою актуальною задачею, вирішення якої спрямоване на забезпечення стабільного та надійного електропостачання для великих промислових навантажень [2].

Крім того, конденсаційні електростанції допомагають АЕС покривати значну частину базового навантаження, та є незамінними під час якихось ремонтів на атомних електростанціях.

Великим плюсом є її значно краща маневреність в порівнянні до вище згаданих атомних. Це допомагає відносно швидко реагувати на зміни в споживанні, при необхідності зменшуючи або збільшуючи кількість виробленої електроенергії.

На відміну від ТЕЦ, конденсаційні не виробляють тепло, а це означає, що її можна будувати на значній відстані від міста, поблизу великих водойм та покладів корисних копалин(наприклад вугільних басейнів).

Раніше в Україні за допомогою КЕС вироблялось близько 20%, але нажалі через агресію з боку росії нині майже всі вони зруйновані. В зв'язку з

цим наші енергетики докладають усіх сил задля відновлення, навіть в дуже складних умовах. Після закінчення війни відновлення даних станцій буде дуже важливою задачею, але це також надасть можливість для покращення методик побудови та випробовування нових технологій, задля підвищення ефективності та надійності обладнання.

За допомогою елементів допоміжного обладнання первинних та вторинних кіл разом з допоміжними приладами і будівельною частиною утворюються розподільна установка електричної станцій або підстанції.

В залежності до місця побудови розподільні установки поділяють на зовнішні та внутрішні.

Розподільні установки є дуже важливим компонентом електричних мереж, тому що саме вони відповідають за реалізацію задачі розподілу електричної енергії від безпосередньо генераторів електростанції до споживача. Беручи до уваги що обладнання електростанцій весь час покращується, а особливості конструювання розподільних установок зазнають змін, це означає що принципи проектування також потрібно покращувати [5].

Беручи до уваги все вище написане можна стверджувати що дослідження умов вибору схем розподільних установок є **актуальною задачею**.

Метою даної магістерської кваліфікаційної **роботи** є проектування електричної частини конденсаційної електричної станції потужністю 1400 МВт (7x200), а також аналіз умов вибору схем розподільних установок при проектуванні електричних станцій та підстанцій.

Тому, у відповідності до вказаної мети в роботі розв'язуються наступні **основні задачі**:

- аналіз методів, що застосовують під час проектування КЕС;
- проектування головної схеми з'єднань КЕС потужністю 1400 МВт;
- проектування схеми власних потреб електростанції;
- аналіз умов вибору схем розподільних установок при проектуванні електричних станцій та підстанцій;
- визначення основних техніко-економічних показників КЕС

потужністю 1400 МВт.

- розробка заходів з охорони праці.

Об'єктом дослідження є електрична частина конденсаційної електричної станції потужністю 1400 МВт, а також підстанцій України.

Предметом дослідження є відомі методи та засоби проектування електричних станцій та умови вибору схем розподільних установок.

Методи дослідження. Для аналізу та розв'язання поставлених задач було застосовано методи математичного моделювання. При проектуванні головної схеми електричних з'єднань КЕС встановленою потужністю 1400 МВт використовуються елементи теорії надійності.

Новизна одержаних результатів полягає у підтвердженні необхідності та перспектив будівництва нових електричних станцій, зокрема, даної проектованої КЕС потужністю 1400 МВт.

Особистий внесок здобувача. Результати магістерської кваліфікаційної роботи, які складають основний зміст МКР були отримані автором самостійно.

1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУ

Наразі енергетичний сектор України перебуває в стані постійних викликів та боротьби за стійкість електроенергетичної системи в цілому. Після масованих ударів по критичній інфраструктурі, зокрема то теплоелектростанціях, підстанціях та ЛЕП країна втратила велику частину своїх генеруючих потужностей. До війни Україна виробляла близько 37 ГВт електричної енергії, однак у пікові моменти 2025 року реальна доступна потужність інколи була нижче ніж 10 ГВт, що створює серйозні дефіцити електричної енергії і доводилось застосовувати аварійні та погодинні відключення споживачів. Іншою ж проблемою стало руйнування газотранспортної інфраструктури – компресорних станцій та розподільчих мереж, що ускладнює підготовку до опалювального сезону та роботу промисловості, особливо у східних регіонах країни.

Перспективи розвитку конденсаційних електростанцій в Україні сьогодні формується під впливом одразу кількох тенденцій, таких як військова, економічна, технологічна та економічна. Внаслідок масованих атак значна частина потужностей КЕС зазнала серйозних руйнувань. Деякі станції втратили велику частину обладнання, інші ж залишилися на окупованих територіях. Все ж можна стверджувати що чимало об'єктів виявились надто вразливими для подальшої експлуатації в умовах війни [2].

У найближчі роки КЕС залишатимуться важливою частиною енергосистеми. Через втрату багатьох потужностей наша країна відчуває нестачу базового навантаження, найбільше взимку. Тому повернення в роботу блоків буде вимушеним кроком, потрібним для стабілізації системи. Потроху вони відходитимуть на другий план, поступаючись місцем новим типам генерації – відновлюваним джерелам, накопичувачам та модернізованій атомній енергетиці.

У майбутньому роль КЕС може змінитися в міру виконання Україною своїх зобов'язань за Паризькою угодою та руху до декарбонізації. Модернізація

існуючих заводів, впровадження технологій очищення викидів, використання альтернативних видів палива та підвищення ефективності є ключовими напрямками розвитку КЕС в Україні.

Відбудова дасть простір для використання нових технологій в методиці проектування та побудови теплоелектростанцій. Це дозволить покращувати дані методики, що буде корисним і для проектування інших типів електричних станцій. Новітні розподільчі установки дають можливість передавати більше електричної енергії, займаючи при цьому значно менше місця та є більш безпечними.

Наприклад досить цікавою є концепція розміщення комплектних розподільчих установок з елегазовою ізоляцією під землею. Для України така концепція поки залишається перспективною і розглядається переважно у вигляді проектних рішень, оскільки таке будівництво дуже дороговартісне та технічно складне. Проте дана концепція має стратегічне значення, у майбутньому підземні КРУ дозволять зробити електричні станції більш захищеними що є дуже важливим в наших умовах, стійкими до зовнішніх загроз та дозволить більш ефективно інтегруватися в міське середовище та забезпечувати стабільну роботу навіть у критичних умовах.

То ж, енергосистема України зіштовхнулася з необхідністю оновлення генеруючих потужностей КЕС. Потрібно проводити реконструкції та модернізації основного енергообладнання електростанцій. Питання проектування та будівництва нових ТЕС залишається актуальним. Отже, можна вважати що тема магістерської роботи є досить актуальною.

2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Розрахунок графіків електричних навантажень станції

Розрахунок графіків навантажень в іменованих одиницях здійснюють за формулою [1]:

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

де P'_{pt} – споживання району, %;

P_{pmax} – максимальне споживання району, МВт.

Споживання району:

$$P_{pt} = \frac{70 \cdot 420}{100} = 294 \text{ (МВт)}.$$

Споживання системи:

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

$$P_{ct} = \frac{55 \cdot 720}{100} = 396 \text{ (МВт)}.$$

Сталі втрати в районі:

$$\Delta P_{1p} = \Delta P'_1 \cdot P_{pmax}; \quad (2.3)$$

$$\Delta P_{1p} = 0,01 \cdot 420 = 4,2 \text{ (МВт)}.$$

Сталі втрати в системі:

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

$$\Delta P_{1c} = 0,02 \cdot 720 = 14,4 \text{ (МВт)}.$$

Нестійкі втрати в районі:

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

$$\Delta P_{2p} = 0,06 \cdot \frac{294^2}{420} = 12,35 \text{ (МВт)}.$$

Нестійкі втрати в системі:

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

$$\Delta P_{2c} = 0,12 \cdot \frac{396^2}{720} = 30,49 \text{ (МВт)}.$$

Загальна потужність, яка споживається районом:

$$\Delta P_{p\text{від}} = P_{pt} + \Delta P_{1p} + \Delta P_{2p}; \quad (2.7)$$

$$\Delta P_{p\text{від}} = 294 + 4,2 + 12,35 = 310,55 \text{ (МВт)}.$$

Загальна потужність, яка споживається енергосистемою:

$$\Delta P_{с\text{від}} = P_{ct} + \Delta P_{1c} + \Delta P_{2c}; \quad (2.8)$$

$$\Delta P_{\text{свід}} = 396 + 14,4 + 30,49 = 440,89 \text{ (МВт)}.$$

Загальна потужність, яка виходить з шин електростанції:

$$P_{\text{від}} = P_{\text{рвід}} + P_{\text{свід}}; \quad (2.9)$$

$$P_{\text{від}} = 310,55 + 440,89 = 751,44; \text{ (МВт)}.$$

Номінальна потужність станції:

$$P_{\text{вст}} = 7 \cdot 200 = 1400 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, яка споживається власними потребами станції:

$$P_{\text{ВП}} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{P_{\text{від}}}{P_{\text{вст}}} \right) \cdot \frac{P'_{\text{вст}} \cdot P_{\text{від,max}}}{100}; \quad (2.10)$$

$$P_{\text{ВП}} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{751,44}{1400} \right) \cdot \frac{7 \cdot 1284,6}{100} = 64,93 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, яку виробляють генератори:

$$P_{\text{вст}} = P_{\text{від}} + P_{\text{ВП}}; \quad (2.11)$$

$$P_{\text{вст}} = 751,44 + 64,93 = 816,37 \text{ (МВт)}.$$

Для інших інтервалів часу графіки навантажень розраховуються аналогічним чином., результати наведені в таблиці 2.1

Таблиця 2.1 – Результати розрахунку електричних навантажень

| Години доби | | 0-7 | 7-11 | 11-14 | 14-16 | 16-18 | 18-19 | 19-22 | 22-23 | 23-24 |
|--|------|--------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|--------|--------|
| Навантаження місцевого району, % | Зима | 70 | 90 | 100 | 90 | 100 | 85 | 90 | 80 | 72 |
| | Літо | 65 | 85 | 95 | 85 | 95 | 80 | 85 | 75 | 67 |
| Навантаження місцевого району, МВт | Зима | 294 | 378 | 420 | 378 | 420 | 357 | 378 | 336 | 302,4 |
| | Літо | 273 | 357 | 399 | 357 | 399 | 336 | 357 | 315 | 281,4 |
| Постійні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт | Зима | 4,2 | 4,2 | 4,2 | 4,2 | 4,2 | 4,2 | 4,2 | 4,2 | 4,2 |
| | Літо | | | | | | | | | |
| Змінні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт | Зима | 12,35 | 20,41 | 25,2 | 20,41 | 25,2 | 18,21 | 20,41 | 16,13 | 13,06 |
| | Літо | 10,65 | 18,21 | 22,74 | 18,21 | 22,74 | 16,13 | 18,21 | 14,18 | 11,31 |
| Потужність, що видається до місцевого району, МВт | Зима | 310,55 | 402,61 | 449,4 | 402,61 | 449,4 | 379,41 | 402,61 | 356,33 | 319,66 |
| | Літо | 287,85 | 379,41 | 425,94 | 379,41 | 425,94 | 356,33 | 379,41 | 333,38 | 296,91 |
| Навантаження системи, % | Зима | 55 | 85 | 90 | 70 | 100 | 80 | 90 | 70 | 60 |
| | Літо | 50 | 80 | 85 | 65 | 95 | 75 | 85 | 65 | 55 |
| Навантаження системи, МВт | Зима | 396 | 612 | 648 | 504 | 720 | 576 | 648 | 504 | 432 |
| | Літо | 360 | 576 | 612 | 468 | 684 | 540 | 612 | 468 | 396 |
| Постійні втрати потужності в мережах системи, МВт | Зима | 14,4 | 14,4 | 14,4 | 14,4 | 14,4 | 14,4 | 14,4 | 14,4 | 14,4 |
| | Літо | | | | | | | | | |
| Змінні втрати потужності в мережах системи, МВт | Зима | 30,49 | 72,83 | 81,65 | 49,39 | 100,8 | 64,51 | 81,65 | 49,39 | 36,29 |
| | Літо | 25,2 | 64,51 | 72,83 | 42,59 | 90,97 | 56,7 | 72,83 | 42,59 | 30,49 |
| Потужність, що видається в систему, МВт | Зима | 440,89 | 699,23 | 744,05 | 567,79 | 835,2 | 654,91 | 744,05 | 567,79 | 482,69 |
| | Літо | 399,6 | 654,91 | 699,23 | 524,99 | 789,37 | 611,1 | 699,23 | 524,99 | 440,89 |
| Сумарна потужність, що видається з шин станції, МВт | Зима | 751,44 | 1101,84 | 1193,45 | 970,4 | 1284,6 | 1034,32 | 1146,66 | 924,12 | 802,35 |
| | Літо | 687,45 | 1034,32 | 1125,17 | 904,4 | 1215,32 | 967,43 | 1078,64 | 858,36 | 737,8 |
| Витрати на власні потреби станції, МВт | Зима | 64,93 | 78,43 | 81,96 | 73,37 | 85,47 | 75,83 | 80,16 | 71,58 | 66,89 |
| | Літо | 62,46 | 75,83 | 79,33 | 70,82 | 82,80 | 73,25 | 77,54 | 69,05 | 64,40 |
| Потужність, що виробляється генераторами ЕС, МВт | Зима | 816,37 | 1180,27 | 1275,41 | 1043,77 | 1370,07 | 1110,15 | 1226,82 | 995,70 | 869,24 |
| | Літо | 749,91 | 1110,15 | 1204,50 | 975,22 | 1298,12 | 1040,68 | 1156,17 | 927,41 | 802,21 |

Застосовуючи річний графік по тривалості, розрахую техніко-економічні показники КЕС:

1) Максимальне споживання з станції:

$$P_{\max} = 1307,075 \text{ (МВт)};$$

2) Річний виробіток електроенергії:

$$E_p = (7 \cdot 816,37 + 4 \cdot 1180,27 + 3 \cdot 1275,41 + 2 \cdot 1043,77 + 2 \cdot 1370,07 + 1 \cdot 1110,15 + 3 \cdot 1226,82 + 1 \cdot 995,7 + 1 \cdot 869,24) \cdot 183 \\ + (7 \cdot 749,91 + 4 \cdot 1110,15 + 3 \cdot 1204,5 + 2 \cdot 975,22 + 2 \cdot 1298,12 + 1 \cdot 1040,68 + 3 \cdot 1156,17 + 1 \cdot 927,41 + 1 \cdot 802,21) \\ \cdot 182 = 9095547,063 \text{ (МВт)};$$

3) Встановлена потужність станції:

$$P_{\text{вст}} = 751,44 + 64,93 = 816,37 \text{ (МВт)};$$

4) Середнє споживання з станції:

$$P_{\text{ср}} = \frac{E_p}{8760}; \quad (2.12)$$

$$P_{\text{ср}} = \frac{9095547,063}{8760} = 1038,304 \text{ (МВт)};$$

5) Коефіцієнт заповнення графіка:

$$K_3 = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\max}}; \quad (2.13)$$

$$K_3 = \frac{1038,304}{1370,075} = 0,758;$$

6) Коефіцієнт використання встановленої потужності:

$$K_B = \frac{P_{cp}}{P_{вст}}; \quad (2.14)$$

$$K_B = \frac{1038,304}{1400} = 0,742;$$

7) Кількість годин використання максимального споживання:

$$T_{max} = \frac{E_P}{P_{max}}; \quad (2.15)$$

$$T_{max} = \frac{9095547,063}{1370,075} = 6638,723;$$

8) Кількість годин використання номінальної потужності:

$$T_{вст} = \frac{E_P}{P_{вст}}; \quad (2.16)$$

$$T_{вст} = \frac{9095547,063}{1400} = 6496,819;$$

9) Коефіцієнт резерву:

$$k_{рез} = \frac{P_{вст}}{P_{max}}; \quad (2.17)$$

$$T_{вст} = \frac{1400}{1370,075} = 1,022;$$

За отриманими результатами можна побудувати добові графіки споживань для зимнього та літнього періодів (рис.2.1) та (рис.2.2), приймаючи що літній період триває 183 доби, а зимній –182 доби.

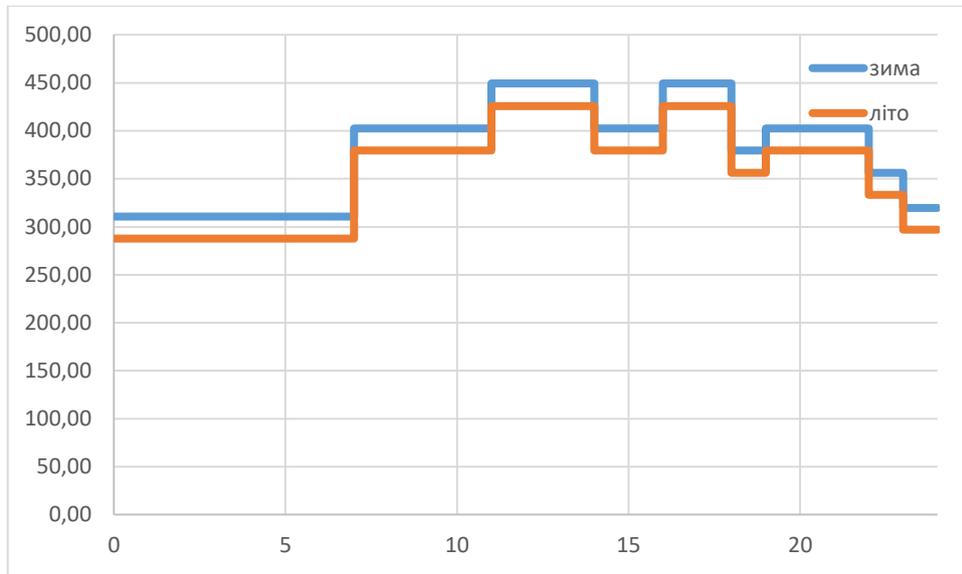


Рисунок 2.1 – Добовий графік потужності, яка споживається системою

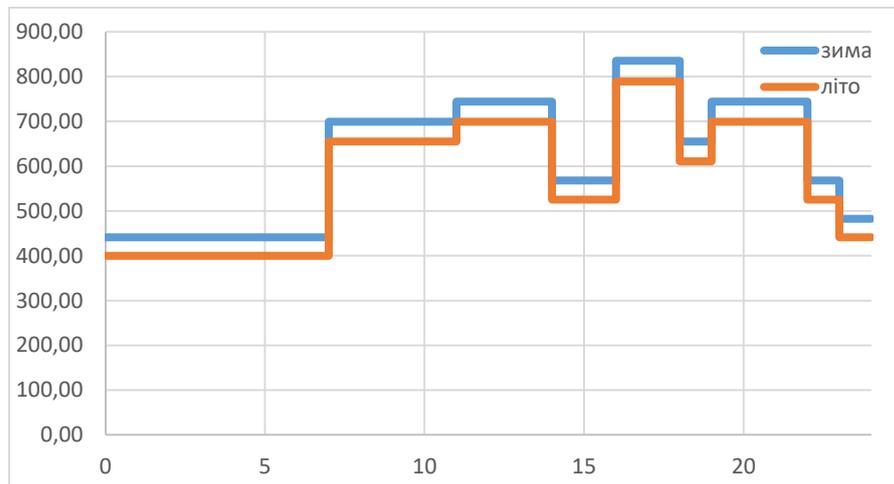


Рисунок 2.2 – Добовий графік потужності, яка споживається системою

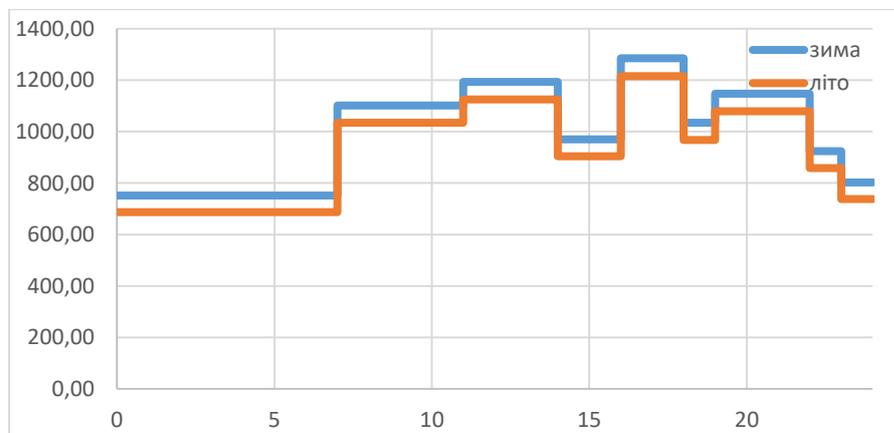


Рисунок 2.3 – Добовий графік потужності, яку виробляють генератори

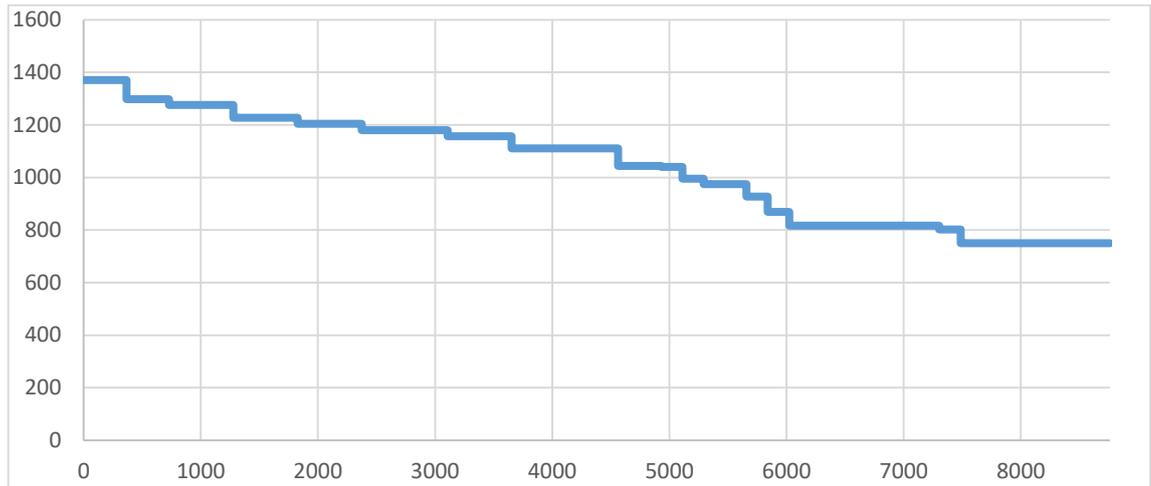


Рисунок 2.4 – Річний графік навантаження

2.2 Вибір типу та потужності генераторів, турбін та котельних агрегатів

Вид та потужність турбін, які встановлюють на КЕС, визначають дивлячись на тип та встановлену потужність станції. На КЕС встановлюють конденсаційні турбіни типу К.

Таблиця 2.2 – Технічні характеристики турбіни

| Тип турбіни | Номінальна Потужність, МВт | Тиск свіжої пари ата | Температура свіжої пари, °С | Макс. Витрати свіж. Пари, т/год | Кількість |
|-------------|----------------------------|----------------------|-----------------------------|---------------------------------|-----------|
| К-200-181-1 | 200 | 181 | 535 | 655 | 7 |

Характеристики пари і кількість котлів на КЕС характеризуються зробленим раніше вибором турбін. Паровиріботок парогенераторів вибирається по максимальному пропуску гострої пари через турбіну з врахуванням власних потреб і запасом до 3% [1].

