

Вінницький національний технічний університет

Факультет електроенергетики та електромеханіки

Кафедра електричних станцій і систем

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

«Електрична частина теплоелектроцентралі потужністю 3 МВт
з дослідженням питань застосування засобів релейного захисту та
автоматики»

Виконав: студент 2 курсу, групи 1ЕС-23м
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні станції»
(шифр і назва напряму підготовки, спеціальності)


Штукель А. Є.
(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС


Остра Н. В.
(прізвище та ініціали)

« 06 » грудня 2024 р.

Опонент: к.т.н. доц. каф. ЕСС Е.Н.

(прізвище та ініціали)

« 09 » грудня 2024 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

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

« 06 » 12 2024 р.

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

17.09

2024 року

ЗАВДАННЯ **НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

Штукелю Артему Євгенійовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. Електрична частина теплоелектроцентралі потужністю 3 МВт з дослідженням питань застосування засобів релейного захисту та автоматики

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

затверджена наказом вищого навчального закладу від 17.09.2024 року № 310.

2. Строк подання студентом роботи 28 листопада 2024 року.

3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за темою магістерської кваліфікаційної роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: Відстань до енергосистеми 5 км; вид промисловості району – чорна металургія; паливо – вугілля; максимальне навантаження району 1,8 МВт; напруга мережі району 0,4 кВ; максимальна потужність, що віддається в систему 0,8 МВт; номінальна потужність системи 100 МВА; номінальний опір системи 0,4 в.о.; номінальна напруга системи 6 кВ.

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Техніко-економічне обґрунтування проєктування ТЕЦ. 2. Електротехнічна частина. 3. Дослідження питань застосування засобів релейного захисту та автоматики. 4. Економічна частина. 5. Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу: 1. Варіанти структурних схем теплоелектроцентралі. 2. Варіанти схем ВРУ-6 кВ. 3. Схема електричних з'єднань головна. 4. План та поперечний розріз ВРУ-6 кВ. 5. Схема релейного захисту трансформатора. 6. Вид на зону блискавковідводів ВРУ-6 кВ. 7. План заземлювального пристрою ВРУ-6 кВ.

6. Консультанти розділів роботи

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

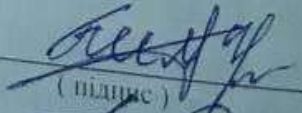
7. Дата видачі завдання 17 вересня 2024 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	
		початок	кінець
1	Розроблення технічного завдання	17.09.24	19.09.24 
2	Техніко-економічне обґрунтування проєктування ТЕЦ	20.09.24	08.10.24 
3	Електротехнічна частина	09.10.24	22.10.24 
4	Дослідження питань застосування засобів релейного захисту та автоматики	23.10.24	29.10.24 
5	Економічна частина	30.10.24	05.11.24 
6	Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок	06.11.24	12.11.24 
7	Оформлення пояснювальної записки	13.11.24	20.11.24 
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	21.11.24	27.11.24 
	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	28.11.24	05.12.24 
	Рецензування МКР	06.12.24	09.12.24 
	Захист МКР	10.12.24	-

Студент

Керівник роботи


(підпис)

(підпис)

А. Є. Шукет

Н. В. Остра

АНОТАЦІЯ

УДК 621.311.1

Штукель Артем Євгенійович «Електрична частина теплоелектроцентралі потужністю 3 МВт з дослідженням питань застосування засобів релейного захисту та автоматики». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця : ВНТУ. 2024. 112 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 29 назв; рис.: 14; табл. 30.

В магістерській кваліфікаційній роботі спроектована електрична частина теплоелектроцентралі потужністю 3 МВт. Проведено техніко-економічне обґрунтування проектування теплоелектроцентралі. Спроектовано електротехнічну частину станції: розраховано графіки електричних навантажень, обрано основне та допоміжне обладнання, обрано структурну схему станції, схему відкритої розподільної установки і схему власних потреб. На підставі розрахунку струмів короткого замикання обрано комутаційні апарати, ошиновку, вимірювальні трансформатори, засоби обмеження перенапруг, акумуляторну батарею, а також розраховано блискавкозахист та заземлювальний пристрій. Досліджено питання застосування засобів релейного захисту та автоматики на теплоелектроцентралі. Визначено собівартість електричної енергії на теплоелектроцентралі. Розглянуто та проаналізовано заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок.

Ключові слова: теплоелектроцентрально, турбогенератор, відкрита розподільна установка, акумуляторна батарея, силовий трансформатор, вимикач.

ANNOTATION

Artem Shtukel "The electrical part of the thermal power plant with a capacity of 3 MW with research on the use of relay protection and automation". Master's qualification work on specialty 141 - Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics. Vinnytsia: VNTU. 2024. 112 p.