Таблиця 2.3 – Технічні характеристики парогенератора

| Марка котло-агрегата | Продуктивність, т/год | Ел. Потужність, МВт | Параметри пари | | | Паливо | Кількість |
|----------------------|-----------------------|---------------------|----------------|------------------|------------|-----------------|-----------|
| | | | Тиск на виході | Температура пари | | | |
| | | | | Пер-винної | Вто-ринної | | |
| Пп-640/140-К | 660 | 200 | 140 | 550 | 540 | Кам'яне вугілля | 7 |

Таблиця 2.4 – Технічні характеристики турбогенератора

| Тип | S_n , МВА | P_n , МВт | U_n , кВ | $\cos\phi_n$ | I_n , кА | $x''d$ | К-сть |
|-----------|-------------|-------------|------------|--------------|------------|--------|-------|
| ТБВ-200-2 | 235,29 | 200 | 15,75 | 8,625 | 0,85 | 0,19 | 7 |

2.3 Вибір структурної схеми станції

Число ЛЕП розраховується за наступними формулами:

Число ліній зв'язку з енергосистемою:

$$n_c = \frac{P_{\text{с.від.мах}}}{P_{\text{гр}}} + 1; \quad (2.18)$$

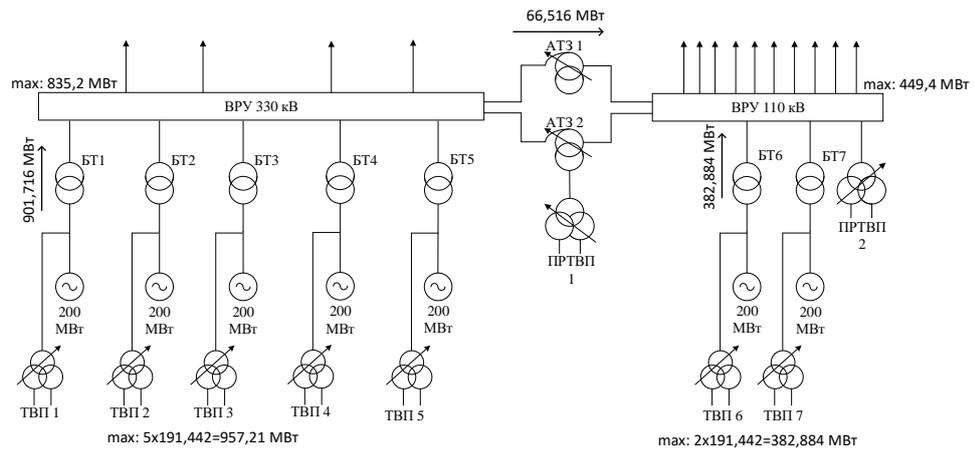
$$n_c = \frac{835,2}{400} + 1 \approx 4.$$

Число ліній зв'язку з районом:

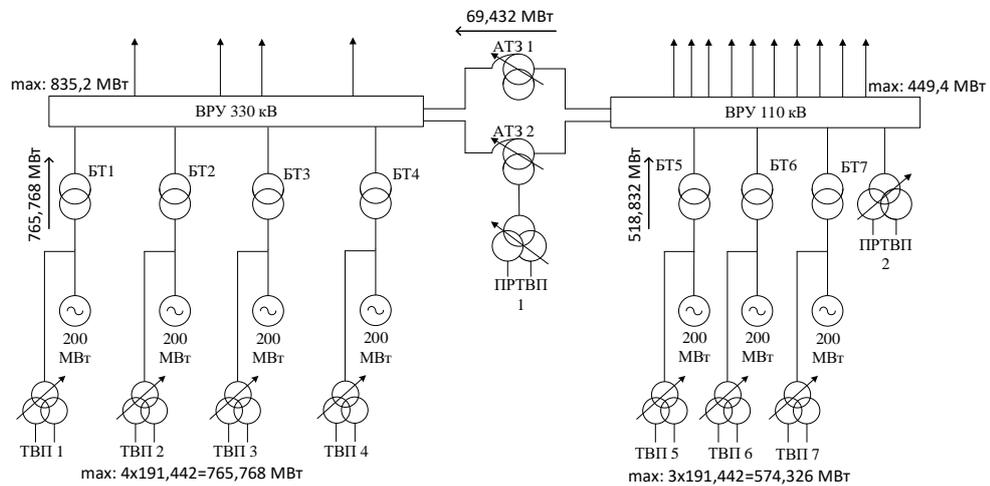
$$n_p = \frac{P_{\text{р.від.мах}}}{P_{\text{гр}}} + 1; \quad (2.19)$$

$$n_p = \frac{449,4}{50} + 1 \approx 10.$$

Структурна схема електричної частини станції показує розподіл генераторів між розподільними установками різних класів напруг, склад блоків генератор - трансформатор і вид електромагнітних зв'язків між РП (трансформаторні або автотрансформаторні) [1].



а) варіант 1



б) варіант 2

Рисунок 2.5 – Варіанти структурних схем КЕС

Обрання трансформаторів ВП.

$$S_{p.твп} = P'_{вп} \cdot P_{ном.г} \cdot K_{п}, \quad (2.20)$$

де $K_{п}$ – коефіцієнт попиту;

$P_{ном.г}$ – потужність генератора, МВт.

$$S_{p.твп} = \frac{7}{100} \cdot 0,9 \cdot 200 = 12,18 \text{ (МВА)}.$$

Обрання ПРТВП.

$$S_{p.пртвп} = 1,3 \cdot S_{p.твп}, \quad (2.21)$$

$$S_{p.пртвп} = 1,3 \cdot 12,18 = 15,83 \text{ (МВА)}.$$

Обрання БТ.

$$S_{p.БТ} = S_{н.г} - S_{в.п}, \quad (2.22)$$

$$S_{p.БТ} = 235,29 - 12,18 = 223,11 \text{ (МВА)}.$$

Обрання потужності АТЗ відбувається на основі аналізу перетоків потужностей між розподільними установками в різних режимах, продемонструємо розрахунок для обох варіантів схеми:

а) режим максимального навантаження місцевого району:

$$S_{p.max} = \sum_{i=1}^n S_{ном.г} - S_{вп.ном} - S_{p.від.max} \quad (2.23)$$

де $S_{ном.г}$ – номінальна потужність генератора, включеного на шини району;

$S_{\text{вп.ном}}$ – потужність власних потреб під час роботи генератора з номінальним навантаженням;

$S_{\text{р.від.мах}}$ – максимальна потужність, яка береться з шин станції до району.

$$S_{\text{р.мах.1вар}} = \frac{2 \cdot 235,29 - 2 \cdot 12,18 - 528,71}{1,4} = -58,92 \text{ (МВА)};$$

$$S_{\text{р.мах.2вар}} = \frac{3 \cdot 235,29 - 3 \cdot 12,18 - 528,71}{1,4} = 100,45 \text{ (МВА)}.$$

б) режим найменшого навантаження в районі при роботі генератора з номінальною потужністю:

$$S_{\text{р.мін}} = \sum_{i=1}^n S_{\text{ном.Г}} - S_{\text{вп.ном}} - S_{\text{р.від.мін}} \quad (2.24)$$

де $S_{\text{р.від.мах}}$ – мінімальна потужність, яка віддається з шин станції в місцевий район.

$$S_{\text{р.мін.1вар}} = \frac{2 \cdot 235,29 - 2 \cdot 12,18 - 338,644}{1,4} = 76,84 \text{ (МВА)};$$

$$S_{\text{р.мін.2вар}} = \frac{3 \cdot 235,29 - 3 \cdot 12,18 - 338,644}{1,4} = 236,2 \text{ (МВА)}.$$

в) аварійний вихід найпотужнішого генератора:

$$S_{\text{р.мін}} = \sum_{i=1}^n S_{\text{ном.Г}} - S_{\text{вп.ном}} - S_{\text{р.від.мін}}$$

$$S_{\text{р.ав.1вар}} = \frac{235,29 - 2,18 - 528,71}{2} = -152,8 \text{ (МВА)};$$

$$S_{\text{р.ав.2вар}} = \frac{2 \cdot 235,29 - 2 \cdot 12,18 - 528,71}{2} = -41,24 \text{ (МВА)}.$$

В таблиці 2.5 наведено обрані нами трансформатори для першого варіанту структурної схеми виходячи з розрахунків, проведених вище.

Таблиця 2.5 – Вибір трансформаторів для I варіанту

| Позначення | Тип | Sном, МВА | Уном, кВ | | | uk, % | | | ΔРх, кВт | ΔРкз, кВт | Іх, % | Вартість, тис.грн |
|------------|-----------------------|--------------|----------|-----|---------|-------|-------|-------|-------------|--------------|----------|----------------------|
| | | | ВН | СН | НН | ВН-СН | ВН-НН | СН-НН | | | | |
| БТ1-5 | ТДЦ-250000/330 | 250 | 347 | - | 15,75 | - | 11 | - | 214 | 605 | 0,5 | 5694,022 |
| БТ 6-7 | ТДЦ-250000/110 | 250 | 121 | - | 15,75 | - | 10,5 | - | 200 | 640 | 0,5 | 4735,733 |
| ТВП 1-7 | ТДНС-16000/20 | 16 | 15,75 | - | 6,3 | - | 10 | - | 17 | 85 | 0,7 | 798,5745 |
| АТЗ 1-2 | АТДЦТН-200000/330/110 | 200 | 330 | 115 | 10,5 | 10,5 | 38 | 25 | 155 | 560 | 0,45 | 5404,307 |
| ПРТВ П 1 | ТРДНС-25000/10 | 25 | 10,5 | - | 6,3-6,3 | - | 10,5 | - | 25 | 115 | 0,65 | 1262,862 |
| ПРТВ П 2 | ТРДНС-25000/110 | 25 | 115 | - | 6,3-6,3 | - | 10,5 | - | 25 | 120 | 0,65 | 1216,433 |

Наведемо обрахунок II варіанту, результати вибору трансформаторів наведено в таблиці 2.6.

Таблиця 2.6 – Вибір трансформаторів для II варіанту схеми

| Позначення | Тип | Sном, МВА | Уном, кВ | | | uk, % | | | ΔРх, кВт | ΔРкз, кВт | Іх, % | Вартість, тис.грн |
|------------|-----------------------|--------------|----------|-----|---------|-------|-------|-------|-------------|--------------|----------|----------------------|
| | | | ВН | СН | НН | ВН-СН | ВН-НН | СН-НН | | | | |
| БТ1-4 | ТДЦ-250000/330 | 250 | 347 | - | 15,75 | - | 11 | - | 214 | 605 | 0,5 | 5694,022 |
| БТ 5-7 | ТДЦ-250000/110 | 250 | 121 | - | 15,75 | - | 10,5 | - | 200 | 640 | 0,5 | 4735,733 |
| ТВП 1-7 | ТДНС-16000/20 | 16 | 15,75 | - | 6,3 | - | 10 | - | 17 | 85 | 0,7 | 798,5745 |
| АТЗ 1-2 | АТДЦТН-250000/330/110 | 250 | 330 | 115 | 10,5 | 10,5 | 54 | 42 | 160 | 620 | 0,45 | 5757,165 |
| ПРТВ П 1 | ТРДНС-25000/10 | 25 | 10,5 | - | 6,3-6,3 | - | 10,5 | - | 25 | 115 | 0,65 | 1262,862 |
| ПРТВ П 2 | ТРДНС-25000/110 | 25 | 115 | - | 6,3-6,3 | - | 10,5 | - | 25 | 120 | 0,65 | 1216,433 |

Обране обладнання зможе надати надійний електричний зв'язок поміж вузлами станції, всі перетоки потужності між РП і надійний зв'язок з системою та місцевим районом.

Здійснимо розрахунок втрат в ТП. Спочатку, обчислимо час максимальних втрат в рік, використовуючи наступну формулу:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 \quad (2.26)$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{6638,723}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 5437,71(\text{год});$$

$$\Delta W_T = n \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot 8760 + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{кз}} \cdot \left(\frac{S_{\max}}{S_{\text{Т.НОМ}}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (2.27)$$

де $\Delta P_{\text{хх}}$, $\Delta P_{\text{кз}}$ – втрати 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_{\max} – число годин використання максимального навантаження;

τ – час максимальних втрат в рік.

Обчислення для I варіанту структурної схеми:

$$\Delta W_{\text{BT1-5}} = 5 \cdot 214 \cdot 8760 + \frac{1}{5} \cdot 605 \cdot \left(\frac{1060,842}{250} \right)^2 \cdot 5437,71 = 21220595(\text{кВт} \cdot \text{год});$$

$$\Delta W_{\text{BT6-7}} = 2 \cdot 200 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 640 \cdot \left(\frac{450,45}{250} \right)^2 \cdot 5437,71 = 9153140,29(\text{кВт} \cdot \text{год});$$

$$\Delta W_{AT3} = 2 \cdot 155 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 560 \cdot \left(\frac{78,25}{200} \right)^2 \cdot 5437,71 = 2948692,47 (\text{кВт} \cdot \text{год});$$

$$\Delta W_{E1} = \Delta W_{BT1-5} + \Delta W_{BT6-7} + \Delta W_{AT3}; \quad (2.28)$$

$$\Delta W_{E1} = 21220595 + 9153140,29 + 2948692,47 = 33322427,7 (\text{кВт} \cdot \text{год}).$$

Обрахунок втрат у трансформаторах для I варіанту структурної схеми:

$$\Delta W_{BT1-4} = 4 \cdot 214 \cdot 8760 + \frac{1}{4} \cdot 605 \cdot \left(\frac{900,9}{250} \right)^2 \cdot 5437,71 = 18178965,9 (\text{кВт} \cdot \text{год});$$

$$\Delta W_{BT5-7} = 3 \cdot 200 \cdot 8760 + \frac{1}{3} \cdot 640 \cdot \left(\frac{610,39}{250} \right)^2 \cdot 5437,71 = 10252294,4 (\text{кВт} \cdot \text{год});$$

$$\Delta W_{AT3} = 2 \cdot 160 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 620 \cdot \left(\frac{81,68}{250} \right)^2 \cdot 5437,71 = 2983171,25 (\text{кВт} \cdot \text{год});$$

$$\Delta W_{E2} = \Delta W_{BT1-4} + \Delta W_{BT5-7} + \Delta W_{AT3}; \quad (2.29)$$

$$\Delta W_{E2} = 18178965,9 + 10252294,4 + 2983171,25 = 31414421,5 (\text{кВт} \cdot \text{год}).$$

Проведемо техніко-економічне порівняння варіантів структурних схем за наступною формулою:

$$Z = p_H \cdot K + B + M(Z_6) \rightarrow \min, \quad (2.30)$$

де p_H – нормативний коефіцієнт економічної ефективності капітальних вкладень ($p_H = 0,15$);

K – капіталовкладення в спорудження електроустановки;

B – річні експлуатаційні витрати;

$M(Z_6)$ – очікуваний збиток від недовідпуску електроенергії.

$$B = \frac{\alpha_a + \alpha_0}{100} \cdot K + \beta \cdot \Delta W, \quad (2.31)$$

де $\alpha_a + \alpha_0$ – відрахування на амортизацію і обслуговування, %;

β – вартість 1 кВт год втрат електроенергії;

ΔW – втрати електроенергії.

$$B_1 = \frac{9,4}{100} \cdot 271119,5 + 32 \cdot 33322427,7 \cdot 10^{-5} = 36148,41 (\text{тис.грн});$$

$$Z_1 = 0,12 \cdot 271119,5 + 36148,41 = 68682,75 (\text{тис.грн}).$$

$$B_2 = \frac{9,4}{100} \cdot 260366,93 + 32 \cdot 31414421,5 \cdot 10^{-5} = 34527,1 (\text{тис.грн});$$

$$Z_2 = 0,12 \cdot 260366,93 + 34527,1 = 65771,14 (\text{тис.грн}).$$

Після виконання обрахунку я вибрав II варіант, так як він трохи дешевший і зручніший в експлуатації.

2.4 Вибір схем ВРУ високої напруги

Наведемо схему ВРУ-110 кВ на рисунку 2.6:

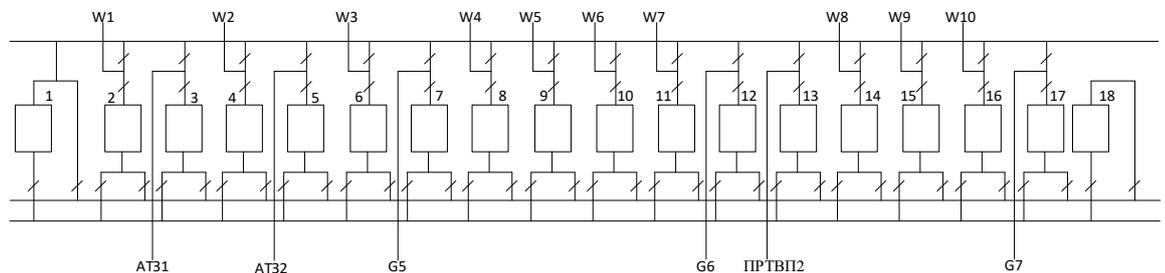


Рисунок 2.6 – Схема ВРУ-110 кВ (дві робочі і обхідна системи шин).

Для ВРУ 330 кВ співставляємо два варіанти схем:

а) Схема «4/3» (рис. 2.7);

б) Схема «3/2 (полупторна)» (3/2) (Рис. 2.8).

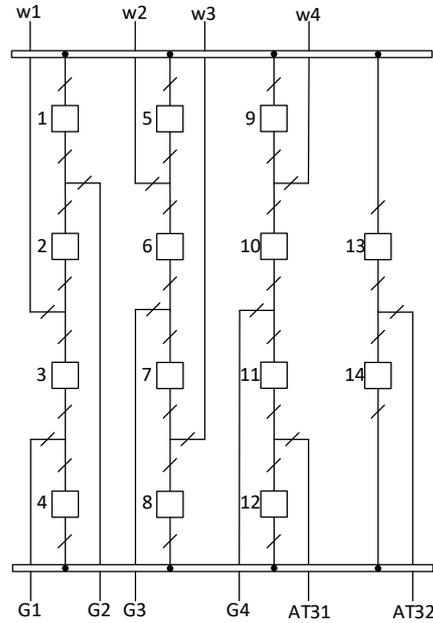


Рисунок 2.7 - Схема «4/3»

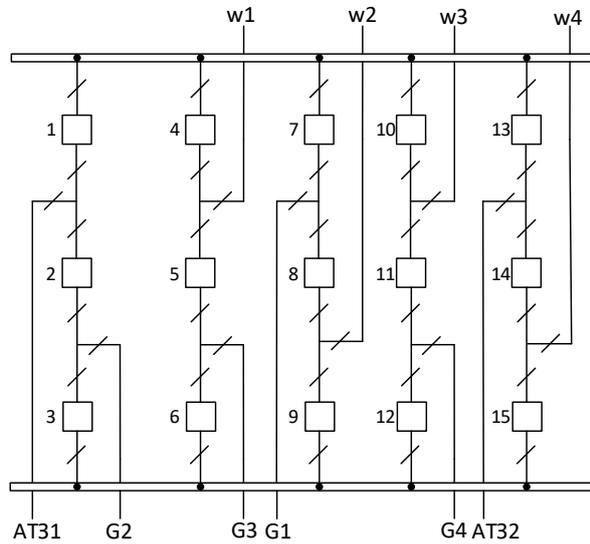


Рисунок 2.8 - Схема «3/2 (полупторна)»

Схема обирається за приведеними затратами:

$$Z = p_H \cdot K + U + M(3), \quad (2.32)$$

де $p_n = 0,15$;

$M(з)$ – очікуваний збиток від перерви електропостачання.

$$K = n \cdot C_k, \quad (2.33)$$

де n – число комірок з вимикачами;

C_k – вартість комірки, тис. грн.

$$U = \frac{a}{100} \cdot K; \quad (2.34)$$

$$M(з) = y_0 \cdot \sum_j K_j \cdot \sum_i^n w_i \cdot \Delta P_i \cdot \Delta T_i, \quad (2.35)$$

де $y_0 = 32$ грн/кВт*год – питомий збиток;

$a = 8,4$ %;

$C_k = 14300$ тис. грн.;

n – кількість комірок з вимикачами;

K_j – коефіцієнт режиму схеми (K_0 або K_p);

w_i – параметр потоку раптових відмов вимикача, 1/рік;

ΔP_i – втрачаєма потужність, МВт;

T_i – час простою елемента, год.

Таблиця 2.7 – Показники надійності елегазових вимикачів

| Напруга, кВ | Складові параметра потоку відмов, 1/рік | | Час відновлення $T_{\text{в}}$, год | Частота планових ремонтів, μ , 1/рік | Тривалість планового ремонту $T_{\text{п}}$, год |
|-------------|---|------------|--------------------------------------|--|---|
| | ω_1 | ω_2 | | | |
| 330 | 0,015 | 0,005 | 100 | 0,2 | 225 |

Таблиця 2.8 – Дані для розрахунку надійності схеми ВРУ – 330 кВ

| Параметр | Розрахункова формула | Числове значення | |
|---|--|------------------|-----------|
| | | I | II |
| Кількість комірок, шт | n_k | 14 | 15 |
| Вартість коміррки, тис. грн. | C_k | 14300 | 14300 |
| Параметр потоку раптових відмов генераторних та лінійних вимикачів | $\omega_{гв} = 0,6\omega_1$ | 0,009 | 0,009 |
| | $\omega_{лв} = 0,6(\omega_1 + \omega_2/100)$ | 0,0153 | 0,0153 |
| Коефіцієнти ремонтного K_p та нормального режимів роботи РУ | $K_p = \mu \cdot T_{п}/8760$ | 0,0051 | 0,0051 |
| | $K_0 = 1 - n_k \cdot K_p$ | 0,923 | 0,928 |
| Час простою елемента, год | T_0 | 1 | 1 |
| | $T_{вп} = T_{в} \cdot T_{в}^2 / 2 \cdot T_{п}$ | 77,778 | 77,778 |
| Математичне очікування числа відмов генераторних та лінійних вимикачів в нормальному і ремонтному режимах | $K_0 \cdot \omega_{гв}$ | 0,00831 | 0,00835 |
| | $K_0 \cdot \omega_{лв}$ | 0,014 | 0,014 |
| | $K_p \cdot \omega_{гв}$ | 0,0000462 | 0,0000462 |
| | $K_p \cdot \omega_{лв}$ | 0,0000786 | 0,0000786 |

Таблиця 2.9 – Розрахункові показники надійності схеми ВРУ-330 кВ

| | ΔP , МВт | t, год $T_0/T_{вп}$ | K0 | | Kp | |
|---|------------------|------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| | | | $\omega_{лв}$ | $\omega_{гв}$ | $\omega_{лв}$ | $\Omega_{гв}$ |
| I – варіант | | | | | | |
| G, АТЗ; G; G; W; W + D(AT3, G); G + D(W, G); D(AT3, G). | 191,442 | 1 | 3 | 5 | 56 | 60 |
| | | 77,7 | - | - | 3 | 7 |
| G + D(AT3,G); 2G. | 382,884 | 1 | - | - | - | 9 |
| | | 77,7 | - | - | - | - |
| 2AT3 | 69,432 | 1 | - | - | - | 2 |
| | | 77,7 | - | - | - | - |
| AT3 + D(AT3,G) | 260,874 | 1 | - | - | - | 1 |
| | | 77,7 | - | - | - | - |
| G + D(AT3,W) | 122,01 | 1 | - | - | - | 4 |
| | | 77,7 | - | - | - | - |
| 2W | 35,2 | 1 | - | - | 4 | - |
| | | 77,7 | - | - | - | - |
| AT31 + D(AT32,W4) | 1,421 | 1 | - | - | - | 1 |
| | | 77,7 | - | - | - | - |

Продовження таблиці 2.9

| | | | | | | |
|---|---------|------|---|---|----|----|
| | | 77,7 | - | - | - | - |
| II – варіант | | | | | | |
| 2W + G; G, AT3, W; G, AT3; G; G, W; W + D(AT3, G); G + D(W, G); D(AT3, G). | 191,442 | 1 | 4 | 4 | 59 | 50 |
| | | 77,7 | - | - | 5 | 5 |
| G + D(AT3,G); 2G. | 382,884 | 1 | - | - | 2 | 3 |
| | | 77,7 | - | - | - | - |
| AT3 + D(AT3,G) | 260,874 | 1 | - | - | - | 1 |
| | | 77,7 | - | - | - | - |
| G + D(AT3,W) | 122,01 | 1 | - | - | - | 1 |
| | | 77,7 | - | - | - | - |
| 2W | 35,2 | 1 | - | - | 2 | - |
| | | 77,7 | - | - | - | - |
| AT31 + D(AT32,W4) | 1,421 | 1 | - | - | - | 1 |
| | | 77,7 | - | - | - | - |

Таблиця 2.10 – Приведені затрати схем ВРУ-330 кВ

| Складові витрат | Числове значення, тис. грн | |
|------------------------|----------------------------|------------|
| | I варіант | II варіант |
| Капіталовкладення | 214500 | 200200 |
| Щорічні експл. витрати | 20163 | 18818 |
| Очікуваний збиток | 830,97 | 896,67 |
| Приведені витрати | 53168,97 | 49745,47 |

$\Delta Z = 6,44\% > 5\%$, тобто приймаємо I варіант схеми ВРУ 330 .

2.5 Вибір схеми власних потреб станції

В основному напруги, які застосовуються в системі ВП є 6 кВ (для двигунів потужністю більше 200 кВт) та 0,38/0,23 для всіх інших споживачів. Розподільча установка ВП виконується з однією секціонованою системою шин.

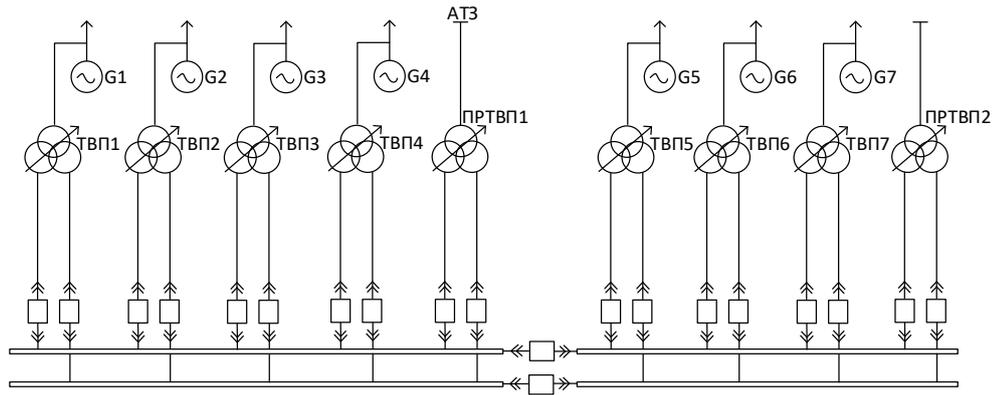


Рисунок 2.9 – Схема електрозабезпечення системи власних потреб ЕС

2.6 Розрахунок струмів короткого замикання

Щоб скласти розрахункову схему, необхідно вказати всі елементи, які впливають на струм КЗ і намітити точки КЗ (рисунок 2.10).

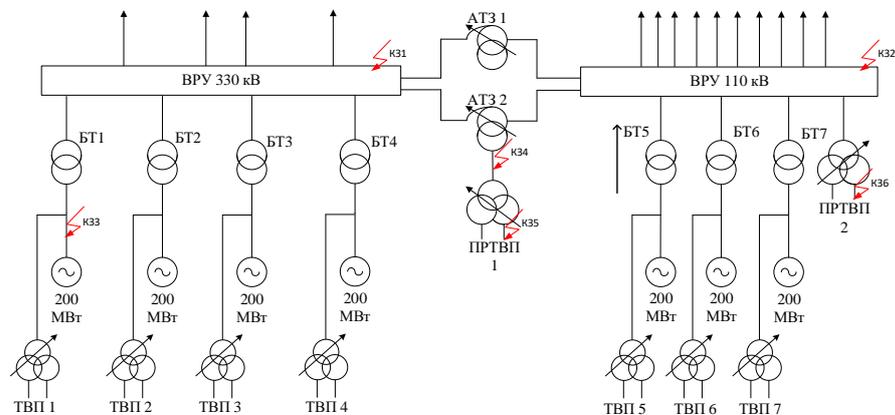


Рисунок 2.10 – Розрахункова схема електроустановки

На даній схемі я навів точки, в яких передбачається КЗ. Потім для обраної точки КЗ склав еквівалентну електричну заступну схему, яка за вихідними даними відповідає розрахунковій схемі, але в якій всі магнітні (трансформаторні) зв'язки замінені електричними.

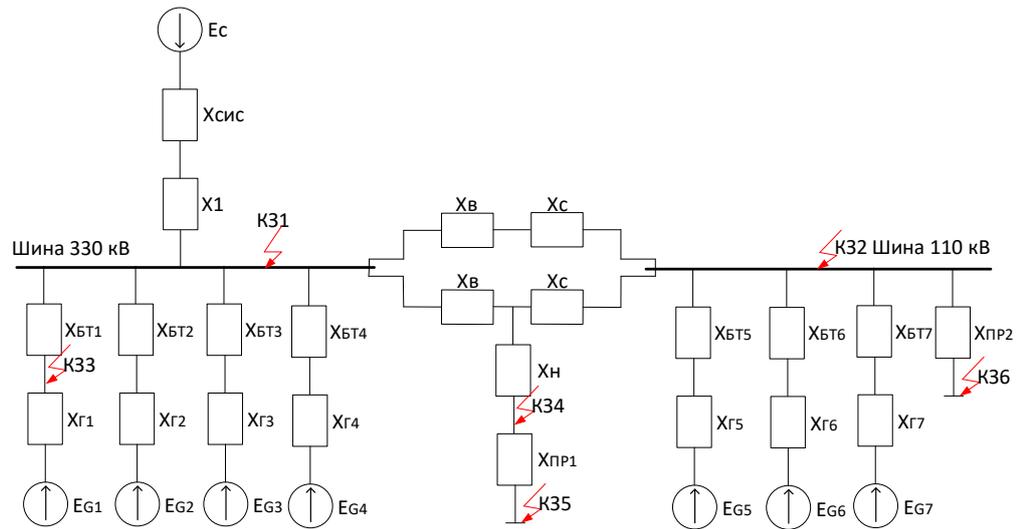


Рисунок 2.11 – Еквівалентна схема заміщення станції

Розрахунок виконується у відносних одиницях. Тому необхідно привести всі опори елементів схеми заміщення до одних і тих самих базових умов.

Приймаємо $S_B = 1000$ (МВА).

Опір системи:

$$x_c = x_{c.ном} \cdot \frac{S_B}{S_{c.ном}}; \quad (2.36)$$

$$x_c = 0,29 \cdot \frac{1000}{17200} = 0,0169 \text{ (в.о.)}$$

Опір лінії:

$$x_{л} = x_0 \cdot L \cdot \frac{S_B}{U_б^2}; \quad (2.37)$$

$$x_{л} = 0,32 \cdot 210 \cdot \frac{1000}{340} = 0,581 \text{ (в.о.)}$$

Оскільки до системи підключено 4 ліній, опір $X_{л}$ ми ділимо на 4, і отримаємо опір X_1 :

$$x_1 = \frac{0,581}{4} = 0,145(\text{в.о});$$

Опір генераторів:

$$x_{\Gamma} = x''_d \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{S_{\Gamma.\text{НОМ}}}; \quad (2.38)$$

$$x_{\Gamma} = 0,19 \cdot \frac{1000}{235,29} = 0,808(\text{в.о});$$

Опір блочних трансформаторів системи:

$$x_{\text{Б}} = \frac{u_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{S_{\text{Т.НОМ}}}; \quad (2.39)$$

$$x_{\text{БТ1-4}} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{1000}{250} = 0,44(\text{в.о});$$

Опір блочних трансформаторів місцевого району:

$$x_{\text{БТ5-7}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{250} = 0,42(\text{в.о}).$$

Опір ПРТВП:

$$x_{\text{Б}} = \frac{1875 \cdot u_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{S_{\text{Т.НОМ}}}; \quad (2.40)$$

$$x_{\text{Б}} = \frac{1875 \cdot 10,5}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 4,2(\text{в.о}).$$

Опір АТЗ:

$$u_{KB} = \frac{1}{2} \cdot \frac{(u_{KBC} + u_{KBH} - u_{KCH})}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{T.HOM}}; \quad (2.41)$$

$$u_{KB} = \frac{1}{2} \cdot \frac{(10,5 + 54 - 24)}{100} \cdot \frac{1000}{250} = 0,81(\text{в.о});$$

$$u_{KC} = \frac{1}{2} \cdot \frac{(u_{KBC} + u_{KCH} - u_{KBH})}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{T.HOM}}; \quad (2.42)$$

$$u_{KC} = \frac{1}{2} \cdot \frac{(10,5 + 24 - 54)}{100} \cdot \frac{1000}{250} = -0,39(\text{в.о});$$

$$u_{KH} = \frac{1}{2} \cdot \frac{(u_{KBH} + u_{KCH} - u_{KBC})}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{T.HOM}}; \quad (2.43)$$

$$u_{KH} = \frac{1}{2} \cdot \frac{(24 + 54 - 10,5)}{100} \cdot \frac{1000}{250} = 1,35(\text{в.о}).$$

ЕРС генераторів у в.о.:

$$E''_{*G} = 1,13(\text{в.о});$$

$$E''_{*C} = 1(\text{в.о}).$$

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

$$I_{\Pi 0} = \frac{E''_{*}}{x_{рез}} \cdot I_B, \quad (2.44)$$

де E''_{*} – ЕРС джерела, в.о.;

$X_{рез*}$ - результуючий відносний опір ланки КЗ, який приведений до базисних умов;

I_B – базисний струм, кА:

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}. \quad (2.45)$$

Після складання заступної схеми, необхідно перетворити її до простого вигляду. Перетворення схеми виконується в напрямку від джерела живлення до місця КЗ. При цьому використовуються відомі правила послідовного і паралельного з'єднання опорів, перетворення з використанням коефіцієнтів струморозподілу [1].

Перетворимо схему на рисунку 2.11 відносно точки КЗ1.

Для початку я об'єднав всі опори які можна об'єднати послідовно. А також знехтував опорами x_n , $x_{пр1}$, $x_{пр2}$ так як вони не будуть впливати на генератори або систему, а ще опорами x_c так як їх значення менше нуля.

$$x_2 = x_{сис} + x_1; \quad (2.46)$$

$$x_2 = 0,0169 + 0,145 = 0,1622 \text{ (в.о)};$$

$$x_{3-6} = x_{21-4} + x_{бТ1-4}; \quad (2.47)$$

$$x_{3-6} = 0,808 + 0,44 = 1,248 \text{ (в.о)};$$

$$x_{7-9} = x_{25-7} + x_{бТ5-7}; \quad (2.48)$$

$$x_{7-9} = 0,808 + 0,42 = 1,228 \text{ (в.о)};$$

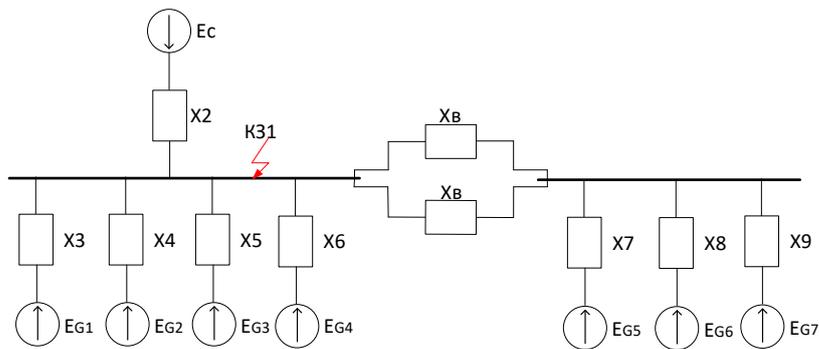


Рисунок 2.12 – Перший крок спрощення схеми відносно точки К31

В другому кроці об'єднаю всі опори які можна об'єднати паралельно.

$$x_{10} = \frac{x_{3-6}}{4}; \quad (2.49)$$

$$x_{10} = \frac{1,248}{4} = 0,312 \text{ (в.о.);}$$

$$x_{11} = \frac{x_{7-9}}{3}; \quad (2.50)$$

$$x_{11} = \frac{1,228}{3} = 0,409 \text{ (в.о.);}$$

$$x_{12} = \frac{x_B}{2}; \quad (2.51)$$

$$x_{10} = \frac{0,81}{2} = 0,405 \text{ (в.о.);}$$

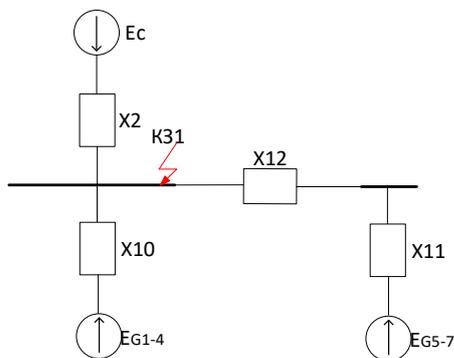


Рисунок 2.13 – Другий крок спрощення схеми відносно точки К31

В наступному кроці послідовно об'єднаю опоры x_{11} та x_{12} .

$$x_{13} = x_{11} + x_{12}; \quad (2.52)$$

$$x_{13} = 0,409 + 0,405 = 0,814 (\text{в.о});$$

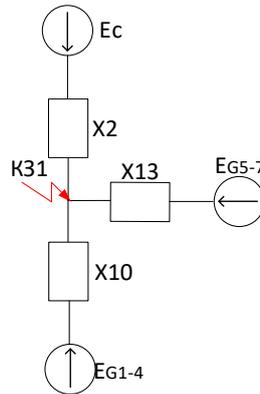


Рисунок 2.14 – Третій крок спрощення схеми відносно точки K31

Залишилось паралельно об'єднати опоры $x_{10} + x_{13}$.

$$x_{14} = \frac{x_{10} \cdot x_{13}}{x_{10} + x_{13}}; \quad (2.53)$$

$$x_{14} = \frac{0,312 \cdot 0,814}{0,312 + 0,814} = 0,225 (\text{в.о});$$

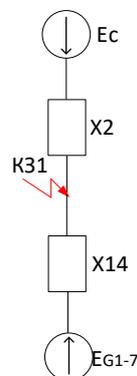


Рисунок 2.15 – Останній крок спрощення схеми відносно точки K31

Для інших точок короткого замикання спрощення проводиться за такою ж методикою.

Визначимо базисний струм та початкове значення періодичної складової струму КЗ для всіх точок КЗ:

Розрахунок для точки КЗ1:

$$I_{Б.КЗ1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 340} = 1,698 \text{ (кА)};$$

$$I_{П0.Г} = \frac{1,13}{0,225} \cdot 1,698 = 8,51 \text{ (кА)};$$

$$I_{П0.С} = \frac{1}{0,1622} \cdot 1,698 = 10,47 \text{ (кА)};$$

Розрахунок для точки КЗ2:

$$I_{Б.КЗ2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ (кА)};$$

$$I_{П0.Г} = \frac{1,13}{0,327} \cdot 5,02 = 17,32 \text{ (кА)};$$

$$I_{П0.С} = \frac{1}{3,15} \cdot 5,02 = 1,59 \text{ (кА)};$$

Розрахунок для точки КЗ3:

$$I_{Б.КЗ3} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 36,66 \text{ (кА)};$$

$$I_{П0.Г1} = \frac{1,13}{0,808} \cdot 36,66 = 51,3 \text{ (кА)};$$

$$I_{П0.Г2-7} = \frac{1,13}{0,44} \cdot 36,66 = 93,99 \text{ (кА)};$$

$$I_{П0.С} = \frac{1}{3,34} \cdot 36,66 = 10,96 \text{ (кА)};$$

Розрахунок для точки К34:

$$I_{Б.К34} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,986 \text{ (кА)};$$

$$I_{П0.Г} = \frac{1,13}{2,92} \cdot 54,986 = 21,28 \text{ (кА)};$$

$$I_{П0.С} = \frac{1}{24,31} \cdot 54,986 = 2,262 \text{ (кА)};$$

Розрахунок для точки К35:

$$I_{Б.К35} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,64 \text{ (кА)};$$

$$I_{П0.Г - С} = \frac{1}{9,59} \cdot 91,64 = 9,55 \text{ (кА)};$$

$$I_{Д} = 4 \cdot \frac{15,83 \cdot 1,25}{6,3 \cdot 2} = 6,28 \text{ (кА)};$$

Розрахунок для точки К36:

$$I_{Б.К36} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,64 \text{ (кА)};$$

$$I_{П0.Г - С} = \frac{1}{4,496} \cdot 91,64 = 20,38 \text{ (кА)};$$

$$I_{Д} = 4 \cdot \frac{15,83 \cdot 1,25}{6,3 \cdot 2} = 6,28 \text{ (кА)};$$

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

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{П0} \cdot k_y; \quad (2.54)$$

де $I_{\Pi 0}$ - початкове значення складової струму КЗ;

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

Розрахунковий час, для якого необхідно визначити струми КЗ, обчислюється як:

$$\tau = t_{\text{ВВ.відкл}} + 0,01, \quad (2.55)$$

де $t_{\text{ВВ.відкл}}$ – власний час відключення вимикача. Для сучасних вимикачів він не перевищує 0,2 с.

Аперіодична складова струму КЗ:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\Pi 0} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}; \quad (2.56)$$

Визначимо розрахунковий час, постійну часу, ударний коефіцієнт для всіх точок КЗ, результати визначення наведемо в таблиці 2.11.

Таблиця 2.11 – Значення періодичного струму КЗ в момент часу $t=0$, часу τ , T_a і ударного коефіцієнту.

| Точка КЗ | Дж.живл | I_{n0} | τ_{ay} | K_y | $T_{a.c}$ |
|----------|---------|----------|-------------|-------|-----------|
| КЗ1 | Іп0с | 10,47 | 0,07 | 1,78 | 0,04 |
| | Іп0г | 8,51 | 0,07 | 1,97 | 0,31 |
| | Сума | 18,98 | | | |
| КЗ2 | Іп0с | 1,59 | 0,07 | 1,78 | 0,04 |
| | Іп0г | 17,32 | 0,07 | 1,97 | 0,31 |
| | Сума | 18,91 | | | |
| КЗ3 | Іп0с | 10,97 | 0,03 | 1,78 | 0,04 |
| | Іп0г2-7 | 93,99 | 0,03 | 1,97 | 0,31 |
| | Сума | 104,96 | | | |
| | Іп0г1 | 51,30 | 0,07 | 1,97 | 0,31 |
| | Сума | 156,26 | | | |
| КЗ4 | Іп0с | 2,26 | 0,07 | 1,78 | 0,04 |
| | Іп0г | 21,28 | 0,07 | 1,97 | 0,31 |
| | Сума | 23,54 | | | |
| КЗ5 | Іп0г-с | 9,55 | 0,06 | 1,84 | 0,06 |
| | Ід | 6,28 | 0,06 | 1,65 | 0,04 |
| | Сума | 15,83 | | | |
| КЗ6 | Ід | 6,28 | 0,06 | 1,65 | 0,04 |
| | Іп0г-с | 20,38 | 0,06 | 1,84 | 0,06 |
| | Сума | 26,66 | | | |

Визначимо ударний струм КЗ в джерелі живлення генератора для точки КЗ1:

$$i_{y,\Gamma} = \sqrt{2} \cdot 8,51 \cdot 1,969 = 23,695 \text{ (кА)}.$$

Аперіодична складова струму КЗ:

$$i_{a,\tau,\Gamma} = \sqrt{2} \cdot 8,51 \cdot e^{\frac{-0,07}{0,31}} = 9,602 \text{ (кА)}.$$

Щоб розрахувати інші джерела живлення та точки КЗ ударний струм та періодична, аперіодична складова струму визначаються аналогічним чином, результати розрахунку наведемо в таблиці 2.12 [3].

Таблиця 2.12 – Результати розрахунку струмів КЗ

| Точка КЗ | Дж.живл | $I_{п0}$ | $t_{ау}$ | $K_{у}$ | $T_{а.с}$ | $I_{а.т}$ | $I_{у}$ | $I_{пт}$ |
|----------|--------------|----------|----------|---------|-----------|-----------|---------|----------|
| КЗ1 | $I_{п0с}$ | 10,47 | 0,07 | 1,78 | 0,04 | 2,57 | 26,36 | 10,47 |
| | $I_{п0г}$ | 8,51 | 0,07 | 1,97 | 0,31 | 9,60 | 23,69 | 7,41 |
| | Сума | 18,98 | | | | 12,17 | 50,05 | 17,88 |
| КЗ2 | $I_{п0с}$ | 1,59 | 0,07 | 1,78 | 0,04 | 0,39 | 4,01 | 1,59 |
| | $I_{п0г}$ | 17,32 | 0,07 | 1,97 | 0,31 | 19,55 | 48,24 | 15,75 |
| | Сума | 18,91 | | | | 19,94 | 52,24 | 17,34 |
| КЗ3 | $I_{п0с}$ | 10,97 | 0,03 | 1,78 | 0,04 | 8,30 | 27,61 | 10,97 |
| | $I_{п0г2-7}$ | 93,99 | 0,03 | 1,97 | 0,31 | 122,63 | 261,74 | 91,74 |
| | Сума | 104,96 | | | | 130,93 | 289,35 | 102,71 |
| | $I_{п0г1}$ | 51,30 | 0,07 | 1,97 | 0,31 | 57,88 | 142,84 | 40,93 |
| | Сума | 156,26 | | | | 188,81 | 432,19 | 143,64 |
| КЗ4 | $I_{п0с}$ | 2,26 | 0,07 | 1,78 | 0,04 | 0,56 | 5,69 | 2,26 |
| | $I_{п0г}$ | 21,28 | 0,07 | 1,97 | 0,31 | 24,01 | 59,26 | 21,28 |
| | Сума | 23,54 | | | | 24,57 | 64,95 | 23,54 |
| КЗ5 | $I_{п0г-с}$ | 9,55 | 0,06 | 1,84 | 0,06 | 4,89 | 24,86 | 9,55 |
| | $I_{д}$ | 6,28 | 0,06 | 1,65 | 0,04 | 1,98 | 14,66 | 6,28 |
| | Сума | 15,83 | | | | 6,87 | 39,52 | 15,83 |
| КЗ6 | $I_{д}$ | 6,28 | 0,06 | 1,65 | 0,04 | 1,98 | 14,66 | 6,28 |
| | $I_{п0г-с}$ | 20,38 | 0,06 | 1,84 | 0,06 | 10,42 | 53,03 | 20,38 |
| | Сума | 26,66 | | | | 12,41 | 67,69 | 26,66 |

Кількість теплоти, що виділилась в провіднику, прийнято характеризувати тепловим імпульсом короткого замикання:

$$W_{к} = \int_0^t i^2 \cdot dt. \quad (2.57)$$

Тепловий імпульс визначається по різному залежно від місцезнаходження точки КЗ. Можна виділити три характерних випадки: віддалене КЗ, КЗ поблизу генератора і КЗ поблизу групи потужних електродвигунів. В першому випадку тепловий імпульс КЗ визначається за виразом:

$$W_{к} = I_{п0}^2 \cdot (t_{відкл} + T_a), \quad (2.58)$$

де $t_{відкл}$ – час відключення (час дії струму КЗ).

В даному випадку, обчислимо віддалені К31, К32 та К34:

$$B_{к1} = 18,98^2 \cdot (0,18 + 0,04) = 79,25(\text{кА}^2 \cdot \text{с});$$

$$B_{к2} = 18,91^2 \cdot (0,18 + 0,04) = 78,7(\text{кА}^2 \cdot \text{с});$$

$$B_{к3} = 23,54^2 \cdot (0,18 + 0,04) = 121,93(\text{кА}^2 \cdot \text{с}).$$

Тепер проведемо розрахунок для К33. У цьому випадку тепловий імпульс визначається як сума імпульсів аперіодичної та періодичної складової струму К3.

$$B_{к} = B_{кп} + B_{ка}, \quad (2.59)$$

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

$$B_{ка} = I_{п0.С}^2 \cdot T_{аС} + I_{п0.Г}^2 \cdot T_{аГ} + \frac{4 \cdot I_{п0.С} \cdot I_{п0.Г}}{T_{а.С}^{-1} + T_{а.Г}^{-1}}; \quad (2.60)$$

$B_{кп}$ – імпульс квадратичного струму від періодичних складових струмів генератора і системи.

$$B_{кп} = B_{кС} + B_{кГ} + B_{кГС}; \quad (2.61)$$

$$B_{кС} = I_{С}^2 \cdot t_{відкл}; \quad (2.62)$$

$$B_{кГ} = B^* \cdot I_{п0.Г}^2 \cdot t_{відкл}; \quad (2.63)$$

$$B_{кГС} = 2 \cdot I_{С} \cdot T^* \cdot I_{п0.Г} \cdot t_{відкл}, \quad (2.64)$$

де B^*, T^* - відносний тепловий і струмовий імпульси періодичної складової струму генератора.

$$B_{\text{ка}} = 104,96^2 \cdot 0,04 + 51,3^2 \cdot 0,31 + \frac{4 \cdot 104,96 \cdot 51,3}{\frac{1}{0,04} + \frac{1}{0,31}} = 2019,42(\text{кА}^2 \cdot \text{с});$$

$$B_{\text{кС}} = 10,97^2 \cdot 4 = 481,21(\text{кА}^2 \cdot \text{с});$$

$$B_{\text{кГ}} = 0,3 \cdot 145,29^2 \cdot 4 = 25331,35(\text{кА}^2 \cdot \text{с});$$

$$B_{\text{кГС}} = 2 \cdot 104,96 \cdot 0,54 \cdot 51,3 \cdot 4 = 23259,81(\text{кА}^2 \cdot \text{с});$$

$$B_{\text{кП}} = 481,25 + 25331,35 + 23259,81 = 49072,38(\text{кА}^2 \cdot \text{с});$$

$$B_{\text{к}} = 49072,38 + 2019,42 = 51091,79(\text{кА}^2 \cdot \text{с}).$$

Розрахунок для К35 проводимо використовуючи такі формули:

$$T_{\text{асх}} = \frac{I_{\text{П0.С}} \cdot T_{\text{аС}} + I_{\text{П0.Д}} + T_{\text{аД}}}{I_{\text{П0.С}} + I_{\text{П0.Г}}} \quad (2.65)$$

$$B_{\text{к}} = I_{\text{П0.С}}^2 \cdot (t_{\text{відкл}} + T_{\text{асх}}) + I_{\text{П0.Д}}^2 \cdot (0,5 \cdot T_{\text{Д}} + T_{\text{асх}}) + 2 \cdot I_{\text{П0.Д}} \cdot I_{\text{П0.С}} \cdot (0,5 \cdot T_{\text{Д}} + T_{\text{асх}}); \quad (2.66)$$

$$T_{\text{асх}} = \frac{9,55 \cdot 0,059 + 6,28 \cdot 0,04}{9,55 + 6,28} = 0,05146$$

$$B_{\text{к}} = 9,55^2 \cdot (0,25 + 0,05146) + 6,28^2 \cdot (0,5 \cdot 0,07 + 0,05146) + 2 \cdot 6,28 \cdot 9,55 \cdot (0,5 \cdot 0,07 + 0,05146) = 45,49(\text{кА}^2 \cdot \text{с}).$$

Для точки К36 розрахунок проводиться аналогічно:

$$T_{\text{асх}} = \frac{20,38 \cdot 0,059 + 6,28 \cdot 0,04}{20,38 + 6,28} = 0,0545$$

$$B_{\text{к}} = 20,38^2 \cdot (0,25 + 0,0545) + 6,28^2 \cdot (0,5 \cdot 0,07 + 0,0545) + 2 \cdot 20,38 \cdot 9,55 \cdot (0,5 \cdot 0,07 + 0,0545) = 161,9(\text{кА}^2 \cdot \text{с}).$$

В таблицю 2.14 занесемо розраховані в цьому розділі теплові імпульси короткого замикання:

Таблиця 2.13 – Результати розрахунків теплових імпульсів

| Точка КЗ | К31 | К32 | К33 | К34 | К35 | К36 |
|----------------------------|-------|------|----------|--------|-------|-------|
| $W_k, \text{кА}^2\text{с}$ | 79,25 | 78,7 | 51091,79 | 121,93 | 45,49 | 161,9 |

Також необхідно для всіх точок КЗ порахувати максимальні струми, використовуючи наступні формули:

$$I_{\max W} = \frac{P_{\text{гр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \cos \varphi} \quad (2.67)$$

$$I_{\max \text{БТ}} = \frac{S_{\text{Г.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot 0,95} \quad (2.68)$$

$$I_{\max \text{АТ}} = 1,5 \cdot \frac{S_{\text{АТЗ.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \quad (2.69)$$

$$I_{\max \text{Г}} = \frac{I_{\text{Г.НОМ}}}{0,95} \quad (2.70)$$

Точка К31:

$$I_{\max W} = \frac{400 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,85} = 823,32(\text{А});$$

$$I_{\max \text{БТ}} = \frac{235,29 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,95} = 433,32(\text{А});$$

$$I_{\max \text{АТ}} = 1,5 \cdot \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 330} = 656,08(\text{А}).$$

Точка К32:

$$I_{\max W} = \frac{50 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,85} = 308,74(\text{A});$$

$$I_{\max \text{БТ}} = \frac{235,29 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,95} = 1299,95(\text{A});$$

$$I_{\max \text{ПР}} = \frac{15,83 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 330} = 83,09(\text{A});$$

$$I_{\max \text{АТ}} = 1,5 \cdot \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 110} = 1968,24(\text{A}).$$

Точка К33:

$$I_{\max \text{ТВП}} = \frac{12,18 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 446,48(\text{A});$$

$$I_{\max G} = \frac{8,65 \cdot 10^3}{0,95} = 9078,95(\text{A}).$$

Точка К34:

$$I_{\max \text{ПР}} = \frac{15,83 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 870,42(\text{A}).$$

Точка К36:

$$I_{\max \text{ТВП}} = \frac{12,18 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 446,48(\text{A});$$

$$I_{\max \text{ПР}} = \frac{15,83 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 2} = 725,35(\text{A}).$$

2.7 Вибір комутаційної апаратури

Проведемо вибір вимикачів та роз'єднувачів для ВРУ 330 кВ. Вибираємо вимикач типу 300-SFMT.