In Ukrainian language. Bibliography: 29 titles; Fig.: 14; table 30.

In the master's qualification work, the electrical part of a thermal power plant with a capacity of 3 MW was designed. The technical and economic substantiation of the design of the thermal power plant was carried out. The electrical part of the station was designed: electrical load schedules were calculated, the main and auxiliary equipment was selected, the structural diagram of the station, the diagram of the open switchgear and the diagram of own needs were selected. Based on the calculation of short-circuit currents, switching devices, busbars, measuring transformers, means of limiting overvoltages, a battery were selected, as well as lightning protection and a grounding device were calculated. The question of the application of relay protection and automation at the thermal power plant has been investigated. The cost of electricity at the thermal power plant is determined. Measures to ensure reliable and safe operation of electrical installations were considered and analyzed.

Key words: thermal power plant, turbogenerator, open distribution plant, storage battery, power transformer, circuit breaker.

ЗМІСТ

ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ	5
ВСТУП.....	6
1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУВАННЯ ГЕС ...	10
2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА	12
2.1 Розрахунок графіків електричних навантажень	12
2.2 Особливості вибору основного обладнання станції.....	18
2.3 Аналіз алгоритму вибору структурної схеми електростанції.....	18
2.4 Аналіз методики вибору схеми відкритої розподільної установки (ВРУ) - 6 кВ	23
2.5 Вибір схеми власних потреб електростанції.....	35
2.6 Аналіз розрахунку струмів короткого замикання	36
2.7 Методика визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадратичного струму	47
2.8 Аналіз умов вибору комутаційної апаратури шин.....	49
2.9 Аналіз умов вибору струмоведучих частин.....	51
2.10 Методика вибору вимірювальних трансформаторів	56
2.11 Аналіз вибору акумуляторної батареї	60
2.12 Вибір засобів обмеження перенапруг	62
3 ДОСЛІДЖЕННЯ ПИТАНЬ ЗАСТОСУВАННЯ ЗАСОБІВ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ТА АВТОМАТИКИ	63
3.1 Аналіз системи оперативного керування ТЕЦ	64
3.2 Аналіз системи сигналізації ТЕЦ	66
3.3 Аналіз засобів релейного захисту та автоматики ТЕЦ.....	68
3.4 Аналіз методики розрахунку релейного захисту генератора типу СГДМ – 11 – 46 – 4.....	71
3.5 Алгоритм розрахунку струмів КЗ для вибору уставок захисту	71
3.6 Захист від багатофазних КЗ в обмотці статора і на виводах.....	73

3.7	Захист від КЗ між витками однієї фази обмотки статора.....	74
3.8	Захист від замикання на землю (на корпус) обмотки статора	74
3.7 3.9	Захист обмотки статора від зовнішніх симетричних КЗ	74
3.10	Захист обмотки статора від зовнішніх несиметричних КЗ і несиметричних перевантажень статора	76
3.11	Захист обмотки статора від симетричних перевантажень	77
3.12	Захист від асинхронного режиму при втраті збудження.....	77
3.13	Захист від підвищення напруги на виводах ТГ і трансформатора	78
3.14	Захист від замикань на землю в одній точці ланцюга ротора	79
4	ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА	80
4.1	Визначення кошторисної вартості проекрованої ТЕЦ	80
4.2	Розрахунок собівартості електроенергії на станції	83
4.2.1	Амортизація основних фондів	83
4.2.2	Розрахунок фонду заробітної плати	85
4.2.3	Розрахунок витрат на паливо	87
4.2.4	Розрахунок інших витрати	87
4.2.5	Визначення собівартості відпущеної електроенергії.....	88
4.3	Аналіз отриманих результатів	89
5	ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК	90
5.1	Технічні рішення з безпечної організації обслуговування електрообладнання.....	90
5.1.1	Технічні рішення з безпечної організації робочих місць під час виконання робіт	91
5.1.2	Електробезпека	93
5.2	Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії.....	95
5.2.1	Мікроклімат	95
5.2.2 5.2.2	Склад повітря робочої зони	96
5.2.3	Виробниче освітлення	96
5.2.4	Виробничий шум	97

5.3 Розрахунок грозозахисту ВРУ-6 кВ	98
5.4 Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ – 6 кВ	100
5.5 Протипожежний захист електроустановок на підстанції.....	105
ВИСНОВКИ	107
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	109
ДОДАТКИ	112
Додаток А. Протокол перевірки навчальної (кваліфікаційної) роботи.....	113
Додаток Б. Технічне завдання МКР	114
Додаток В. Ілюстративна частина	118

ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ

АБ – акумуляторна батарея

БТ – блочний трансформатор

ВРУ – відкрита розподільна установка

ВП – власні потреби

ГТВП – головний трансформатор власних потреб;