За напругою установки [1]:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}; \quad (2.71)$$

$$330(\text{кВ}) \leq 330(\text{кВ}).$$

За тривалим струмом:

$$I_{\text{роб.мах}} \leq I_{\text{ном}}; \quad (2.72)$$

$$823(\text{А}) \leq 1200(\text{А}).$$

Проводимо перевірку:

а) на відключаючу здатність вимикача.

Перевірка на симетричний струм відключення:

$$I_{\text{Пт}} \leq I_{\text{відкл.ном}}; \quad (2.73)$$

$$17,88(\text{кА}) \leq 40(\text{кА}).$$

Перевірка на відключення аперіодичної складової струму КЗ:

$$I_{\text{ат}} \leq I_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{н}} \cdot I_{\text{відкл.ном}}; \quad (2.74)$$

$$17,88(\text{кА}) \leq 40(\text{кА}).$$

де $\beta_{\text{н}}$ - нормоване значення вмісту аперіодичної складової у струмі КЗ, %

б) Перевірка на електродинамічну стійкість:

$$I_{\text{ПЮ}} \leq I_{\text{дин}}; \quad (2.75)$$

$$18,98(\text{кА}) \leq 40(\text{кА});$$

$$I_y \leq I_{\text{дин}}; \quad (2.76)$$

$$50,05(\text{кА}) \leq 102(\text{кА}).$$

в) Перевірка на термічну стійкість:

$$W_k \leq I_T^2 \cdot t_T; \quad (2.77)$$

$$79,25(\text{кА} \cdot \text{с}) \leq 3200(\text{кА}^2 \cdot \text{с}).$$

Вибираємо роз'єднувач типу РП-1-330/3200 УІ.

За напругою установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}; \quad (2.78)$$

$$330(\text{кВ}) \leq 330(\text{кВ}).$$

За тривалим струмом:

$$I_{\text{роб.мах}} \leq I_{\text{ном}}; \quad (2.79)$$

$$823(\text{А}) \leq 3200(\text{А}).$$

б) Перевірка на електродинамічну стійкість:

$$i_y \leq i_{\text{дин}}; \quad (2.80)$$

$$50,05(\text{кА}) \leq 160(\text{кА}).$$

в) Перевірка на термічну стійкість:

$$W_k \leq I_T^2 \cdot t_T; \quad (2.81)$$

$$79,25(\text{кА} \cdot \text{с}) \leq 11907(\text{кА}^2 \cdot \text{с}).$$

Підбір для інших ділянок проводиться аналогічним чином. Результати вибору наведемо в таблиці 2.14.

Таблиця 2.14 – Вибір комутаційної апаратури

| 330 кВ Розрахункові дані | Каталожні дані | |
|---------------------------------------|---|---|
| | Вимикач | Роз'єднувач |
| | 300-SFMT | РП.1-330/3200 У1 |
| $U_{\text{ном}} = 330 \text{ кВ}$ | $U_{\text{ном}} = 330 \text{ кВ}$ | $U_{\text{ном}} = 330 \text{ кВ}$ |
| $I_{\text{роб.мах}} = 823 \text{ А}$ | $I_{\text{ном}} = 1200 \text{ А}$ | $I_{\text{ном}} = 3200 \text{ А}$ |
| $I_{\text{ПГ}} = 17,88 \text{ кА}$ | $I_{\text{ном.відкл}} = 40 \text{ кА}$ | - |
| $I_{\text{ат}} = 12,17 \text{ кА}$ | $I_{\text{а.ном}} = 23,19 \text{ кА}$ | - |
| $I_{\text{ПО}} = 18,98 \text{ кА}$ | $I_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$ | - |
| $I_y = 50,05 \text{ кА}$ | $i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$ | $i_{\text{дин}} = 160 \text{ кА}$ |
| $W_k = 79,25 \text{ кА}^2\text{с}$ | $I^2_{\text{тер}} t_{\text{тер}} = 3200 \text{ кА}^2\text{с}$ | $I^2_{\text{тер}} t_{\text{тер}} = 11907 \text{ кА}^2\text{с}$ |
| 110 кВ Розрахункові дані | Каталожні дані | |
| | Вимикач | Роз'єднувач |
| | 100-SFMT-40E | РНДЗ.1-110/2000 У1 |
| $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$ | $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$ | $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$ |
| $I_{\text{роб.мах}} = 1968 \text{ А}$ | $I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$ | $I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$ |
| $I_{\text{ПГ}} = 17,34 \text{ кА}$ | $I_{\text{ном.відкл}} = 40 \text{ кА}$ | - |
| $I_{\text{ат}} = 19,94 \text{ кА}$ | $I_{\text{а.ном}} = 19,8 \text{ кА}$ | - |
| $I_{\text{ПО}} = 18,91 \text{ кА}$ | $I_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$ | - |
| $I_y = 52,24 \text{ кА}$ | $i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$ | $i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$ |
| $W_k = 78,7 \text{ кА}^2\text{с}$ | $I^2_{\text{тер}} t_{\text{тер}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$ | $I^2_{\text{тер}} t_{\text{тер}} = 2976,7 \text{ кА}^2\text{с}$ |

Продовження таблиці 2.14

| 10,5 кВ Розрахункові дані | Каталожні дані | |
|----------------------------------|---|--|
| | Вимикач | Роз'єднувач |
| | 100-SFMT-63SF | PBR-20//6300 УІ |
| $U_{ном} = 10,5$ кВ | $U_{ном} = 110$ кВ | $U_{ном} = 35$ кВ |
| $I_{роб.мах} = 870$ А | $I_{ном} = 2000$ А | $I_{ном} = 2000$ А |
| $I_{пт} = 23,54$ кА | $I_{ном.відкл} = 63$ кА | - |
| $I_{ат} = 24,57$ кА | $I_{а.ном} = 31,18$ кА | - |
| $I_{п0} = 23,54$ кА | $I_{дин} = 63$ кА | - |
| $I_y = 64,95$ кА | $i_{дин} = 162$ кА | $i_{дин} = 80$ кА |
| $В_k = 121,93$ кА ² с | $I^2_{тер} t_{тер} = 11907$ кА ² с | $I^2_{тер} t_{тер} = 2976$ кА ² с |
| 6,3 кВ Розрахункові дані | Каталожні дані | |
| | Вимикач | Роз'єднувач |
| | ВР2 | КУ-10С |
| $U_{ном} = 6,3$ кВ | $U_{ном} = 10$ кВ | $U_{ном} = 10$ кВ |
| $I_{роб.мах} = 725$ А | $I_{ном} = 1600$ А | $I_{ном} = 1000$ А |
| $I_{пт} = 20,38$ кА | $I_{ном.відкл} = 40$ кА | - |
| $I_{ат} = 10,42$ кА | $I_{а.ном} = 22,63$ кА | - |
| $I_{п0} = 20,38$ кА | $I_{дин} = 40$ кА | - |
| $I_y = 51,03$ кА | $i_{дин} = 80$ кА | $i_{дин} = 81$ кА |
| $В_k = 161,9$ кА ² с | $I^2_{тер} t_{тер} = 1200$ кА ² с | $I^2_{тер} t_{тер} = 1200$ кА ² с |

2.8 Вибір струмоведучих частин

Вибір збірних шин для ВРУ 330 кВ. Вхідні дані: $I_{роб.мах} = 823$ А; $I_{п0} = 18,98$ кА; $I_y = 50,05$ кА.

Вибираємо шини з проводу 2хАС 150/34 з такими параметрами:

$$I_{доп} = 450 \cdot 2 = 900(\text{А});$$

$$d = 17,5(\text{мм});$$

$$D = 450 \text{ мм};$$

$$\alpha_{доп} = 1,4;$$

Фази розташовуємо горизонтально, середня геометрична відстань між ними:

$$D_{ср} \leq 1,26 \cdot D; \quad (2.82)$$

$$D_{\text{cp}} \leq 1,26 \cdot 450 = 567 \text{ (см)};$$

Проведемо перевірку за максимальним струмом:

$$823,32 \text{ (A)} < 900 \text{ (A)}.$$

Перевірка шин за умовою корони:

$$0,9 \cdot E_0 \geq 1,07 \cdot E; \quad (2.83)$$

Початкова критична напруженість електричного поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (2.84)$$

де m – коефіцієнт, який враховує шорсткість поверхні проводу (для багатопроводових проводів $m = 0,82$);

r – радіус проводу, см.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,875}} \right) = 32,79 \left(\frac{\text{кВ}}{\text{см}} \right).$$

Напруженість електричного поля біля розщеплених проводів:

$$E = K \cdot \left(\frac{0,354 \cdot U_{\text{max}}}{n \cdot r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{cp}}}{r_{\text{ек}}}} \right), \quad (2.85)$$

де K – коефіцієнт, що враховує кількість проводів в фазі:

$$K = 1 + 2 \frac{r_0}{a}; \quad (2.86)$$

$$K = 1 + 2 \frac{0,875}{40} = 1,044;$$

$r_{ек}$ – еквівалентний радіус розщеплених проводів у фазі:

$$r_{ек} = \sqrt{r_0 \cdot a}; \quad (2.87)$$

$$r_{ек} = \sqrt{0,875 \cdot 40} = 5,916(\text{см});$$

U_{\max} – максимальна допустима напруга установки, кВ (для класу напруги 330 кВ, $U_{\max} = 363$ кВ).

$$E = 1,044 \cdot \left(\frac{0,354 \cdot 363}{2 \cdot 0,875 \cdot \lg \frac{567}{5,916}} \right) = 38,678(\text{кВ/см}).$$

Умова перевірки:

$$0,9 \cdot 32,79 = 29,51 \geq 1,07 \cdot 38,678 = 41,39.$$

Умова не виконується, а це означає що проводи будуть коронувати, тоді вибираю шини більшого перерізу.

Вибираємо шини з проводу 2хАС 500/27 з такими параметрами:

$$I_{\text{доп}} = 960 \cdot 2 = 1920(\text{А});$$

$$d = 29,4 \text{ (мм)};$$

$$D = 450 \text{ мм};$$

$$\alpha_{\text{доп}} = 1,4;$$

$$m_1 = 1,54 \cdot 2 = 3,08 \left(\frac{\text{кг}}{\text{м}} \right).$$

Фази розташовуємо горизонтально, середня геометрична відстань між ними:

$$D_{\text{ср}} \leq 1,26 \cdot 450 = 567 \text{ (см)};$$

Проведемо перевірку за максимальним струмом:

$$823,32 \text{ (А)} < 1920 \text{ (А)}.$$

Перевірка шин за умовою корони:

Початкова критична напруженість електричного поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,47}} \right) = 30,97 \left(\frac{\text{кВ}}{\text{см}} \right).$$

Напруженість електричного поля біля розщеплених проводів:

$$K = 1 + 2 \frac{1,47}{40} = 1,074;$$

$$r_{\text{ек}} = \sqrt{1,47 \cdot 40} = 7,67 \text{ (см)};$$

$$E = 1,074 \cdot \left(\frac{0,354 \cdot 363}{2 \cdot 1,47 \cdot \lg \frac{567}{7,67}} \right) = 25,106 \text{ (кВ/см)}.$$

Умова перевірки:

$$0,9 \cdot 30,97 = 27,88 \geq 1,07 \cdot 25,106 = 26,86.$$

Отже, умова виконується, і проводи коронувати не будуть.

Так як $I_y = 50,05 \text{ кА} > 50 \text{ кА}$ то потрібно перевірити на схрещування.

Перевірка на схрещування:

Зусилля від тривалого протікання струму двофазного КЗ:

$$f = 0,15 \cdot \frac{I_{п.0}^2}{D}; \quad (2.88)$$

$$f = 0,15 \cdot \frac{18,98^2}{4,5} = 12,01(\text{Н/м}).$$

Сила тяжіння 1м струмопроводу:

$$g = 9,8 \cdot m_1; \quad (2.89)$$

$$g = 9,8 \cdot 3,074 = 30,125(\text{Н/м}).$$

Визначення співвідношення:

$$\frac{\sqrt{h}}{t_{ек}} = \frac{\sqrt{2,5}}{0,15} = 10,54;$$

$$\frac{f}{g} = \frac{12,01}{30,125} = 0,295.$$

де h – максимальна розрахункова стріла провисання проводу в кожному погоні, м;

$t_{ек}$ – еквівалентний за імпульсом час дії диференційного захисту, с.

Визначаємо відхилення проводу:

$$\frac{b}{h} = 0,118;$$

$$b = 2,5 \cdot 0,118 = 0,295(\text{м}).$$

Допустиме відхилення проводу:

$$b_{\text{доп}} = \frac{D - d - \alpha_{\text{доп}}}{2}; \quad (2.90)$$

$$b_{\text{доп}} = \frac{4,5 - 2 \cdot 0,0294 - 1,4}{2} = 1,5206(\text{м}) > b = 0,295(\text{м}).$$

Умова виконується.

Далі, проводимо вибір збірних шин для відгалужень.

а) відгалуження до блочного трансформатора:

Економічний переріз:

$$q_e = \frac{I_{\text{норм}}}{J_a}; \quad (2.91)$$

де $I_{\text{норм}}$ – струм нормального режиму, А;

$J_e = 1,1$ – економічна густина струму, А/мм².

$$I_{\text{норм}} = 0,95 \cdot 433,32 = 411,66(\text{А});$$

$$q_e = \frac{411,66}{1,1} = 374,28(\text{мм}^2);$$

За економічним перерізом приймаємо провід марки 2 АС 400/22.

Еквівалентний радіус розщеплених проводів у фазі:

$$r_0 = \sqrt{1,33 \cdot 40} = 7,294(\text{см});$$

Максимальне значення початкової критичної напруженості поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,33}}\right) = 31,29 \left(\frac{\text{кВ}}{\text{см}}\right);$$

Коефіцієнт, що враховує кількість проводів у фазі:

$$K = 1 + 2 \frac{1,33}{40} = 1,067;$$

Напруженість електричного поля біля розщеплених проводів:

$$E = 1,067 \cdot \left(\frac{0,354 \cdot 363}{2 \cdot 1,33 \cdot \lg \frac{567}{7,294}} \right) = 27,251 (\text{кВ/см}).$$

Умова перевірки:

$$0,9 \cdot 31,29 = 28,16 < 1,07 \cdot 27,251 = 29,16.$$

Отже, умова не виконується, і проводи будуть коронувати.

Оскільки умова не виконується, беремо більший переріз, а саме: 2хАС 500/27.

б) відгалуження до АТЗ:

$$I_{\text{норм}} = \frac{656,08}{1,5} = 437,39(\text{А});$$

$$q_e = \frac{437,39}{1,1} = 397,62(\text{мм}^2);$$

За економічним перерізом потрібно було обирати провід марки АС 400/22, але у відгалуженні до БТ я його перевіряв на коронування і він не пройшов, тому одразу вибираю провід марки 2хАС 500/27.

Аналогічним чином обираємо збірні шини для ВРУ 110 кВ. Вхідні дані: $I_{\text{роб.мах}} = 1968,24 \text{ А}$; $I_{\text{по}} = 18,91 \text{ кА}$; $I_y = 52,24 \text{ кА}$.

Вибираємо шини з проводу 2хАС 500/72 з такими параметрами:

$$I_{\text{доп}} = 1050 \cdot 2 = 2100(\text{А});$$

$$d = 33,2(\text{мм});$$

$$D = 300 \text{ мм};$$

$$\alpha_{\text{доп}} = 0,45;$$

$$m_1 = 2,17 \cdot 2 = 4,34 \left(\frac{\text{кг}}{\text{м}} \right).$$

Фази розташовуємо горизонтально, середня геометрична відстань між ними:

$$D_{\text{ср}} \leq 1,26 \cdot 300 = 378(\text{см});$$

Проведемо перевірку за максимальним струмом:

$$1968 \text{ (A)} < 2100 \text{ (A)}.$$

Початкова критична напруженість електричного поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,66}}\right) = 30,61 \left(\frac{\text{кВ}}{\text{см}}\right).$$

Напруженість електричного поля біля розщеплених проводів:

$$K = 1 + 2 \frac{1,66}{20} = 1,166;$$

$$r_{\text{ек}} = \sqrt{1,66 \cdot 20} = 5,76 \text{ (см)};$$

$$E = 1,166 \cdot \left(\frac{0,354 \cdot 121}{2 \cdot 1,66 \cdot \lg \frac{567}{5,67}} \right) = 8,28 \text{ (кВ/см)}.$$

Умова перевірки:

$$0,9 \cdot 30,61 = 27,55 \geq 1,07 \cdot 8,28 = 8,86$$

Отже, умова виконується, і проводи коронувати не будуть.

Так як $I_y = 52,24 \text{ кА} > 50 \text{ кА}$ то потрібно перевірити на схрещування.

Перевірка на схрещування:

Зусилля від тривалого протікання струму двофазного КЗ:

$$f = 0,15 \cdot \frac{18,91^2}{3} = 17,89 \text{ (Н/м)}.$$

Сила тяжіння 1м струмопроводу:

$$g = 9,8 \cdot 4,34 = 42,532(\text{Н/м}).$$

Визначення співвідношення:

$$\frac{\sqrt{h}}{t_{\text{ек}}} = \frac{\sqrt{2,5}}{0,15} = 10,54;$$

$$\frac{f}{g} = \frac{17,89}{42,532} = 0,841.$$

де h – максимальна розрахункова стріла провисання проводу в кожному погоні, м;

$t_{\text{ек}}$ – еквівалентний за імпульсом час дії диференційного захисту, с.

Визначаємо відхилення проводу:

$$\frac{b}{h} = 0,121;$$

$$b = 2,5 \cdot 0,121 = 0,3025(\text{м}).$$

Допустиме відхилення проводу:

$$b_{\text{доп}} = \frac{3 - 2 \cdot 0,0332 - 0,45}{2} = 1,242(\text{м}) > b = 0,3025(\text{м}).$$

Умова виконується.

а) Відгалуження до блочного трансформатора БТ:

Економічний переріз:

$$I_{\text{норм}} = 0,95 \cdot 1299,95 = 1234,95 \text{ (A)};$$

$$q_e = \frac{1234,95}{1,1} = 1122,68 \text{ (мм}^2\text{)};$$

За економічним перерізом приймаємо провід марки 2хАС 650/79.

б) Відгалуження до АТЗ:

Економічний переріз:

$$I_{\text{норм}} = \frac{1968,24}{1,5} = 1312,16 \text{ (A)};$$

$$q_e = \frac{1312,16}{1,1} = 1192,87 \text{ (мм}^2\text{)};$$

За економічним перерізом приймаємо провід марки 2хАС 650/79.

б) Відгалуження до АТЗ:

Економічний переріз:

$$I_{\text{норм}} = 83,09 \text{ (A)};$$

$$q_e = \frac{83,09}{1} = 83,09 \text{ (мм}^2\text{)};$$

За економічним перерізом приймаємо провід марки АС 95/16.

Максимальне значення початкової критичної напруженості поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,675}} \right) = 33,89 \left(\frac{\text{кВ}}{\text{см}} \right);$$

Напруженість електричного поля біля розщеплених проводів:

$$E = 1 \cdot \left(\frac{0,354 \cdot 363}{1 \cdot 0,675 \cdot \lg \frac{567}{0,675}} \right) = 23,09 \text{ (кВ/см)}.$$

Умова перевірки:

$$0,9 \cdot 33,87 = 30,5 \geq 1,07 \cdot 23,09 = 24,71.$$

Отже, умова виконується, і проводи не будуть коронувати.

Тепер, проведемо вибір комплектного струмопроводу в колі ТВВ-200-2, коли $I_y = 289,35 \text{ кА}$, $I_{г.мах} = 9078,95 \text{ А}$.

Встановлюємо струмопровід типу ТЕКН-Е-20-10000-300У1.

$$U_{уст} = 15,75 \text{ (кВ)} \leq U_{НОМ} = 20 \text{ (кВ)};$$

$$I_{мах} = 9078,95 \text{ (А)} \leq I_{НОМ} = 10000 \text{ (А)};$$

$$I_y = 289,35 \text{ (кА)} \leq I_{дин} = 400 \text{ (кА)}.$$

Далі, виберемо жорсткі шини на ділянці з ПРТВП. $I_{рмах} = 725,35 \text{ А}$; $I_y = 67,69$; $I_{п.о} = 26,66 \text{ кА}$; $B_k = 161,89 \text{ кА}^2\text{с}$.

Обираємо мідні шини прямокутного перерізу (50x5) з такими параметрами:

$$I_{доп} = 860 \text{ (А)};$$

$$q = 50 \cdot 5 = 250 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Перевірка за допустимим струмом:

$$I_{рмах} = 725,35 \text{ (А)} < I_{доп} = 860 \text{ (А)}.$$

Умова термічної стійкості:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} \quad (2.92)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{161,89 \cdot 10^6}}{90} = 74,85(\text{мм}^2) < q = 250(\text{мм}^2).$$

Перевірку шин прямокутного перерізу на електродинамічну стійкість не проводимо, оскільки в них частота власних коливань не входить в зону резонансу [1].

Перевірка на механічну стійкість:

$$I^2 \leq \frac{125,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{I}{q}}; \quad (2.93)$$

де I – момент інерції шин:

$$I = \frac{0,5 \cdot 5^3}{12} = 5,21(\text{см}^4).$$

Момент опору шин:

$$W = \frac{0,5 \cdot 5^2}{6} = 2,083(\text{см}^3);$$

$$I^2 \leq \frac{125,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{5,21}{2,5}} = 3,42(\text{м}^2);$$

$$l \leq 1,85(\text{м}).$$

Приймаємо $l = 1,8$ м.

Напруженість в матеріалі шин:

$$\sigma_{\text{розр}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-2} \cdot \frac{i^2 \cdot l^2}{a \cdot W}; \quad (2.94)$$

$$\sigma_{\text{розр}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-2} \cdot \frac{67,69^2 \cdot 1,8^2}{0,5 \cdot 2,083} = 246,84(\text{МПа}) > \sigma_{\text{доп}} = 140(\text{МПа}).$$

Перевірка не проходить, отже потрібно обрати більших розмірів.

Обираємо мідні шини прямокутного перерізу (60х6) з такими параметрами:

$$I_{\text{доп}} = 1125(\text{А});$$

$$q = 60 \cdot 6 = 360(\text{мм}^2).$$

Перевірка за допустимим струмом:

$$I_{\text{рmax}} = 725,35(\text{А}) < I_{\text{доп}} = 1125(\text{А}).$$

Умова термічної стійкості:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{161,89 \cdot 10^6}}{90} = 74,85(\text{мм}^2) < q = 360(\text{мм}^2).$$

Перевірку шин прямокутного перерізу на електродинамічну стійкість не проводимо, оскільки в них частота власних коливань не входить в зону резонансу.

Перевірка на механічну стійкість:

Момент інерції шин:

$$I = \frac{0,6 \cdot 6^3}{12} = 10,8(\text{см}^4).$$

Момент опору шин:

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

$$I^2 \leq \frac{125,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{10,8}{3,6}} = 2,85(\text{м}^2);$$

$$l \leq 1,69(\text{м}).$$

Приймаємо $l = 1,65$ м.

Напруженість в матеріалі шин:

$$\sigma_{\text{розр}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-2} \cdot \frac{67,69^2 \cdot 1,65^2}{0,5 \cdot 3,6} = 120,03(\text{МПа}) < \sigma_{\text{доп}} = 140(\text{МПа}).$$

Перевірка пройшла, а це означає що можна вибрати дані шини

2.9 Вибір вимірювальних трансформаторів

Обираємо трансформатори струму та напруги в колі ЛЕП-330 кВ. Для решти приєднань розрахунок проводиться аналогічно й результати будуть зведені в таблицю 2.18.

В колі ЛЕП-330 кВ встановлюємо трансформатор струму типу TG 362 (табл. 2.15).

Таблиця 2.15 – Розрахункові та каталожні дані ТС типу TG 362

| Розрахункові дані | Каталожні дані |
|------------------------------------|--|
| $U_{уст} = 330 \text{ кВ}$ | $U_{ном} = 330 \text{ кВ}$ |
| $I_{мах} = 823,32 \text{ А}$ | $I_{ном} = 1000 \text{ А}$ |
| $I_y = 26,36 \text{ кА}$ | $I_{дин} = 50 \text{ кА}$ |
| $W_k = 79,25 \text{ кА}^2\text{с}$ | $I_T^2 \cdot t_T = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2\text{с}$ |
| $r_2 = 8,3 \text{ Ом}$ | $r_{2ном} = 20 \text{ Ом}$ |

Вторинне навантаження трансформатора струму наведено в табл. 2.16.

Таблиця 2.16 – Вторинне навантаження трансформатора струму

| Прилад | Тип | Навантаження, В·А, фаза | | |
|------------------------------|-------|-------------------------|-----|-----|
| | | А | В | С |
| Амперметр | Е-335 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| Ватметр | Д-335 | 0,5 | - | 0,5 |
| Варметр | Д-335 | 0,5 | - | 0,5 |
| Лічильник активної енергії | И674 | 2,5 | - | 2,5 |
| Лічильник реактивної енергії | И674 | 2,5 | - | 2,5 |
| Разом: | | 6,5 | 0,5 | 6,5 |

Визначаємо

- загальний опір приладів:

$$r_{\text{прил}} = \frac{S_{\text{прил}}}{I_2^2}; \quad (2.95)$$

$$r_{\text{прил}} = \frac{6,5}{1} = 6,5(\text{Ом});$$

- допустимий опір проводів:

$$r_{\text{пр}} = r_{2н} - r_{\text{прил}} - r_k; \quad (2.96)$$

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

- розрахунковий переріз проводів:

$$q_{\text{розр}} = \frac{\rho \cdot I_{\text{розр}}}{r_{\text{пр}}}; \quad (2.97)$$

$$q_{\text{розр}} = \frac{0,0283 \cdot 145}{13,4} = 0,31 (\text{мм}^2).$$

Приймаємо контрольний кабель марки АКРВГ з алюмінієвими жилами перерізом $q = 2,5 \text{ мм}^2$.

Тоді вторинне навантаження:

$$r_2 = \frac{0,0283 \cdot 145}{2,5} + 6,5 + 0,1 = 8,3 (\text{Ом}) < r_{2\text{н}} = 20 (\text{Ом}).$$

Встановлюємо трансформатор напруги типу SVS 362:

$$U_{1\text{ном}} = 330000 / \sqrt{3} \text{ В}; U_{2\text{ном}} = 100 / \sqrt{3} \text{ В}; U_{2\text{дод}} = 100 \text{ В}; S_{2\text{ном}} = 400 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Вторинне навантаження ТН підраховано в табл. 2.17.

Вторинне навантаження:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{21^2 + 29^2} = 35,8 (\text{В} \cdot \text{А}) < S_{2\text{н}} = 3 \cdot 400 = 1200 (\text{В} \cdot \text{А}).$$

Для з'єднання ТН з приладами використовуємо контрольний кабель АКРВГ з жилами $2,5 \text{ мм}^2$.

Таблиця 2.17 – Вторинне навантаження ТН

| Назва | Тип | S однієї котушки | K-сть котушок | cosφ | sinφ | Кіл. прил. | P, Вт | Q, вар |
|---------------------------------|-------|------------------|---------------|------|-----------|------------|-------|----------|
| Ватметр | Д-335 | 1,5 | 2 | 1 | 0 | 1 | 3 | - |
| Варметр | Д-335 | 1,5 | 2 | 1 | 0 | 1 | 3 | - |
| Лічильник активної потужності | И-674 | 3 | 2 | 0,38 | 0,92 5 | 1 | 6 | 14, 5 |
| Лічильник реактивної потужності | И-676 | 3 | 2 | 0,38 | 0,92 5 | 1 | 6 | 14, 5 |
| Фіксуєчий прилад | ФІП | 3 | - | 1 | 0 | 1 | 3 | - |
| Сумарне значення | | | | | | | 21 | 29 |

Таблиця 2.18 – Вимірювальні трансформатори

| Місце розташування | Трансформатори струму | Трансформатори напруги |
|--|-----------------------------------|------------------------|
| ВРУ-330 кВ | TG 362 | SVS 262 |
| ВРУ-110 кВ | TG 145 | SVS 123 |
| Генератор 200 МВт | ТШ-20-0,5/10Р | ЗНОМ-15 |
| БТ1-5: - сторона ВН - сторона НН | ТВТ-330-I-1000/1 ТШ-20-0,5/10Р | - - |
| БТ6-8: - сторона ВН - сторона НН | ТВТ-110-I-1000/5 ТШЛП-10 | - - |
| Автотрансформатор зв'язку: - сторона ВН - сторона СН - сторона НН | TG-362 TG-145 TG-72,5 | - - - |
| ПРТВП-1: - сторона ВН - сторона НН | ТВТ-35-I-300/1 ТВЛМ-6 | - ЗНОЛ.06-6УЗ |
| ПРТВП-2: - сторона ВН - сторона НН | ТВТ-110-I-1000/5 ТВЛМ-6 | - ЗНОЛ.06-6УЗ |
| ТВП-1-5: - сторона ВН - сторона НН | ТШ-20-0,5/10Р ТПЛ-10 | - ЗНОЛ.06-6УЗ |
| ТВП-6-8: - сторона ВН - сторона НН | ТШЛ-10 ТВЛМ-6 | - ЗНОЛ.06-6УЗ |

2.10 Розрахунок грозозахисту ВРУ високої напруги

Захист ВРУ станції здійснюється, як правило, блискавковідводами, які встановлюються на конструкціях ВРУ.

Радіус захисту блискавковідводу (r_x):

$$\begin{aligned} r_x &= 1,5 \cdot (h - 1,25 \cdot h_x) \text{ при } 0 \leq h_x \leq 2/3h; \\ r_x &= 0,75 \cdot (h - h_x) \text{ при } h_x > 2/3h; \end{aligned} \quad (2.98)$$

Ширина зони захисту (b_x):

$$\begin{aligned} b_x &= 3 \cdot (h_0 - 1,25 \cdot h_x) \text{ при } 0 \leq h_x \leq 2/3h; \\ b_x &= 1,5 \cdot (h_0 - h_x) \text{ при } h_x > 2/3h; \end{aligned} \quad (2.99)$$

де h_0 – висота зони захисту у середині прогону між блискавковідводами,

м;

$$h_0 = 4 \cdot h - \sqrt{9 \cdot h^2 + 0,25 \cdot L^2}, \quad (2.100)$$

де L – відстань між парою блискавковідводів, м.

Розрахунок грозозахисту ВРУ -330 кВ:

Вихідні данні для розрахунку(рисунок 2.16):

а) висота блискавковідводу: $h = 25$ м;

б) розрахункова висота, для якої визначаються зони захисту: $h_X = 23$ м;

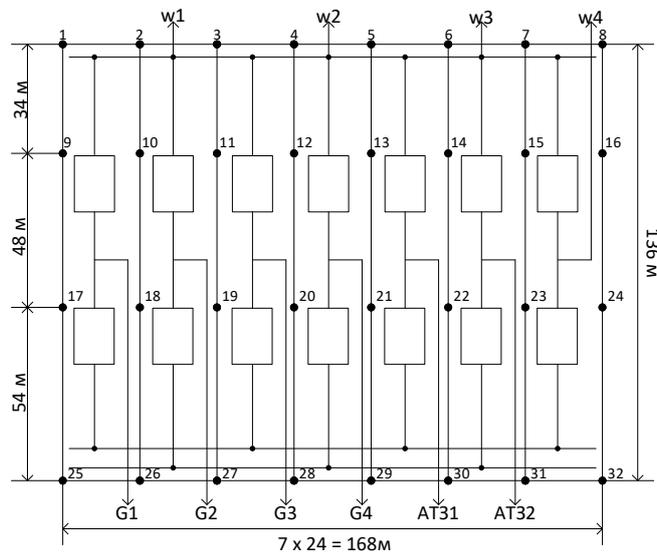


Рисунок 2.16 – План розташування блискавковідводів

Нижче покажу розрахунок для пари блискавковідводів 1-2:

$$2/3 \cdot h = 2/3 \cdot 36 = 24 \text{ м} > h_X = 23 \text{ м};$$

Радіус захисту блискавковідводу:

$$r_X = 1,5 \cdot (36 - 1,25 \cdot 23) = 10,875 \text{ м};$$

Висота зони захисту у середині прогону між блискавковідводами:

$$h_0 = 4 \cdot 36 \cdot \sqrt{9 \cdot 36^2 + 0,25 \cdot 24} = 35,34 \text{ м};$$

Ширина зони захисту:

$$b_x = 3 \cdot (35,34 - 1,25 \cdot 23) = 19,76 \text{ м};$$

В таблиці 2.19 показані результати розрахунку всіх інших проміжків.

Таблиця 2.19 – Дані для визначення зони захисту блискавковідводів

| Пари блискавковідводів | L, м | h ₀ , м | b _x , м | г _x , м |
|--|-------|--------------------|--------------------|--------------------|
| 1-2,2-3,3-4,4-5,5-6,6-7,7-8,9-10,10-11,11-12,12-13,13-14,14-15,15-16,17-18,18-19,19-20,20-21,21-22,22-23,23-24,25-26,26-27,27-28,28-29,29-30,30-31,31-32 | 24 | 35,34 | 19,76 | 10,875 |
| 1-9,2-10,3-11,4-12,5-13,6-14,7-15,8-16 | 34 | 34,67 | 17,76 | |
| 9-17,10-18,11-19,12-20,13-21,14-22,15-23,16-24 | 48 | 33,37 | 13,85 | |
| 17-25,18-26,19-27,20-28,21-29,22-30,23-31,24-32 | 54 | 32,68 | 11,78 | |
| 1-10,2-9,2-11,3-10,3-12,4-11,4-13,5-12,5-14,6-13,6-15,7-14,7-16,8-15 | 41,61 | 34,01 | 15,79 | |
| 9-18,10-17,10-19,11-18,11-20,12-19,12-21,13-20,13-22,14-21,14-23,15-22,15-24,16-23 | 53,7 | 32,72 | 11,90 | |
| 17-26,18-25,18-27,19-26,19-28,20-27,20-29,21-28,21-30,22-29,22-31,23-30,23-32,24-31 | 59,1 | 32,03 | 9,84 | |

На рисунках 2.17 та 2.18 показано вид зверху та вид збоку на зони захисту блискавковідводів.

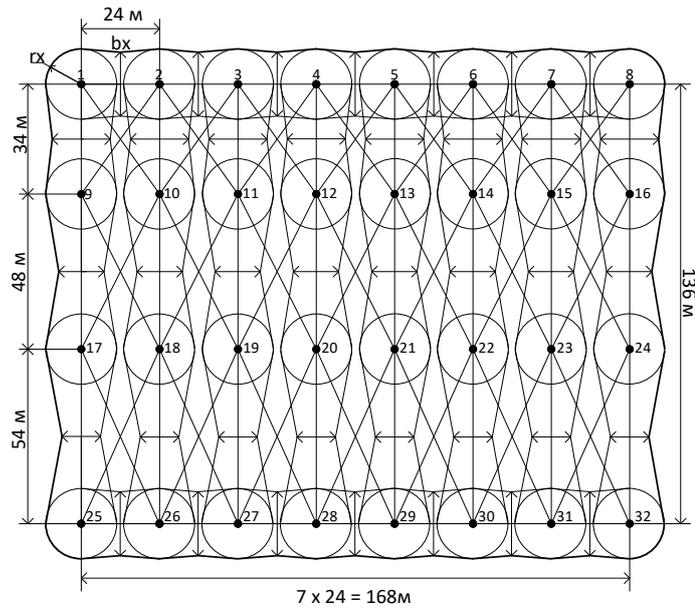


Рисунок 2.17 – Вид зверху на зони захисту блискавковідводів

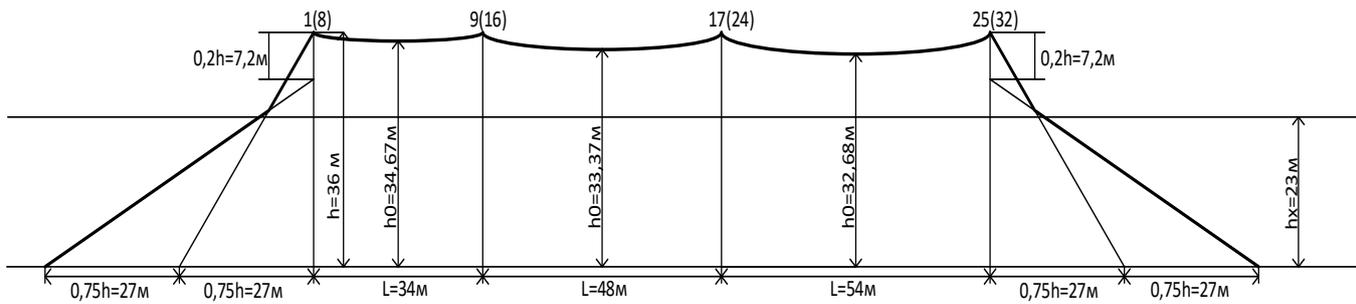


Рисунок 2.18 – Вид збоку на зони захисту блискавковідводів

3 АНАЛІЗ УМОВ ВИБОРУ СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ УСТАНОВОК ПРИ ПРОЕКТУВАННІ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ ТА ПІДСТАНЦІЙ

3.1 Приклад основних схем розподільних установок які застосовуються при проектуванні електричних станцій та підстанцій на прикладі КЕС

Розподільчою установкою називають комплекс електротехнічного обладнання, яке використовують для прийому, розподілу та передачі електричної енергії. До її обов'язків належить керування електричними потоками, захист від перевантажень і коротких замикань, а також стабільна та безпечна робота електричних мереж [3].

До схем РУ за нормами висувають наступні вимоги:

1. Схема повинна відповідати умовам роботи станції в енергосистемі й очікуваних режимах;
2. Повинна забезпечувати зручність у використанні, насамперед бути наочною і простою, мати мінімальний обсяг переключень, які пов'язані із зміною режиму, також повинна дозволяти ремонт електричного устаткування, при цьому не порушуючи режиму установки;
3. При проектуванні необхідно передбачати доступність автоматизації при вкладанні економічно доцільних сум;
4. Повинна бути економічно виправданого ступеню надійності.

Під час проектування схеми зазвичай порівнюють кілька технічних варіантів за їхніми техніко-економічними показниками. Усі варіанти мають бути взаємозамінними та забезпечувати однаковий відпуск енергії споживачам. Виходячи з обраної схеми складають схему станції або підстанції, виконуються розрахунки струмів к.з та обирають вимикачі. Зазвичай саме величина струмів коротких замикань визначає тип вимикача та загальну вартість розподільчої установки. Бувають такі випадки коли через надто великі струми доводиться відмовитись від певних варіантів схеми.

Розподільчі установки можна охарактеризувати за наступними ознаками: номінальна напруга, кількість та потужність під'єднаних генераторів і трансформаторів, обсягом потужності що подається в мережу, числом ліній, режимом роботи та можливостями подальшої модернізації.

Коли кількість приєднань невелика, використовують спрощені схеми з мінімальною кількістю вимикачів. Якщо ж приєднань більше, то співвідношення між числом вимикачів і кількістю приєднань зазвичай становить від одного до двох, і в таких випадках застосовують більш складні схеми.

До найбільш використовуваних схем належать такі: РУ з однією системою збірних шин, РУ з двома системами збірних шин, схема кільцевого типу, схема трансформатор-шини або схеми типу 3/2 і 4/3. Нижче я детальніше розповім про данні схеми.

3.1.1 РУ з однією системою збірних шин

Розподільчу установку з однією системою збірних шин не використовують для живлення критичних систем, зазвичай її використовують в схемах власних потреб 0,4-6 кВ де обслуговують неаварійні або резервні навантаження.

Вона є дешевше та дещо простіша ніж двошинна, також має можливість виводити в ремонт будь яку частину РУ без повного вимкнення приєднань

Але у разі пошкодження основної частини шини більшість споживачів втрачає живлення, через це вважається що схема не володіє достатнім рівнем надійності.

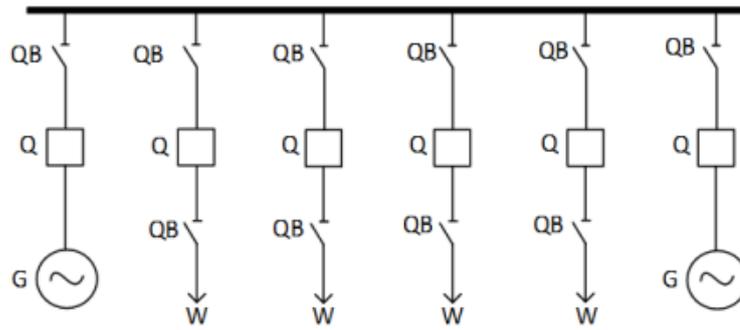


Рисунок 3.1 – РУ з однією системою збірних шин

Дивлячись на рисунок можна сказати що в кожному приєднанні містяться вимикач та два роз'єднувачі – шинний та лінійний. При роботі з даною схемою дії з роз'єднувачами дозволяється тільки при відключеному вимикачі відповідного приєднання. Данна вимога і простота конструкції практично виключає помилкові операції з роз'єднувачами.

Основними недоліками даної схеми є:

- При профілактичному ремонті шин та шинних роз'єднувачів необхідно відключити увесь пристрій до моменту ремонту;
- При ремонті лінійних роз'єднувачів і вимикачів відключаються відповідні приєднання, що є небажано, а інколи недопустимо;
- Зовнішнє коротке замикання т поломка вимикача будь якого приєднання також призводить до повного відключення РУ.

Загалом данні недоліки можна усунути секціонуванням збірних шин, тобто їх поділу на частини з установкою в точках розподілу секційних вимикачів.

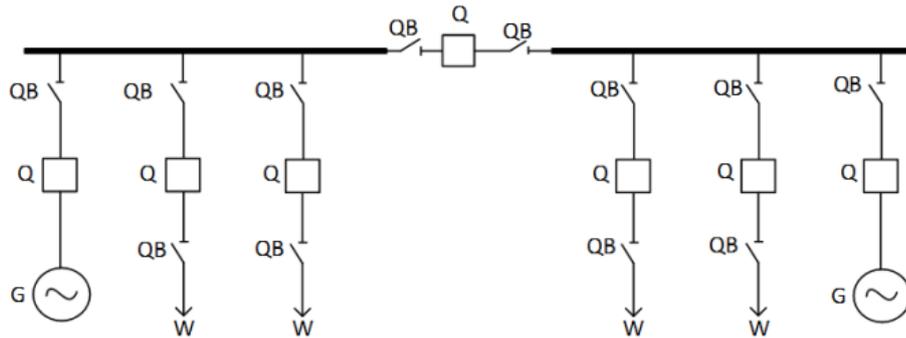


Рисунок 3.2 – РУ з однією системою збірних шин та секційним вимикачем

Виконання секційного вимикача здійснюється так, щоб в кожній секції було хоча б одне джерело енергії. Кількість таких секцій повністю залежить від потужності й кількості джерел енергії, напруги та схеми мережі. Розподільчі установки з великими числом секцій збірні шини замикають в кільце. За допомогою секціонування збільшується надійність.

Для забезпечення можливості почергового ремонту вимикачів без вимкнення установки в РУ 110-220 кВ додатково будують обхідну систему шин.

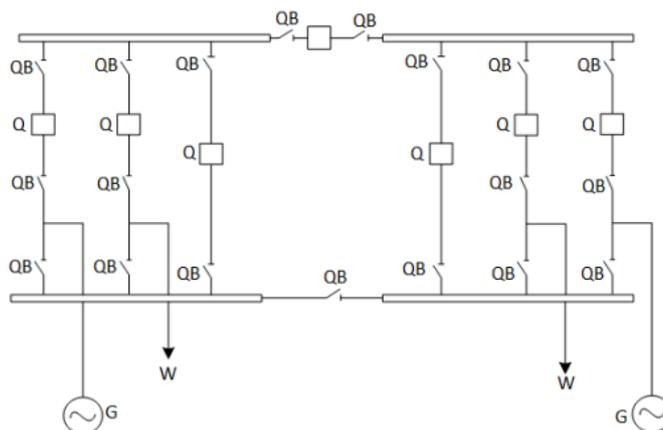


Рисунок 3.3 – РУ з однією системою збірних шин секційним вимикачем та однією обхідною системою шин

3.1.2 РУ з двома системами збірних шин

Схема з двома системами збірних шин є однією з найбільш поширених для РУ середніх та високих напруг, дана схема дозволяє підключення до будь якої з двох незалежних систем шин, основної або резервної.

Перевагою даної схеми є надійність, тобто при виході з ладу однієї з шин можна миттєво перемкнути навантаження на іншу без втрати навантаження, що надає можливість безперервної роботи без знеструмлення. Також можливе безперешкодне обслуговування, будь який елемент схеми можна вивести в ремонт без повного знеструмлення.

Але також є і недоліки, наприклад:

- В момент ремонту однієї системи всі її приєднання перемикають на іншу, від цього надійність другої установки зменшується;
- При замиканні на шино-з'єднувально вимикачі відключають обидві системи шин;
- Під час зовнішнього короткого замикання на будь якому з приєднань й відмові його вимикача відключається вся система шин;
- Часті перемикання з допомогою роз'єднувачів підвищують ймовірність пошкоджень у даній зоні збірних шин.

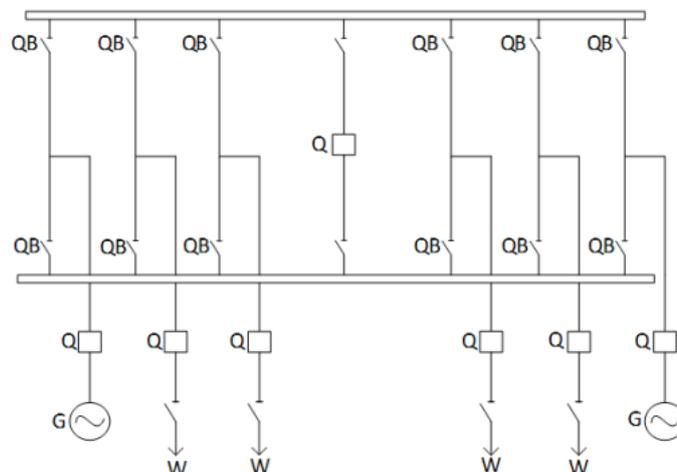


Рисунок 3.4 – РУ з двома системами збірних шин

На кожному приєднанні даної установки містяться вимикач і два шинних роз'єднувачі. Також застосовують шино-з'єднувальний вимикач. Дана схема як правило використовується в РУ 110-220 кВ. Якщо число приєднань велика, то системи збірних шин секціонують. У розподільній установці 110-220 кВ станцій секціонують обидві системи шин. Таким чином, РУ ділять на чотири частини. Щоб дозволити почерговий ремонт вимикачів передбачають обхідні вимикачі й обхідну систему шин. Щоб зменшити число вимикачів у системах з двома системами збірних шин функції обхідного й ШЗВ можуть бути об'єднані.

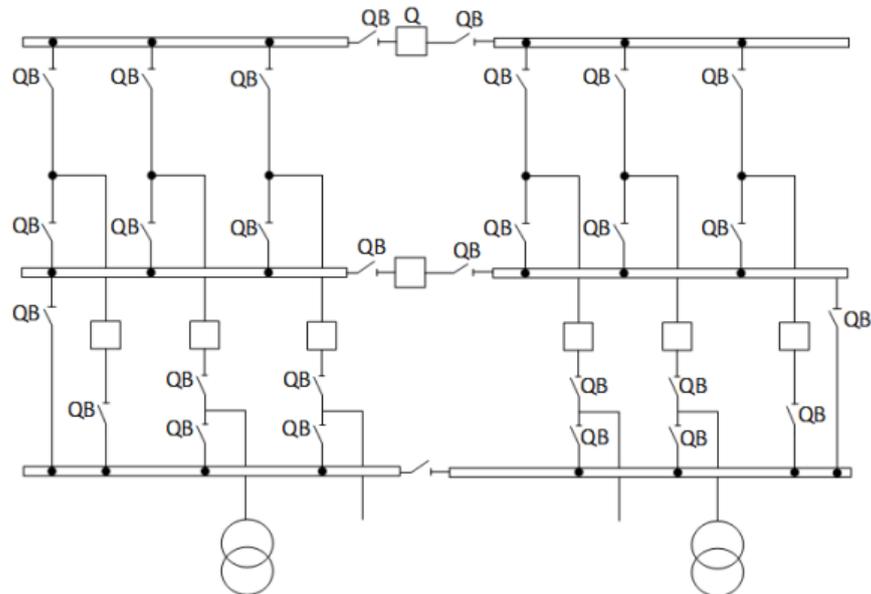


Рисунок 3.5 – РУ з двома системами збірних шин з обхідною системою шин і обхідним вимикачем

Розподільчі установки з двома системами збірних шин є складнішими. Тому їх застосовують лише при напругах 110-220 кВ і великій кількості приєднань.

3.1.3 РУ кільцевого типу

Разом з схемами радіального типу наведеними в попередніх підрозділах одержали поширення схеми кільцевого типу, які за принципом виконання дещо відрізняються від радіальних. Їх особливості полягають у наступному:

- Схема являється колом або декількома з'єднаними між собою колами з відгалуженнями до навантажень і джерел енергії;
- Щоб вимкнути гілку необхідно відключити два вимикачі, вони секціонують всі кільця відповідно до числа приєднань;
- При вимкненні вимикача для ремонту, робота інших гілок не погіршується;
- В разі пошкодження в межах РУ весь пристрій або навіть його частина не відключиться;

Проста схема кільцевого типу також називається схемою багатокутників. Збірні шини в цих схемах замкнені в кільце. Секціонування виконується за допомогою вимикачів за числом приєднань.

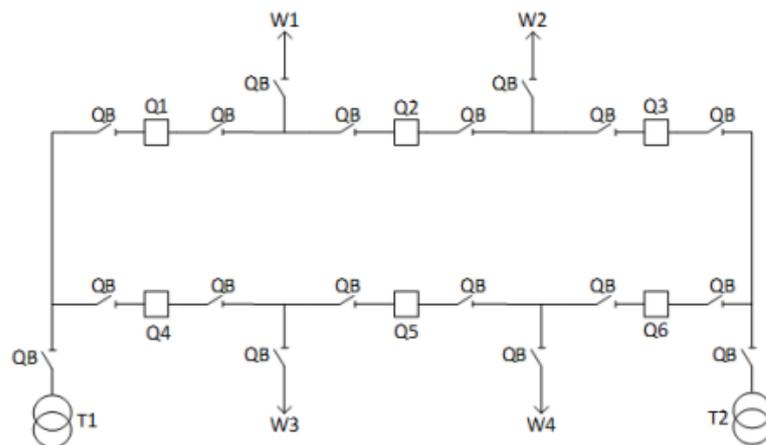


Рисунок 3.6 – РУ кільцевого типу

Зовнішнє коротке замикання будь-якого приєднання відключається двома вимикачами. При цьому кільце розмикається, але всі гілки, крім пошкодженої, залишаються в роботі.

Також існують схеми зв'язаних кілець. Дані схеми використовують при великій кількості приєднань. Схема яку я навів нижче має два кільця з дев'ятьма приєднаннями, та десятьма вимикачами. На відміну від попередньої, в розглянутій схемі частина гілок відключається трьома вимикачами. Зв'язок кілець дозволяє підняти надійність РУ. Також зменшується вірогідність відключення непошкоджених гілок при ремонті вимикачів та зовнішніх к.з.

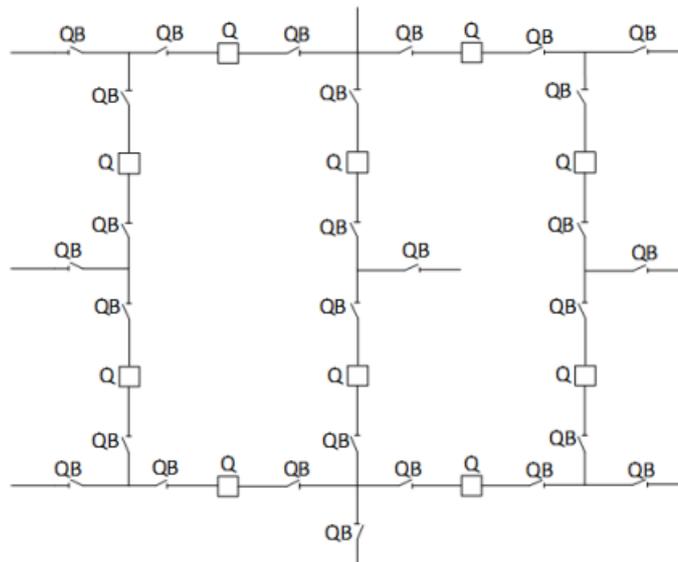


Рисунок 3.7 – РУ кільцевого типу з двома кільцями та дев'ятьма приєднаннями

3.1.4 РУ з двома системами збірних шин і двома вимикачами на кожную гілку, 3/2 і 4/3

На даних схемах наявні чітко виражені збірні шини і елементи кілець у вигляді ряду ланцюгів з двох, трьох і чотирьох вимикачів, що пов'язують шини. До всіх ланцюгів під'єднана одна, дві чи три гілки з навантаженням і джерелами живлення.

Схеми з двома вимикачами мають обмежене використання через значну вартість.

Через це зараз надають перевагу схемам типу 3/2 і 4/3. Такі схеми є основними в розподільчих установках 33-750 кВ підстанцій та потужних станцій з великим числом приєднань. Експлуатаційні можливості цих установок схожі на установки з зв'язаними кільцями, але з менш вираженими недоліками. Кожна з гілок вимикається тільки двома вимикачами. Шанс вимикання гілок під час ремонту вимикачів і під час зовнішніх к.з тут менший.

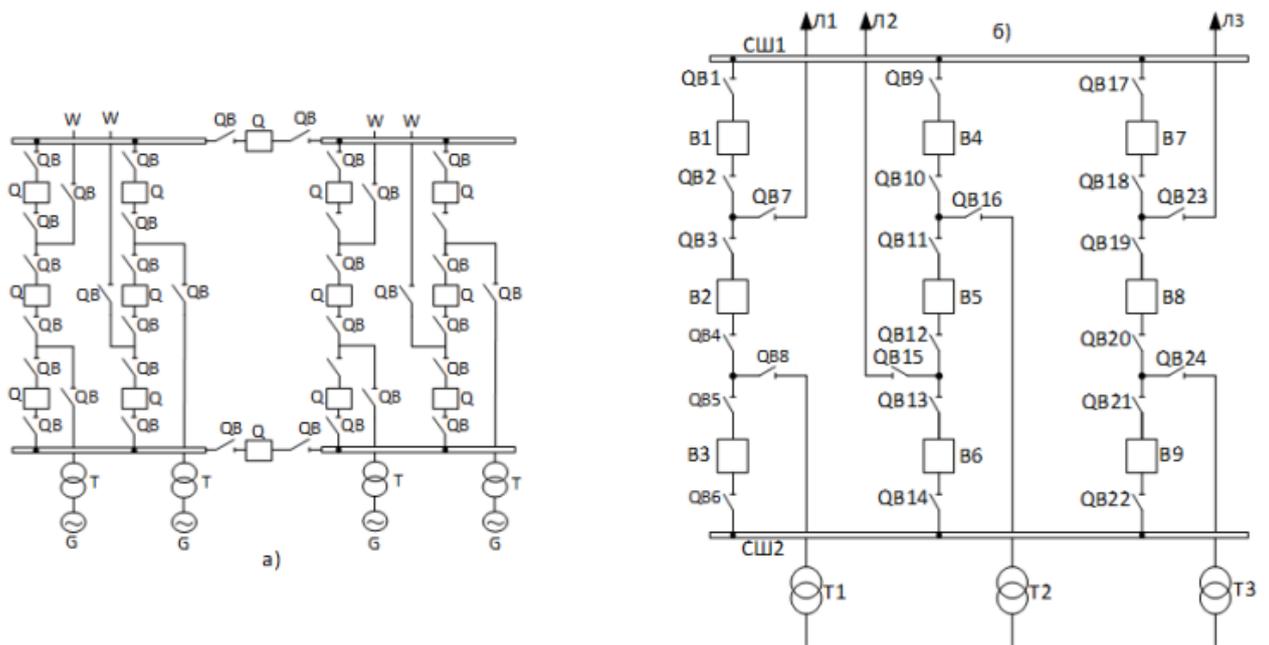


Рисунок 3.8 – РУ з двома вимикачами на три приєднання

Схеми наведені вище містять дві системи шин і три вимикачі на два кола, тобто півтора вимикача на коло. Використовуються на напругу 330-750 кВ при великій кількості приєднань. Кожне з приєднань увімкнення через два вимикачі.

Висока надійність забезпечується такими перевагами:

- Під час ремонту будь якого вимикача всі приєднання залишаються в роботі;
- Приєднання не вимикаються навіть при пошкодженні на секційних шинах;

- Дана схема дозволяє в робочому режимі за допомогою роз'єднувачів проводити ремонт вимикачів;
- Немає шино-з'єднувального вимикача.

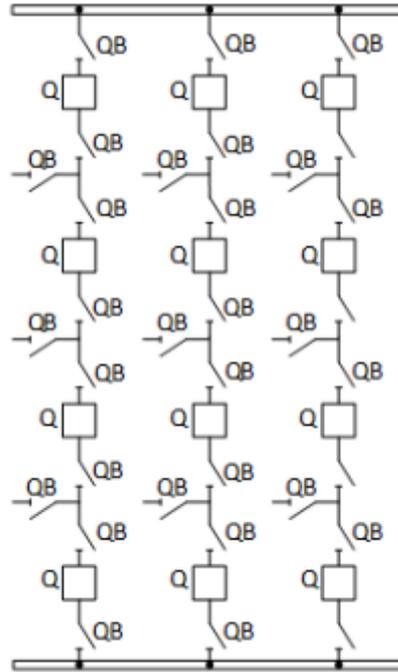


Рисунок 3.9 – РУ з чотирма вимикачами на три приєднання

Хоча дана схема є такою ж надійною як і попередня, але дана компоновка вимагає більше затрат на вимикачі, так як тут їх кількість є більшою, а також вимагає більше місця в зв'язку з більшою кількістю обладнання.

Ця схема як і попередня набула популярності у використанні на потужних електричних станціях та підстанціях, великих промислових та енергоємних виробництвах, а також на транспортній інфраструктурі.

3.1.5 Спрощені схеми РУ

Даний тип схем поширений серед РУ з малим числом приєднань. Це схеми типу трансформатор-шини, міст і подвійний міст.

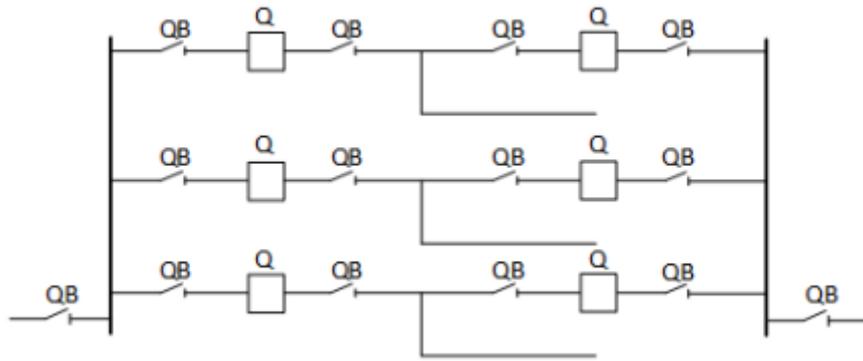


Рисунок 3.10 – Схема трансформатор шини

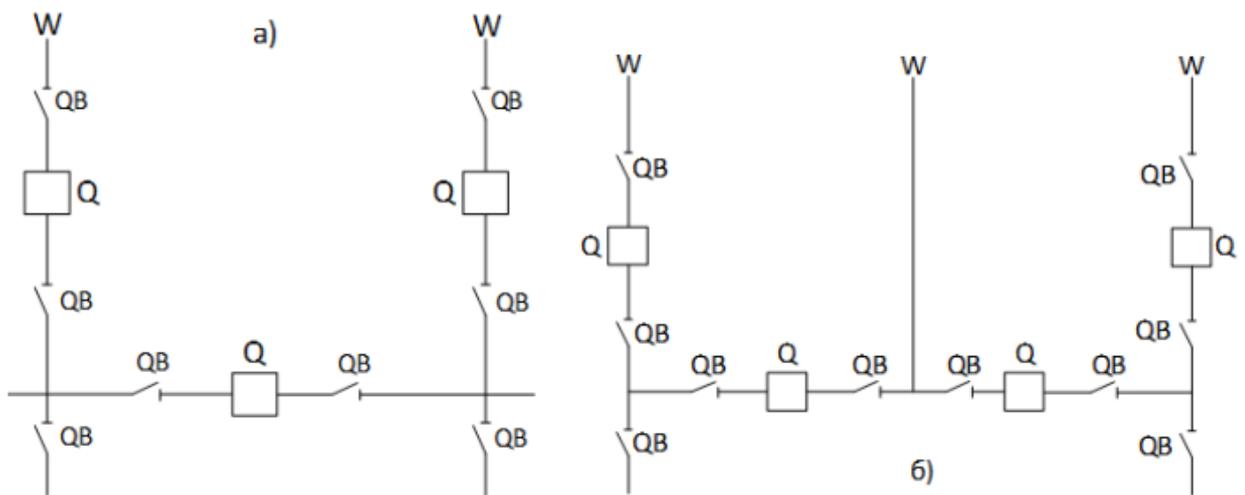


Рисунок 3.11 – Схеми а) міст та б) подвійний міст

Схема типу міст є однією з найбільш поширених схем в мережах середньої та високої напруги. Дана схема забезпечує баланс між надійністю, гнучкістю та високої напруги. Її часто застосовують на підстанціях і в розподільчих мережах для забезпечення стабільного та надійного електропостачання.

Ця схема включає два паралельні ряди шин, які з'єднані між собою вимикачами і роз'єднувачами, утворюючи конструкцію у вигляді мосту. Така конфігурація забезпечує можливість відключення будь-якої секції для технічного обслуговування або ремонту без переривання електропостачання.

Перевагами даної схеми є:

- За допомогою двох рядів шин і можливості обходу пошкоджених ділянок, система може працювати при відмові одного з компонентів, що забезпечує високу надійність;

- Можливість виконувати ремонт і тех.обслуговування без значних перебоїв у електропостачанні надає високу гнучкість в обслуговуванні;

- Завдяки подвійній резервності, зменшується час відновлення роботи після аварійних ситуацій.

Схема подвійний міст є покращеною версією попередньої, вона забезпечує ще більшу надійність та гнучкість в роботі електричних мереж. Її широко застосовують на підстанціях і розподільчих установках, де необхідна висока надійність електропостачання та можливість резервування.

3.2 Класифікація типів розподільчих установок

На КЕС використовують два основні типи розподільчих установок: ВРУ та ЗРУ.

Розподільча установка, яка розташовується на відкритому повітрі називається – відкритою розподільчою установкою (ВРУ). Як правило більшість РУ 35 кВ і вище є відкритими. Так як при великих рівнях напруг обладнання має бути фізично рознесене на досить великі відстані, що в свою чергу вимагає великих площ та відкритого монтажу. Через ВРУ здійснюється видача електричної потужності у систему магістральних ліній електропередач. Вони простіші в охолодженні та краще пристосовані для роботи з великими струмами та напругами, але більш залежні від погодніх умов, таких як ожеледь чи грозові перенапруги.

Закриті розподільчі установки (ЗРУ) – це розподільчі установки розташовані всередині будівель. Вони працюють у захищеному середовищі, що в свою чергу забезпечує стабільні умови експлуатації, відсутність впливу опадів, пилу, морозів та високих температур. Зазвичай вони використовуються у вигляді комплектних розподільчих установок (КРУ) та застосовуються

переважно на напруги 6,10 інколи 35 кВ. Саме через них здійснюється живлення схем власних потреба станції, а саме електропостачання насосів, вентиляторів, приводів турбін та іншого технологічного обладнання. ЗРУ досить зручні в експлуатації, займають мало місця, але потребують спеціальних будівель і систем вентиляції або охолодження.

На сучасних або реконструйованих КЕС також можуть використовуватись більш компактні рішення – елегазові комплектні розподільчі установки (КРУЕ). Їх можна встановлювати як в середині будівлі, так і в окремих модульних контейнерах, забезпечуючи високий рівень надійності та значне зменшення займаної площі. Насамперед вони застосовуються для класів напруги 110-330 кВ, інколи до 500 кВ.

Детальніше про данні розподільчі установки я розповім в наступних підрозділах.

3.2.1 Аналіз відкритих розподільчих установок

ВРУ повинна забезпечувати надійність роботи, зручність обслуговування й безпеку при невеликих витратах на побудову, повинна бути забезпечена можливість розширення. Проміжок між струмоведучими частинами й від них до різних елементів ВРУ повинно відповідати до вимог ПУЕ.

Все обладнання ВРУ розташоване на невисоких підставках, а по її території передбачаються шляхи проїзду для можливості механізації монтажу й ремонту обладнання. Шини зазвичай виконуються гнучкими з багатодровових проводів або з твердих труб. Гнучкі шини прикріплюють з допомогою підвісних ізоляторів на порталах, а тверді – за допомогою опорних ізоляторів на металевих або залізобетонних стійках.

Вони мають наступні переваги перед закритими:

- Через доступність легше виконувати розширення та реконструкції;
- За всім обладнанням легко можна спостерігати;

- Значно менший обсяг робіт, тому що потрібно лише підготувати територію, прокласти дороги, спорудити фундаменти й установити опори, в зв'язку з цим суттєво зменшується час спорудження та загальна вартість ВРУ.

Але все ж ВРУ не такі зручні в обслуговуванні при низьких температурах й у негоду, займають сильно більшу територію, ніж закриті, а апарати піддані запиленню, коливанням температури й забрудненню.

З допомогою ВРУ забезпечується нормальний розподіл електроенергії, що дозволяє ефективно передавати вироблену енергію та мінімізувати втрати. Завдяки наявності захисних пристроїв, забезпечується безпека як обладнання, так і персоналу, що обслуговує об'єкт.

Надійність забезпечується завдяки дотриманні достатніх ізоляційних відстаней в повітрі між струмопровідними частинами різних фаз і між струмопровідними частинами різних фаз і між струмопровідними і заземленими частинами.

Безпека забезпечується розташуванням струмопровідних частин на досить великій висоті: нижній край фарфору ізоляторів апаратів повинен бути розташований над рівнем поверхні на висоті не менше 2,5 м, а струмопровідні частини – на висоті не менше нормованих значень. Якщо за умовами компоновки або монтажу ці висоті не менше нормованих значень. Якщо за умовами компоновки або монтажу ці вимоги неможливо виконати, то встановлюються внутрішні огороження висота яких 1,6 м. Проміжок по горизонталі від елементів ізоляції або струмопровідних частин до внутрішнього огороження має бути не меншою ніж нормоване значення.

ВРУ 35 кВ зазвичай виконують з однією секціонованою системою збірних шин блочного типу, тобто споруджується з блоків заводського виготовлення. В такому ВРУ все обладнання змонтовано на заводі і готовими блоками поставляється для монтажу. Роз'єднувачі в блоках розташовані на невеликій висоті, що полегшує їх ремонт. Для безпеки блоки містять сітчасту огорожу.

В типових компоновках на напруги 110-220 кВ всі вимикачі розміщують в один ряд біля іншої системи шин, для спрощення їхнього обслуговування. Такі ВРУ називають однорядними на відміну від інших компоновок, в яких лінійні вимикачі розташовані в одному ряду, а трансформаторні в іншому.

В конструкціях на напруги 330 кВ за схемою 3/2 часто застосовується компоновка з трьохрядною установкою вимикачів при цьому необхідно спорудити дороги вздовж трьох рядів вимикачів, що суттєво збільшує довжину осередків.

У ВРУ напругою 500 кВ з таким компонованням настільки виростають загальні розміри, що його стає важко розмістити на електростанції. Щоб зменшити розміри можливе застосування інших компоновок, наприклад з шаховим розташуванням вимикачів в два ряди.

3.2.2 Аналіз закритих розподільчих установок

ЗРУ на КЕС передусім застосовують в тих частинах, де необхідно забезпечити надійність, компактність і безпечні умови роботи персоналу. На відміну від ВРУ, закриті розміщують у будівлях або окремих приміщеннях, що дозволяє захистити обладнання від атмосферних впливів, агресивних середовищ і коливань температури. Основними ділянками де використовуються ЗРУ являються системи генераторної напруги 6-10 кВ, розподіл власних потреб станції та межі промислових споживачів, які безпосередньо під'єднані до КЕС.

На теплових електростанціях турбогенератор зазвичай працює на напругах 10,5-20 кВ, тому ЗРУ використовують як вузол, через який генераторна потужність розподіляється до блочних, зв'язкових і власних трансформаторів. На них встановлюють генераторні вимикачі, комірки секцій власних потреб і збірні шини.

В приміщеннях РУ створюються стабільні кліматичні умови, що сприяє довшому ресурсу комутаційної апаратури, особливо вакуумних або скоріше

елегазових вимикачів, трансформаторів напруги та струму, шинопроводів і релейних захистів. Це дуже важливо, так як режими навантажень на КЕС часто є тривалими й наближеними до максимальних, а стійкість і точність роботи захистів критично впливає на безаварійну роботу всієї станції.

Перевагою ЗРУ є також компактність, сучасні КРУ дозволяють розмістити всі комірки комірками в одному приміщенні без потреби у великих відкритих майданчиках. Це зменшує довжину зв'язків між обладнанням, спрощує монтаж і мінімізує втрати, ЗРУ зручно можна інтегрувати в будівлю головного корпусу станції, що дозволяє персоналу обслуговувати його незалежно від погодніх умов і без потреби пересуватись між відкритими площадками.

Важливою рисою є те, що через ЗРУ проходять не лише основні силові зв'язки, а й живлення оперативних кіл, систем автоматики, захистів і вузлів обліку. Все це потребує розміщення в сухому, чистому та стабільному середовищі, щоб уникнути хибних спрацювань і корозійних пошкоджень. На КЕС часто встановлюють дві незалежні секції ЗРУ власних потреб 6 або 10 кВ, які взаємно резервують одна одну та живлять системи подачі води, котлоагрегати, димососи, живильні насоси та інше критичне обладнання, без якого станція не може працювати.

Отже з цього можна сформулювати основні переваги ЗРУ:

- Обладнання захищене від доступу сторонніх осіб, що значно знижує ризик випадкових уражень електричним струмом;
- Обладнання захищене від впливу пилу, вологи, корозії та інших шкідливих факторів;
- Закриті розподільчі установки є компактними, так як не мають необхідності в забезпеченні значних захисних відстаней між елементами обладнання;
- Зменшення шансу пошкодження обладнання через вплив зовнішніх факторів підвищує надійність роботи системи;
- Технічне обслуговування виконувати дещо простіше, оскільки обладнання розташоване в захищеному середовищі.

Закриті розподільчі установки, незважаючи на численні переваги, також мають недоліки. Основними недоліками являються:

- Вартість ЗРУ зазвичай вища, ніж відкритих, через необхідність побудови спеціальної будівлі, використання ізоляційних матеріалів та систем вентиляції;
- В ЗРУ може виникати проблема з тепловиділенням, що потребує додаткових систем вентиляції та охолодження;
- Через компактність та обмежений простір всередині приміщення, модернізація або розширення ЗРУ є ускладненою або вимагає значних витрат;
- Хоч ЗРУ і забезпечують високий рівень захисту від зовнішніх факторів, але у разі виникнення внутрішніх поломок (наприклад, короткого замикання), можливі значні пошкодження, які складніше усунути в закритому просторі.

З всього вище сказаного можна сміливо припустити що ЗРУ є критично важливими для забезпечення надійної та безпечної роботи електричних мереж в умовах, де важливі захист від зовнішніх факторів, компактність та надійність. Не зважаючи на вищі початкові затрати та деяку складність в обслуговуванні, їх переваги в багатьох випадках покривають недоліки, роблячи їх ефективним рішенням для сучасних електричних систем.

3.2.3 Аналіз комплектних розподільчих установок

На відміну від традиційних ВРУ, що складаються з окремо змонтованих апаратів, КРУ являє собою повністю зібраний на заводі модульний комплекс, у якому внесені всі елементи – вимикач, роз'єднувач, трансформатори струму та напруги, шини, захисні приводи й блокувальні системи – інтегровані всередині металевому корпусу. Така конструкція може забезпечити стабільні експлуатаційні властивості, високу механічну міцність та максимальну безпеку обслуговування.

На КЕС такі РУ зазвичай використовують як аналог ЗРУ, тобто на напруги 6-10 кВ, рідше 35 кВ, що живлять основні допоміжні механізми станції – живильні насоси, дуттьові й тягодуттєві установки, вентилятори, дробарки, транспортери палива, автоматизовані системи котлоагрегатів та інше обладнання, без якого неможливе нормальна робота турбінного та котельного відділення. Надійність КРУ тут критична, оскільки відмова навіть однієї комірки може зупинити цілий технологічний вузол і призвести до втрати потужності або аварійного розвантаження блоку.

КРУ вирізняє високий ступінь заводської готовності, що дозволяє значно скоротити термін монтажу на станції. Усі комірки мають однакові габарити, встановлюють в ряд, спільні шини розміщують у верхній частині кожної секції, а силові кабелі вводяться знизу – завдяки цьому монтаж не потребує складної ошиновки. Внутрішній простір комірки розділений металевими перегородками на відсіки – шинний, вимикачевий, кабельний та релейний. Такий поділ із внутрішньою металевою ізоляцією забезпечує локалізацію дуги в разі короткого замикання та унеможливорює поширення аварії на сусідні комірки.

Особливістю КРУ є спосіб встановлення вимикача. Він може бути стаціонарним або на викатному візку, що дає можливість проводити ревізію й обслуговування без повного відключення секції. Викатний механізм забезпечує забезпечує два основні положення – робоче та ремонтне, та проміжне контрольне, коли коло розімкнено, але механічні блокування дозволяють перевірити його стан без подачі напруги. Це суттєво підвищує безпеку експлуатації та прискорює технологічні операції.

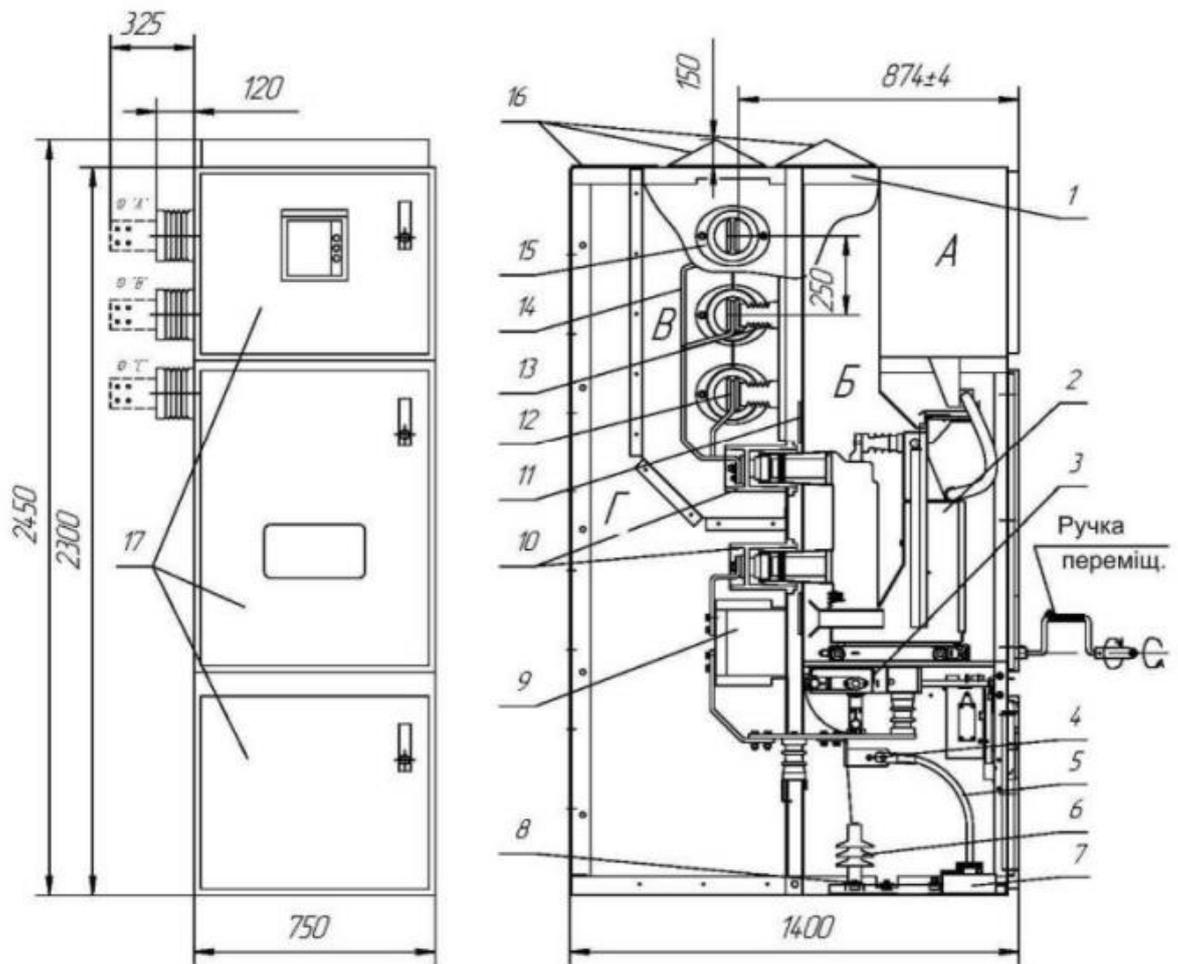


Рисунок 3.12 – КРУ серії КУ 10С

В сучасних КРУ переважно застосовують вакуумні вимикачі, які практично не потребують обслуговування й витримують багаторазові комутаційні цикли. Їхня надійність особливо цінна в умовах КЕС, де електродвигуни великих потужностей запускаються часто й працюють у важких режимах. Також у КРУ інтегрують нові цифрові релейні пристрої, системи діагностики стану ізоляції, температурні сенсори та модулі для роботи у складі АСУ ТП електростанції. Завдяки цьому КРУ не лише комутує електричну енергію, а й стає повноцінним інформаційно-керуючим вузлом.

Для нашої ситуації важливо що КРУ дозволяє компактно розмістити десятки й навіть сотні комірок в одному приміщенні, що не потребує значних площ. Це особливо цінно для реконструкцій старих станцій, де простір обмежений.

3.2.4 Аналіз комплектних розподільчих установок з елегазовою ізоляцією

Також я хотів би приділити окрему увагу комплектним розподільчим установкам з елегазовою ізоляцією.

Експлуатація КРУЕ на КЕС забезпечує значну перевагу в надійності та економічності, незважаючи на високу початкову вартість. Завдяки повній герметизації всіх струмопровідних частин у металевих оболонках, які заповнені елегазом, внутрішні механізми та ізоляція залишаються недоторканими від агресивного зовнішнього середовища, характерного для КЕС, включаючи пил, золу та вологу. Це різко знижує ймовірність аварій, спричинених забрудненням, що є поширеною проблемою для відкритих розподільчих пристроїв. Як наслідок КРУЕ демонструє надзвичайно довгі міжремонтні інтервали, які можуть сягати до двох десятиліть, значно мінімізуючи час простою дорогих генераторних блоків та знижуючи експлуатаційні витрати на регулярне обслуговування.

Однак, висока надійність врівноважується підвищеною складністю діагностики та ремонту. Оскільки обладнання недоступне для візуального огляду, виявлення внутрішніх несправностей вимагає застосування спеціалізованих методів моніторингу. У разі потреби у внутрішньому ремонті, персонал повинен слідувати суворим, складним процедурам: це включає відкачування елегазу із пошкодженого відсіку, розкриття оболонки, виконання ремонтних робіт або заміну модулів, і, нарешті повторне вакуумування та заповнення системи елегазом. Ці роботи вимагають наявності не лише висококваліфікованого персоналу, але й дорогого спеціального обладнання для роботи з елегазом, що є обов'язковим через екологічні норми щодо контролю над витокami.

3.3 Аналіз умов вибору схем розподільних установов

Вибір головної схеми електричних з'єднань РУ чи то на великій КЕС, чи на вузловій підстанції є комплексним техніко-економічним завданням, що визначається низкою взаємопов'язаних критеріїв. В основі лежить вимога до надійності та безперебійного живлення, яка диктується роллю об'єкта в енергосистемі. Якщо РУ живить критично важливих споживачів або є ключовим вузлом видачі потужності генерації, як на КЕС, необхідно обирати складніші та маневреніші схеми(як наприклад, схема з двома системами збірних шин або кільцеву схему), які дозволяють виводити будь який елемент на ремонт без повного відключення приєднань.

Крім надійності, значний вплив має клас напруги та число приєднань. Для високих та надвисоких напруг (110 кВ і вище), де комутаційні апарати є дорогими, вибір схеми повинен бути максимально ефективним з точки зору використання обладнання. Наприклад, на 330 кВ часто використовують схеми, які вимагають мінімальної необхідної кількості вимикачів на одне приєднання, забезпечуючи при цьому високу гнучкість. Зі зростанням кількості ліній, трансформаторів та генераторів, підключених до РУ, зростає і необхідність у складніших схемах, які можуть забезпечити необхідну оперативну гнучкість і селективність захисту.

Звісно також неможливо ігнорувати економічну доцільність. Вибір завжди є компромісом: найпростіші схеми (наприклад, схема з одною секціонованою системою шин) є найдешевшими у капітальних витратах, але пропонують найнижчу надійність і гнучкість. Складніші схеми вимагають більших інвестицій, але забезпечують мінімальні експлуатаційні витрати від аварій та простоїв, що в довгостроковій перспективі може бути вигіднішим, особливо для великих енергооб'єктів. Тому рішення приймається на підставі детального техніко-економічного порівняння варіантів.

Нарешті, умови будівництва та перспектива розвитку об'єкта також впливають на вибір. Якщо РУ має бути компактним і стійким до забруднень

(наприклад, на КЕС), перевага надається закритим установкам або КРУЕ, що може диктувати застосування певних схемних рішень. Схема повинна бути також масштабованою, дозволяючи додавати нові приєднання без необхідності масштабної реконструкції та зупинки роботи вже функціонуючої частини РУ.

Таблиця 3.1 – Області застосування типів конструкцій РУ

| U _{ном} , кВ | 6-10(35) | | 6-10 | | ≥35 | 35-220 | |
|-----------------------|--------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|----------|---|---|
| Зовнішні умови | Будь які | | | | | Нормальні | Обмежений майданчик, важкі умови навколишнього середовища |
| Електрична схема | Одна система збірних шин | Дві системи збірних шин без реакторів | Одна система збірних шин з реакторами | Дві системи збірних шин з реакторами | Будь-яка | Одна або дві системи збірних шин з обхідною | |
| Тип конструкції | КРУ, КРУЗ | ЗРУ | ЗРУ + шафи КРУ, ЗБРУ, КРУ | ЗРУ + шафи КРУ для лінійних вимикачів | ВРУ | ЗРУ, КРУЕ | |

Вибір схем РУ в електричних мережах залежить від ряду факторів, які включають технічні, економічні та експлуатаційні аспекти. Ось основні умови та критерії, що враховуються при виборі схеми РУ:

1) Вибір схеми залежить від кількості і потужності підключених споживачів, більші навантаження вимагають складніших схем, здатних витримувати великі струми;

2) Важливого враховувати нерівномірність розподілу навантаження по мережі;

3) Схема повинна забезпечувати мінімальні перебої в електропостачанні. Для критичних об'єктів використовують схеми з високим рівнем резервування;

4) Схема повинна забезпечувати захист від аварійних ситуацій та безпечну експлуатацію;

5)ВРУ повинні бути стійкими до впливу погоди, температурних коливань, вологи і пилу;

6)Схема повинна дозволяти зручне і безпечне обслуговування та ремонт обладнання;

7)Вибір схеми повинен бути економічно обґрунтованим, враховуючи вартість устаткування, монтажу та подальшої експлуатації;

8)Оптимізація схеми для зменшення втрат енергії під час передачі і розподілу;

9)Компактність установки може бути важливою у міських умовах або обмежених просторових умовах;

10)Наявність резервних ліній та компонентів для підвищення надійності та гнучкості роботи мережі;

11)Гнучкість у випадку необхідності подальшого розширення або модернізації мережі.

4 РОЗРАХУНОК ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ КЕС

4.1 Техніко-економічне обґрунтування проектування КЕС

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

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

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

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

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

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

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

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

4.2 Визначення кошторисної вартості проекрованої КЕС

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

Загальна сума капіталовкладень по окремих розділах і в цілому по розрахунках станції має бути розподілена на будівельно-монтажні роботи, на придбання обладнання і решту затрат у відсотковому співвідношенні, яке вказане в таблиці 4.1 В практиці будівництва КЕС всі затрати по розділах кошторисно-фінансового розрахунку визначають, виходячи з виконання фізичного об'єму робіт.

Визначити сумарні капіталовкладення в промислове будівництво КЕС і скласти КВФР рекомендується за формою, приведеною в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Вартість основних виробничих фондів

| № | Глави звітного кошторисно-фінансового розрахунку | В % від гл.2 | В тому числі у відсотках по видах | | | | | | Загальна вартість, грн./кВт·год |
|----|--|--------------|-----------------------------------|-----------|------------|-----------|--------------|-----------|---------------------------------|
| | | | Будівельно-монтажні Роботи | | Обладнання | | Інші затрати | | |
| 1 | Підготовка території для будівництва | 2,1% | 50% | 9996000 | 2% | 399840 | 48% | 9596160 | 19992000 |
| 2 | Об'єкти основного виробничого призначення | 680 | 60,0% | 571200000 | 39,0% | 371280000 | 1,0% | 9520000 | 952000000 |
| 3 | Об'єкти підсобного, виробничого і обслуговуючого персоналу | 1,2% | 80% | 9139200 | 20% | 2284800 | - | - | 11424000 |
| 4 | Об'єкти енергетичного господарства | 1,9% | 85% | 15374800 | 15% | 2713200 | - | - | 18088000 |
| 5 | Об'єкти транспортного господарства та зв'язку | 3% | 95% | 27132000 | 5% | 1428000 | - | - | 28560000 |
| 6 | Зовнішні мережі і споруди водопостачання, каналізації, тепlopостачання | 3,0% | 90% | 25704000 | 10% | 2856000 | - | - | 28560000 |
| 7 | Упорядкування території | 0,5% | 100% | 4760000 | - | - | - | - | 4760000 |
| 8 | Тимчасові будівлі та споруди | 4% | 80% | 30464000 | 10% | 3808000 | 10% | 3808000 | 38080000 |
| 9 | Інші роботи та затрати | 3% | - | - | - | - | 100% | 28560000 | 28560000 |
| 10 | Утримання дирекції та авторський нагляд | 0,20% | - | - | - | - | 100% | 1904000 | 1904000 |
| 11 | Підготовка експлуатаційних кадрів | 0,30% | - | - | - | - | 100% | 2856000 | 2856000 |
| 12 | Проектні і дослідні роботи | 5,0% | - | - | - | - | 100% | 47600000 | 47600000 |
| 13 | Роботи і затрати по створенню водосховища | 1% | - | - | - | - | 100% | 9520000 | 9520000 |
| | Всього по главах 1-13 | - | - | 693770000 | - | 384769840 | - | 113364160 | 1191904000 |

Питомі капіталовкладення:

$$k_{\text{пит}} = K_{\Sigma 0} / N_{\text{вст}}. \quad (4.1)$$

$$k_{\text{пит}} = 1191904000 / 1400000 = 851,36.$$

4.3 Розрахунок собівартості електроенергії на станції

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

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

4.3.1 Амортизація основних фондів

Амортизація – це систематичний розподіл вартості основних засобів, яка амортизується протягом строку їх корисного використання. Амортизація основних фондів – відшкодування їх зношування, пов'язане з поступовою втратою їх вартості і перенесення її на продукцію, що виготовляється. Амортизація нараховується протягом строку корисного використання підприємством при визначенні цього об'єкта активом. Існують такі методи нарахування амортизації: прямолінійний, прискореного зменшення залишкової вартості, кумулятивний та виробничий.

На електричній станції амортизація відраховується при розрахунках собівартості енергії, яка відпускається, перераховують тільки з виробничих

фондів станції. При визначенні вартості основних виробничих фондів величину капітальних витрат беруть з таблиці 1. Для розрахунку амортизаційних відрахувань вартість основного виробництва (основних виробничих фондів) електростанції розбивають на три укрупнені групи Ф1, Ф2, Ф3.

Детальніше розшифруємо склад груп основних фондів. До першої (Ф1) входять будівлі, споруди, їх структурні компоненти та передавальні пристрої, в тому числі житлові будинки та їх частини.

До другої групи (Ф2) входять: автомобільний транспорт та вузли до нього, меблі, побутові електронні, оптичні, електромеханічні прилади та інструменти, включаючи електронно-обчислювальні машини, інші машини для автоматичної обробки інформації, інформаційні системи, телефони, мікрофони, рації, інше конторське обладнання, устаткування та приладдя до них.

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

Розрахуємо вказані показники:

$$\Phi 1 = 60\% \cdot K_{\Sigma \text{БМР}} + K_{\Sigma \text{обл}} - K_{\text{тр(обл)}}; \quad (4.2)$$

$$\Phi 2 = K_{\Sigma \text{тр}}; \quad (4.3)$$

$$\Phi 3 = 40\% \cdot K_{\Sigma \text{БМР}} + K_{\Sigma \text{інш}} - K_{\text{тр(БМР)}}. \quad (4.4)$$

Розрахунок суми амортизаційних відрахувань зводимо в таблицю:

Таблиця 4.2 – Розрахунок суми амортизаційних відрахувань

| Групи ОФ | Вартість ОФ | Норма амортизації ОФ, % | Сума амортизаційних відрахувань |
|----------|-------------|-------------------------|---------------------------------|
| Ф1 | 799603840 | 7% | 55972268,8 |
| Ф2 | 28560000 | 25% | 7140000 |
| Ф3 | 363740160 | 20% | 72748032 |
| Разом | | | 135860300,8 |

$$S_a = \Sigma \Phi_i \cdot H_i, \quad (4.5)$$

де S_a – сумарні амортизаційні відрахування;
 H_i – норма амортизації відповідної групи.

$$S_a = 55972268,8 \cdot 7\% + 7140000 \cdot 25\% + 72748032 \cdot 20\% = 135860300,8 \text{ грн.}$$

4.3.2 Розрахунок фонду заробітної плати

Для визначення затрат на зарплату необхідно розрахувати чисельність персоналу станції:

$$P = k_{\text{шт}} \cdot N_{\text{вст}}, \quad (4.6)$$

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

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

$k_{\text{шт}}$ для ТЕС дорівнює 1,6.

$$P = 1,6 \cdot 1400 = 2240 \text{ чоловік.}$$

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

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

Для цього можна використати таке співвідношення:

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

Підрахувавши, отримаємо:

| | |
|-----------|-----------|
| Робітники | 1949 чол. |
| ІТР | 224 чол. |
| Службовці | 47 чол. |
| МОП | 20 чол. |

Фонд заробітної плати по окремих категоріях персоналу:

$$S_{\text{зп}} = 1,57 \cdot \Sigma(S_{\text{сер роб}} \cdot n_i) + 1,175 \cdot \Sigma(S_{\text{сер інш}} \cdot n_i), \quad (4.7)$$

де $S_{\text{сер}}$ – середня зарплата, що відповідає категорії персоналу;
 n_i – чисельність персоналу по категоріях.

Таблиця 4.3 – Розрахунок чисельності персоналу

| Категорія персоналу | Зарплата, грн./місяць | Річний фонд зарплати |
|---------------------|-----------------------|----------------------|
| Робітники | 7600 | 177748800 |
| ІТР | 10800 | 29030400 |
| Службовці | 5600 | 3158400 |
| МОП | 1200 | 288000 |
| Разом за рік | | 177748800 |

4.3.3 Розрахунок затрат на інші витрати

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

$$S_{ін} = (S_a + S_{зп} + S_{п}) \cdot П_p, \quad (4.8)$$

$$S_{ін} = (135860300,8 + 317225856 + 23799205956) \cdot 17\% = 4133705095 \text{ грн.}$$

4.3.4 Визначення собівартості відпущеної електроенергії

Сумарні експлуатаційні витрати виробництва

$$S = S_a + S_{зп} + S_{п} + S_{ін}. \quad (4.9)$$

$$S = 135860300,8 + 317225856 + 23799205956 + 4133705095 = 28385997208 \text{ грн.}$$

Собівартість відпущеної електроенергії:

$$C = S / E_{відп}, \quad (4.10)$$

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

$$C = 28385997208 / 11160617 = 254,3408 \text{ коп/кВт·год}$$

Таблиця 4.4 – Розрахунок собівартості електроенергії

| Елементи витрат | Сума річних витрат | Собівартість енергії | |
|-----------------|--------------------|----------------------|-------------|
| | | % | коп/кВт·год |
| Амортизація | 135860300,8 | 0,5% | 1,2173 |
| Зарплата | 317225856 | 1,1% | 2,8424 |
| Паливо | 23799205956 | 83,8% | 213,2427 |
| Інші | 4133705095 | 14,6% | 37,0383 |
| Разом | 28385997208 | 100% | 254,3408 |

5 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК

Дотримання вимог охорони праці в електроенергетиці є критично важливим через високі ризики, пов'язані з роботою з електричним струмом. Виробництво, передача, розподіл та споживання електричної енергії вимагають особливої уваги до безпеки на кожному етапі процесу, від проектування та монтажу до експлуатації та ремонту електроустановок.

В даному розділі розробляються заходи з охорони праці при обслуговуванні шафи релейного захисту КРУ 6 кВ.

Охорона праці є важливою складовою частиною загальної системи управління підприємством і має на меті не лише виконання нормативних вимог, але й підвищення ефективності виробничого процесу та зниження витрат, пов'язаних із травматизмом та професійними захворюваннями.

На електротехнічний персонал, який здійснює обслуговування електричного обладнання КРУ, впливають наступні небезпечні та шкідливі виробничі фактори[11]:

Фізичними факторами являються: мікроклімат (температура, вологість, швидкість руху повітря); виробничий шум, ультразвук, інфразвук; вібрація (локальна, загальна); освітлення: природне (відсутність), штучне (недостатня освітленість).

Хімічні фактори: аерозолі фіброгенної дії (пил).

Фактори трудового процесу: важкість (тяжкість) праці; напруженість праці. Важкість праці характеризується рівнем загальних енергозатрат організму або фізичним динамічним навантаженням, масою вантажу, що піднімається і переміщується, загальною кількістю стереотипних робочих рухів, величиною статичного навантаження, робочою позою, переміщення у просторі. До показників, що характеризують напруженість праці, належать: інтелектуальні, сенсорні, емоційні навантаження, ступінь монотонності навантажень, режим роботи.

5.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкта

5.1.1 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць

Безпечна експлуатація розподільних установок вимагає дотримання ряду заходів та стандартів, які забезпечують захист працівників і безперебійну роботу систем.

До устаткування і приміщень РУ всіх напруг висуваються наступні основні вимоги:

1). устаткування РУ за своїми паспортними даними має задовольняти умовами роботи як за номінального режиму, так і за КЗ. Апарати і шини повинні мати необхідну термічну і динамічну стійкість;

2). ізоляція устаткування має витримувати можливі підвищення напруги під час атмосферних і внутрішніх напруг;

3). все устаткування має надійно працювати за допустимих перенавантажень;

4). приміщення РУ мають бути безпечні і зручні під час обслуговування устаткування персоналом за всіх можливих режимів роботи, а також під час ремонту;

5). у приміщеннях РУ мають знаходитися захисні засоби і засоби для гасіння пожежі. Вікна в закритих РУ мають бути надійно закриті, а отвори в стінах закладені для виключення можливого попадання в приміщення тварин і птахів. Покрівля має бути справною;

6). температура і вологість повітря в приміщеннях закритих РУ мають підтримуватися такими, щоб не зволожувалася ізоляція. У закритих РУ температура не має перевищувати 40°C. Вентиляція приміщень має бути достатньо ефективною;

7). всі приміщення РУ повинні мати робоче і аварійне електричне освітлення.

5.1.2 Електробезпека

1). Захист від контакту з струмопровідними елементами електроустаткування:

1.1). розміщення струмопровідних елементів - неізольовані струмопровідні елементи слід розташовувати в окремих приміщеннях з обмеженим доступом або в металевих шафах;

1.2). орієнтація в електроустаткуванні - використовувати написи, таблички та попереджувальні знаки для полегшення орієнтації в електроустаткуванні.

1.3). прокладка кабелів - підводити кабелі до споживачів через закриті конструкції підлоги, щоб уникнути випадкового контакту.

2). Захист при живленні однофазних споживачів від трипровідної мережі з напругою до 1000 В:

Використовують нульовий захисний провідник, який при пробі на корпус викликає коротке замикання (КЗ). У цьому випадку автоматично спрацьовує захист від КЗ, і пошкоджений споживач відключається від мережі.

3). Електрозахисні засоби

Персонал, який обслуговує електроустановки, повинен бути забезпечений перевіреними та справними засобами захисту. Перед використанням засобів захисту персонал повинен перевірити їх справність, відсутність зовнішніх пошкоджень, очистити від пилу та бруду, а також перевірити штамп із датою наступної перевірки. Використання засобів захисту з вичерпаним терміном придатності забороняється.

Розрізняють основні та допоміжні електрозахисні засоби.

Основні електрозахисні засоби – це засоби, ізоляція яких може тривалий час витримувати робочу напругу, дозволяючи торкатися до струмопровідних частин, що знаходяться під напругою. До них відносяться (для напруги до 1000В):

1). ізолювальні штанги;

- 2). ізолювальні та струмовимірювальні кліщі;
- 3). показчики напруги;
- 4). діелектричні рукавиці.

Додаткові електрозахисні засоби призначені для захисту персоналу від напруги дотику і напруги кроку, а також для попередження про можливість небезпечних дій. До таких засобів для напруги до 1000 В належать:

- 1). діелектричні калоші;
- 2). діелектричні килимки;
- 3). переносні заземлення;
- 4). ізолювальні накладки і підставки;
- 5). плакати та знаки безпеки.

5.2 Технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії

5.2.1 Мікроклімат

Робочою зоною вважається простір, який обмежений огорожувальними конструкціями виробничих приміщень, що має висоту 2 м над рівнем підлоги або підмостями, на яких знаходяться місця постійного або непостійного перебування працюючих. Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень, відносяться: температура (t , °C), відносна вологість повітря (W , %), швидкість його переміщення (м/с), теплові випромінювання (Вт/м²).

Таблиця 5.1 – Параметри мікроклімату приміщення

| Період року | Категорія робіт | t , °C | W , % | V , м/с |
|-------------|-----------------|----------|--------------|-------------------|
| Теплий | IIa | 17-29 | 65 при 26 °C | 0,2 – 0,4 |
| Холодний | IIa | 15-24 | до 75 | не більше ніж 0,3 |

Для забезпечення нормативних параметрів мікроклімату приміщення, відповідно до ДБНВ.2.5-67:2013[16]. Опалення, вентиляція та кондиціонування, передбачають:

1. Провітрювання приміщення;
2. Використання вентиляторів обдуву в теплий період року.

5.2.2 Виробниче освітлення

Для загального штучного освітлення приміщень потрібно використовувати найбільш енергоекономічні джерела світла, віддаючи перевагу при рівній потужності джерелам світла з більшою світловіддачею та терміном служби, з виконанням вимоги не знижувати якість освітлювального устаткування для зниження енерговитрат. Отже, для загального штучного освітлення доцільно використовувати розрядні та світлодіодні джерела світла, які за однакової потужності з тепловими джерелами (лампи розжарювання), мають більшу світлову віддачу та з більшим терміном експлуатації. Світлова віддача джерел світла, зокрема світлодіодних ламп, для штучного освітлення приміщень при мінімально допустимих індексах кольоропередачі не повинна бути менше визначених за ДБН В.2.5-28:2018.

Рівень ефективності споживання електроенергії електричними лампами та світильниками повинен відповідати вимогам технічного регламенту енергетичного маркування електричних ламп та світильників . При відсутності відповідного маркування підтвердження має бути отримано за результатами вимірювань. За найменшим або еквівалентним розміром освітлення визначаються характеристика та розряд зорової роботи, за характеристикою фону та контрастом об'єкту з фоном – підрозряд зорової роботи та, відповідно, нормовані значення комбінованого та загального штучного освітлення.

Для забезпечення нормованого значення штучної освітленості передбачено:

- 1.забезпечення чистоти повітря у приміщенні;

2. встановлення люмінесцентних ламп

5.2.2 Виробничий шум

Нормуються за ДСН 3.3.6.037-99[13]. Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку, допустимі рівні звукового тиску $L=20\lg(P1/P0)$, дБ ($P1$ – середньоквадратичне значення звукового тиску, Па - за період часу, що розглядається, і $P0$ – значення звукового тиску на нижньому порозі чутливості в октавній смузі зі середньгеометричною частотою 1000 Гц) залежно від частоти, характеру робіт і характеру шуму (нормування за граничними спектрами – ГС), або допустимі рівні звуку $LA=20\lg(PA/P0)$, Дба (PA – середньоквадратичне значення звукового тиску з урахуванням корекції А шумоміра) залежно від характеру робіт і характеру шуму. Допустимі рівні звукового тиску у октавних смугах частот, еквівалентні рівні звуку на робочих місцях за ДСН 3.3.6.037-99[13].

Таблиця 5.2 – Рівні звукового тиску

| Характер робіт | Допустимі рівні звукового тиску (дБ) в стандартизованих октавних смугах з середньгеометричними частотами, Гц | | | | | | | | |
|---|--|----|-----|-----|-----|------|------|------|------|
| | 31,5 | 63 | 125 | 250 | 500 | 1000 | 2000 | 4000 | 8000 |
| Постійні робочі місця в промислових приміщеннях | 107 | 95 | 87 | 82 | 78 | 75 | 73 | 71 | 69 |

Джерелами шуму в умовах, що розглядаються в роботі, є вентилятори.

Для забезпечення допустимих параметрів шуму (поліпшення шумового клімату) в приміщенні проектом передбачено:

1. безпосередньо біля джерел шуму використовувати звукопоглинаючі матеріали для покриття стелі, стін, застосовувати підвісні звукопоглиначі;
2. для боротьби з вентиляційним шумом потрібно застосовувати мало шумові вентилятори.

5.3 Пожежна безпека

В третьому підрозділі заходи з пожежної безпеки розробляються у відповідності до вимог Закону України «Про пожежну безпеку», НАПБА.01.001- 14 «Правила пожежної безпеки в Україні»[14].

Категорії приміщень за вибухопожежною небезпекою (ДСТУ Б В.1.1-36:2016[12]).

Відповідно до ДСТУ зазначеного вище приміщення відноситься до категорії Д, тобто є зниженопожежонебезпечним.

Застосовуються негорючі речовини і/або матеріали в холодному стані (за температури навколишнього середовища), за умов, що приміщення, в яких знаходяться, а також тверді горючі і/або важкогорючі речовини та матеріали, питома пожежна навантага для яких на окремих ділянках площею не менше 10 м² кожна не перевищує 180 МДж•м².

Відповідно до ДБН В.1.1.7-2016, будівля КРУ за ступенем вогнестійкості класифікується до І-ІІ ступеня, тобто будинки з несучими та огорожувальними конструкціями з природних або штучних кам'яних матеріалів, бетону, залізобетону із застосуванням листових і плитних негорючих матеріалів.

Межі вогнестійкості самонесучих стін, які враховуються в розрахунках жорсткості та стійкості будинку, приймають, як для несучих стін. Будівельні конструкції класифікують за вогнестійкістю та здатністю поширювати вогонь. Показником вогнестійкості є межа вогнестійкості конструкції, що визначається часом (у хвилинах) від початку вогневого випробування за стандартним температурним режимом до настання одного з граничних станів конструкції:

- втрати несучої спроможності (R);
- втрати цілісності (E);
- втрати тепло та ізолювальної спроможності (I).

Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій (у хвилинах) та максимальні межі поширення вогню по них за ДБН В.1.1.7-2016 наведено в таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій та максимальні межі поширення вогню по них.

| Ступінь вогнестійкості будинків | Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій (у хвилинах) і максимальні межі поширення вогню по них (см) | | | | | | | | |
|---------------------------------|--|------------|-----------------|--------------------------------|----------|--|--|------------------------------|--------------------------|
| | Стіни | | | | колони | сходові площадки, костури, сходи, балки, марші сходових кліток | переkritтя між поверхові (у т.ч. горищні та над підвалами) | елементи суміщених покриттів | |
| | несучі та сходових кліток | Самонесучі | зовнішні несучі | внутрішні несучі (перегородки) | | | | плити, настипли, прогонони | балки, ферми, арки, рами |
| I | REI 150 MO | REI 75 MO | E 30 MO | EI 30 MO | R 150 MO | R 60 MO | REI 60 MO | RE 30 MO | R 30 MO |

Протипожежні перешкоди і мінімальні межі їх вогнестійкості за ДБН В.1.1.7-2016 наведено в таблиці 5.4.

Таблиця 5.4 – Протипожежні перешкоди та мінімальні межі їх вогнестійкості

| Протипожежні перешкоди | Типи протипожежних перешкод або їх елементів | Мінімальна межа вогнестійкості протипожежної перешкоди (у хвилинах) | Тип заповнення прорізів, не нижче | Тип протипожежного тамбурушлюзу, не нижче |
|------------------------|--|---|-----------------------------------|---|
| Стіни | 1 | REI 150 | 1 | 1 |
| Перегородки | 1 | EI 45 | 2 | 1 |
| Переkritтя | 1 | REI 150 | 1 | 1 |

Протипожежні відстані від житлових, громадських, адміністративно-побутових будинків промислових підприємств, гаражів до виробничих, складських, сільськогосподарських будинків і споруд слід приймати за таблицею 5.5. В умовах забудови, що склалася, протипожежні відстані між житловими будинками та від житлових будинків до будівель і споруд іншого призначення слід визначати згідно з протипожежними вимогами даних норм, наведеними у таблиці 5.5. Протипожежні відстані від житлових, громадських,

адміністративно-побутових будинків промислових підприємств, гаражів до виробничих, складських будинків, сільськогосподарських будівель і споруд потрібно приймати за таблицею 5.5.

Таблиця 5.5 – Протипожежні відстані між житловими, громадськими, адміністративно-побутовими будинками промислових підприємств, гаражами, а також до виробничих будинків, будівель і споруд.

| Ступінь вогнестійкості будинку | Відстані при ступені вогнестійкості будинків, м | | |
|--------------------------------------|---|-----|--------------------|
| | I,II | III | IIIa,IIIб,IV,IVa,V |
| I | 6/9 | 8/9 | 10/12 |

У випадку виникнення пожежі робітники повинні: повідомити головний щит управління, потім місце, яке загорілось слід гасити вогнегасниками; при загоранні електропроводів слід відключити лінію, а ізоляцію електропроводів необхідно гасити тільки порошковими вогнегасниками або піском.

Відповідно до НАПБ А.01.001-2014, кількість вогнегасників визначається залежно від площі приміщення. Зазвичай рекомендується 1 вогнегасник на кожні 50 квадратних метрів для приміщень з електрообладнанням.

Тому я вважаю що потрібно встановити 3 вогнегасники ємністю 5 л. Це можуть бути наприклад вогнегасники типу ВП-5.

ВИСНОВКИ

Під час виконання даної магістерської кваліфікаційної роботи була спроектована конденсаційна електрична станція потужністю 1400 (7x200) МВт.

Були пораховані електричні навантаження щодо добового графіка, також обрано основне обладнання, наприклад: турбіни – К-200-181-1, парогенератори – Пп-640/140-К, а також генератори - ТВВ-200-2. Крім цього ще була обрана структурна схема та розраховані трансформатори.

Для розподільчої установки були обрані наступні схеми: 330 кВ – схема «4/3», а для 110 кВ – дві робочі і одна обхідна система шин. Порівняння схем для ВРУ 330 кВ здійснювався за значенням приведених витрат, які я знайшов за допомогою ПК «Надійність».

Також були розраховані струми короткого замикання відносно шести точок к.з. За допомогою отриманих результатів були обрані вимикачі та роз'єднувачі.

Також обрані струмоведучі частини, вимірювальні трансформатори струму та напруги, і розрахований грозозахист ВРУ високої напруги в розділі охорони праці.

В спеціальній частині були розглянуті основні схеми розподільних установок які використовують при проектуванні електричних станцій. Наведені їх основні переваги та недоліки, а також межі використання.

Також проаналізувані умови вибору даних схем, за допомогою яких і відбувається вибір потрібної схеми.

Крім того були розглянуті основні види розподільних установок які застосовують при побудові електричних станцій та підстанцій. Наведені їх основні переваги та недоліки і межі застосування.

СПИСОК ВИКОРИСАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Лежнюк, П. Д. Проектування електричної частини електричних станцій : навчальний посібник / П. Д. Лежнюк, В. М. Лагутін, В. В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2009. – 194 с.
2. Енергетична стратегія України на період до 2035 року. «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність». Київ, 2017.
<https://niss.gov.ua/sites/default/files/2015-04/Energy%20Strategy.pdf>
3. Гаряжа В. М. Конспект лекцій з курсу «Електрична частина станцій та підстанцій» (частина 1) (для студентів денної та заочної форм навчання спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка) / В. М. Гаряжа, А. О. Карюк; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018. – 149 с.
4. Правила улаштування електроустановок. Видання офіційне. Міненерговугілля України. Х.: Видавництво «Форт», 2017. 760 с.
5. Електрична частина станцій та підстанцій: навчальний посібник для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»/уклад.: О.В. Остапчук, П.Л. Денисюк, Ю.П. Матеєнко – Київ: КПІ ім Ігоря Сікорського, 2022. – 183 с.
6. Електричні станції і підстанції : конспект лекцій для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» денної форми навчання / уклад. Євсюк М.М. – Луцьк: Технічний коледж Луцького НТУ, 2018. – 210 с.
7. Проектування структурних схем електростанцій та підстанцій: навч. посіб. / М.С. Сегеда, В.Г. Гапанович, В.П. Олійник, К.Б. Покровський. – Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2010. – 144 с.
8. Аввакумов В. Г. Перехідні процеси в системах електропостачання: елементи теорії, програми, ілюстрації: навчальний посібник / В. Г. Аввакумов, Л. Б. Терешкевич. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 241 с.
9. Лагутін В. М., Тептя В. В., Вишневський С. Я. Власні потреби

електричних станцій. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 102 с.

10. Методичні вказівки до виконання розділу з охорони праці в кваліфікаційних роботах здобувачів освітнього ступеня бакалавра галузі знань 14 «Електрична інженерія» / уклад.: С. В. Дембіцька, І. М. Кобилянська, О. В. Кобилянський. – Вінниця: ВНТУ, 2022. – 65 с.

11. Правила улаштування електроустановок. Видання офіційне. Міненерговугілля України. Х.: Видавництво «Форт», 2017. 760 с.

12. ДСТУ Б В.1.1-36:2016. Визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпек. [На заміну НАПБ Б.03.002-2007; чинний від 2017-01-01]. Вид. офіц. Київ. 2016.

13. ДСН 3.3.6.037-99. Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку. [Чинний від 1999-12-01]. Київ. 1999.

14. НАПБА.01.001-14. Правила пожежної безпеки в Україні: наказ від 30.12.2014. №1417. [Чинний від 2021-01-22]. Вид. офіц. К. : 2014. 84 с.

15. ДСН 3.3.6.042-99. Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень: Постанова від 01.12.1999 р. № 42 . К.: Міністерство охорони здоров'я України.

16. ДБН В.2.5-67:2013. Опалення, вентиляція та кондиціонування. [Чинний від 2014-01-01]. Вид. офіц. Київ : Мінрегіонбуд України, 2013. 140 с.

17. ДСТУ-Н Б А 3.2-1:2007. Настанова щодо визначення небезпечних і шкідливих факторів та захисту від їх впливу при виробництві будівельних матеріалів і виробів та їх використання в процесі зведення та експлуатації об'єктів будівництва. [Чинний від 2007-12-01] Вид. офіц. Київ : Мінбуд України. 2007.

18. Кириленко О. В., Павловський В. В., Блінов І. В. Науково-технічне забезпечення організації роботи ОЕС України в синхронному режимі з європейською континентальною енергетичною системою ENTSO-E/ Техн. електродинаміка. 2022. № 5. 59-66.

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ

Назва роботи: «Електрична частина конденсаційної електричної станції потужністю 1400 МВт (7х200) з аналізом умов вибору схем розподільних установок при проектуванні електричних станцій та підстанцій»

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

Підрозділ Кафедра електричних станцій та систем, група ЕС-24м
(кафедра, факультет, навчальна група)

Коефіцієнт подібності текстових запозичень, виявлених у роботі системою StrikePlagiarism (КПІ) 13,33 %

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. кафр. ЕСС Кашар В.О.
(прізвище, ініціали, посада)

Професор кафр ЕСС Лещинка П.О.
(прізвище, ініціали, посада)

[Підпис]
(підпис)

[Підпис]
(підпис)

Особа, відповідальна за перевірку [Підпис] Вишневецький С.Я.
(підпис) (прізвище, ініціали)

З висновком експертної комісії ознайомлений(-на)

Керівник [Підпис] Остра Н.В.
(підпис) (прізвище, ініціали, посада)

Здобувач [Підпис] Попов А.В.
(підпис) (прізвище, ініціали)

ДОДАТОК Б
ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ МКР

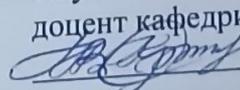
Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

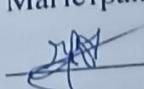
ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Комар В.О.
(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)



(підпис)
" 24 " 09 2025 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ
на виконання магістерської кваліфікаційної роботи
ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА КОНДЕНСАЦІЙНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ
СТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ 1400 МВт (7x200) З АНАЛІЗОМ УМОВ
ВИБОРУ СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ УСТАНОВОК ПРИ ПРОЕКТУВАННІ
ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ ТА ПІДСТАНЦІЙ
08-21.МКР.013.00.004 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., доц.,
доцент кафедри ЕСС
 Остра Н.В.

Магістрант групи ЕС-24м
 Попов А.В.

Вінниця 2025 р

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи

а) актуальність досліджень полягає в впровадженні новітніх енергетичних технологій для забезпечення сталого розвитку. В зв'язку з тим, що стан енергетичної галузі України на даний час є досить тяжким, що обумовлено зношенням обладнання, недостатньою кількістю генерувальних потужностей та зростанням споживання електричної енергії, постає необхідність проектування та введення в експлуатацію нових електричних станцій.;

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

2. Мета і призначення МКР

а) мета – проектування електричної частини КЕС потужністю 1400 МВт (7x200) з аналізом умов вибору схем розподільних установок при проектуванні електричних станцій та підстанцій.

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Вихідні дані для виконання МКР

Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів.

4. Вимоги до виконання МКР

Передбачається спорудження конденсаційної електричної станції у центральному регіоні України.

технічне завдання: проектування КЕС потужністю 1400 МВт з турбінами типу К-200-181-1:

– елементна база: електротехнічне обладнання, що має бути встановлено на КЕС, українського та зарубіжного виробництва;

– конструктивне виконання: компоновку та головну схему електростанції виконують за типовими схемами;

– показники технологічності: проектування КЕС, монтаж та експлуатація електрообладнання мають виконуватися відповідно до вимог

ПУЕ та ПТЕ;

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

5. Етапи МКР та очікувані результати

| № з/п | Назва та зміст етапів | Термін виконання етапів роботи | | При-мітка |
|-------|--|--------------------------------|----------|-----------|
| | | початок | кінець | |
| 1 | Розроблення технічного завдання | 24.09.25 | 26.09.25 | |
| 2 | Техніко-економічне обґрунтування проекту | 27.09.25 | 02.10.25 | |
| 3 | Електротехнічна частина | 03.10.25 | 30.10.25 | |
| 4 | Аналіз умов вибору схем розподільних установок при проектуванні електричних станцій і підстанцій | 01.11.25 | 10.11.25 | |
| 5 | Розрахунок техніко-економічних показників КЕС | 11.11.25 | 16.11.25 | |
| 6 | Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок | 17.11.25 | 26.11.25 | |
| 7 | Оформлення пояснювальної записки | 27.11.25 | 05.12.25 | |
| 8 | Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації | 06.12.25 | 07.12.25 | |
| 9 | Перевірка на плагіат | 08.12.25 | 08.12.25 | |
| 10 | Рецензування МКР | 11.12.25 | 11.12.25 | |
| 11 | Захист БДР | За графіком | | |

6. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР, ілюстративні матеріали, протокол попереднього захисту МКР на кафедрі, відгук наукового керівника, відгук опонента, протоколи складання державних іспитів, анотації до МКР українською та іноземною мовами, довідка про відповідність оформлення МКР діючим вимогам.

7. 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.

8. 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. / А. О. Семенов, Л. П. Громова, Т. В. Макарова, О. В. Сердюк. Вінниця: ВНТУ, 2021. 60 с.

9. Вимоги щодо технічного захисту інформації в МКР з обмеженим доступом

Відсутні.

ДОДАТОК В
Ілюстративна частина

**ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА КОНДЕНСАЦІЙНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ
СТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ 1400 МВт (7x200) З АНАЛІЗОМ УМОВ
ВИБОРУ СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ УСТАНОВОК ПРИ ПРОЕКТУВАННІ
ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ ТА ПІДСТАНЦІЙ**

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

Магістерська кваліфікаційна робота на тему:

**Електрична частина конденсаційної електричної станції
потужністю 1400 МВт (7х200) з аналізом умов вибору схем
розподільних установок при проектуванні електричних станцій
та підстанцій**

Виконав: студент групи ЕС-24м Попов А. В.
Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС Остра Н. В.

1

Мета і задачі дослідження

Метою даної магістерської кваліфікаційної роботи є проектування електричної частини конденсаційної електричної станції потужністю 1400 МВт (7х200), а також аналіз умов вибору схем розподільних установок при проектуванні електричних станцій та підстанцій.

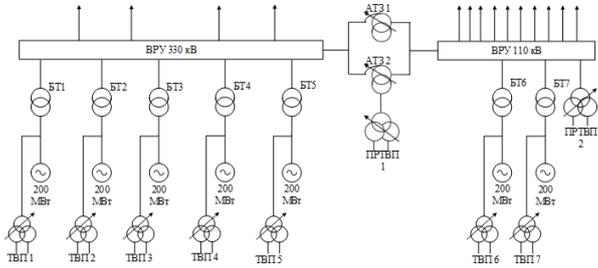
Відповідно до теми в роботі розв'язуються наступні **основні задачі**:

- Аналіз методів, що застосовують під час проектування КЕС;
- Проектування головної схеми з'єднань КЕС потужністю 1400 МВт;
- Проектування схеми власних потреб електростанції;
- Аналіз умов вибору схем розподільних установок при проектуванні електричних станцій та підстанцій;
- Визначення основних техніко-економічних показників КЕС.

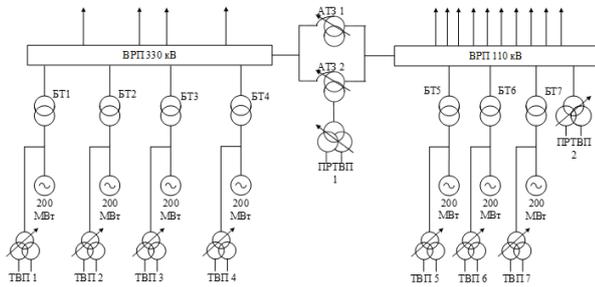
2

Варіанти структурних схем станції

I - варіант

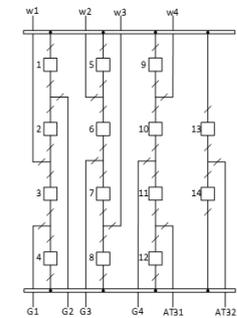


II - варіант

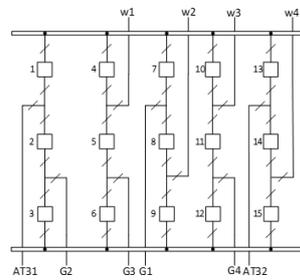


3

Варіанти схем ВРУ станції



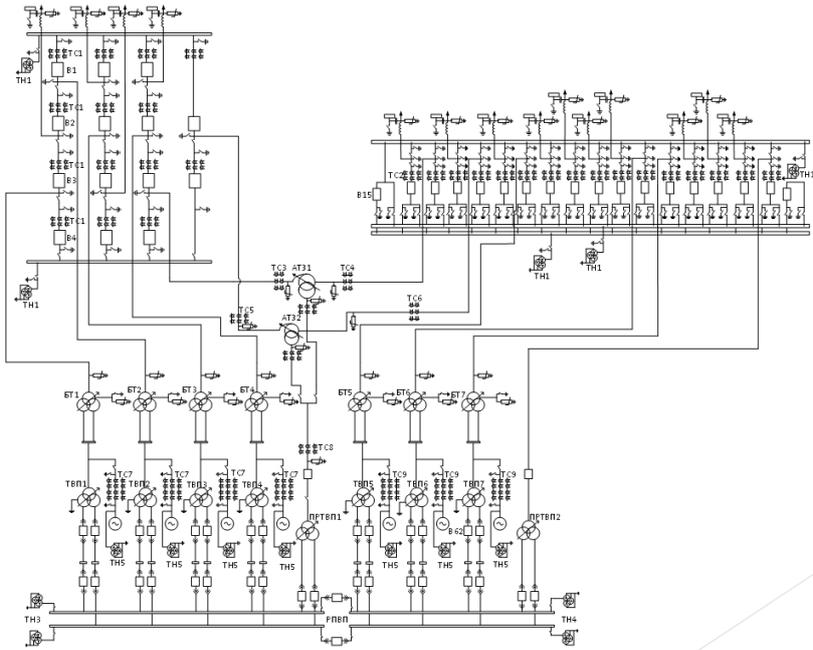
I – варіант схема 4/3



II – варіант схема 3/2

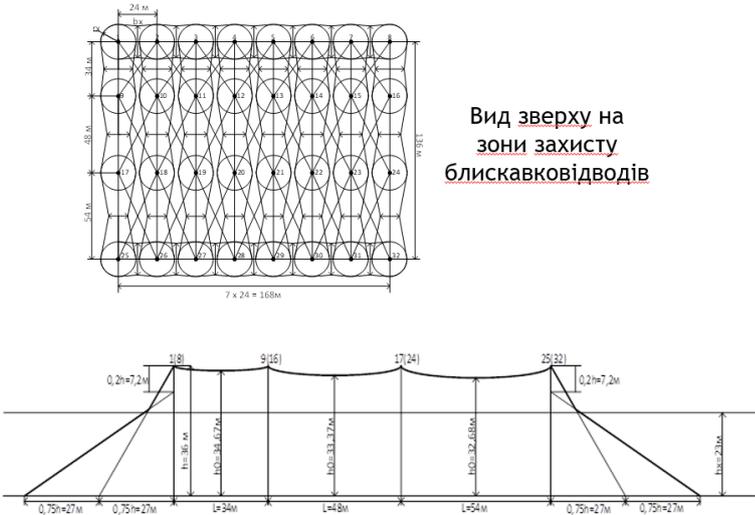
4

Головна схема електричних з'єднань КЕС потужністю 1400 МВт



5

Схеми гронозахисту ВРУ 330 кВ

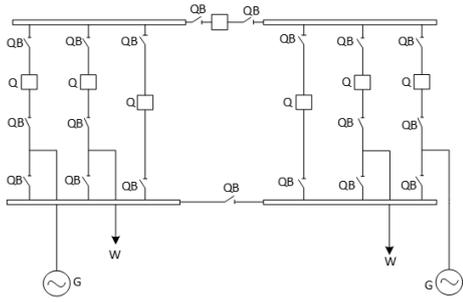


Вид зверху на зони захисту блискавковідводів

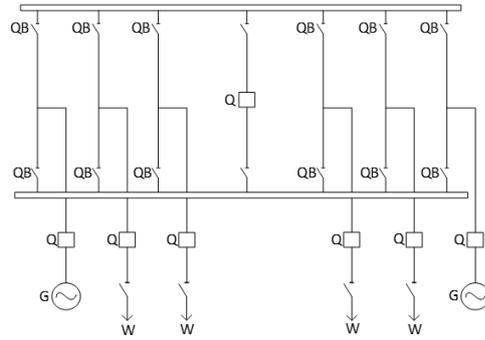
Вид збоку на зони захисту блискавковідводів

6

Основні схеми розподільних установок на електричних станціях та підстанціях

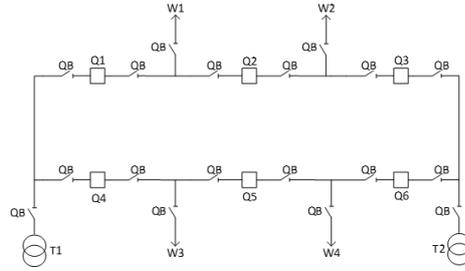


Розподільча установка з однією системою збірних шин, секційним вимикачем та обхідною системою шин

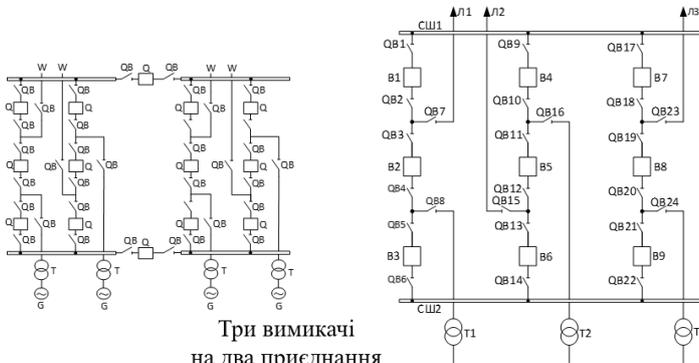


Розподільча установка з двома системами збірних шин

7



Проста кільцева схема



Три вимикачі на два приєднання

8

Класифікація типів розподільних установок

1) Відкрита розподільна установка

2) Закрита розподільна установка

3) Комплектна розподільна установка

4) Комплектна розподільна установка з елегазовою ізоляцією