ЕЕС – електроенергетична система

ЕС – електрична станція

ЗП – заземлювальний пристрій

КЗ – коротке замикання

ЛЕП – лінія електропередачі

ОЕС – об'єднана електроенергетична система

РУ – розподільна установка

ТЕЦ – теплоелектроцентрально

ТВП – трансформатор власних потреб

ТН – трансформатор напруги

ТС – трансформатор струму

ЩУ – щит управління

ВСТУП

Актуальність теми. Розгалужена мережа централізованого теплопостачання України, яка забезпечує більшу частину гарячої води та опалення приміщень у великих містах, неодноразово ставала мішенню для ворожих військ з моменту вторгнення у 2022 році. За даними Державної служби статистики, у 2022 році до мережі централізованого теплопостачання було підключено понад третину українських домогосподарств. Більша частина виробництва тепла (близько 70%) забезпечується природним газом, а близько третини теплопостачання в Україні виробляється на теплоелектроцентралях (ТЕЦ), тоді як решта надходить від традиційних теплоелектростанцій та інших джерел. За даними Київської школи економіки, з лютого 2022 року по травень 2024 року було пошкоджено або зруйновано 18 великих ТЕЦ, а також 815 котелень, 152 центральних теплових пункти та 354 кілометри труб централізованого теплопостачання. Прямі збитки від цих атак (без урахування соціальних та економічних витрат) оцінюються у 2,4 млрд доларів США, причому більше половини з них припадає на атаки на ТЕЦ [1, 2].

На початок 2022 року сумарна встановлена потужність теплоелектростанцій (ТЕЦ) становила 6,1 ГВт (без урахування станцій, розташованих на тимчасово окупованих росією територіях до 24 лютого 2022 року) (рисунк 1). На початок 2022 року частка ТЕС та ТЕЦ у виробництві електроенергії становила 5,5% [3].

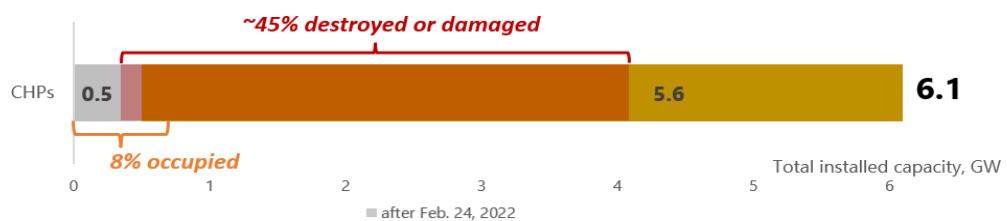


Рисунок 1 – Аналіз рівня пошкоджень теплової генерації країни

У 2023 році близько 8% встановленої потужності ТЕЦ перебувало під окупацією, а близько 45% встановленої потужності вже було або знищено, або пошкоджено внаслідок атак країни-агресора. Станом на сьогодні, ситуація ще більше ускладнилась.

Більшість обстрілів об'єктів теплопостачання у 2024 році сталися в регіонах, розташованих поблизу лінії фронту. Харківська область залишилася без великих теплогенеруючих потужностей, а інші прифронтові області - зокрема, Чернігівська, Донецька, Запорізька, Сумська та Миколаївська - зазнали серйозних пошкоджень своїх теплогенеруючих потужностей. Теплопостачання також під постійною загрозою і в Києві [2].

Відомо, що однією з основних проблем в електроенергетичній системі країни є забезпечення балансу потужності та електроенергії у нормальних та післяаварійних режимах. Тому, ми чітко усвідомлюємо, що після нашої Перемоги України постане дуже багато нових завдань щодо відбудови енергетичних об'єктів країни, зокрема і будівництво нових ТЕС та ТЕЦ, адже це є **дуже важливою та актуальною науково-прикладною задачею** на сьогодні.

Також, дослідження питань застосування засобів релейного захисту та автоматики на електричних станціях показує, що ці засоби мають неменш важливе значення, адже вони забезпечують виконання дуже важливих функціональних задач на електростанціях, а саме:

- релейний захист запобігає пошкодженню обладнання і продовжує його термін служби, оскільки автоматично виявляє несправності, такі як короткі замикання (КЗ), перевантаження та інші аномалії, і миттєво ізолює пошкоджені ділянки.

- засоби релейного захисту та автоматики забезпечують автоматичне відключення несправних ділянок, знижують ризик аварій та сприяють підвищенню безпеки для персоналу, який працює на електричних станціях.

- завдяки автоматичному виявленню та ізоляції несправностей, релейний захист допомагає швидко відновити нормальну роботу системи

післяаварійних відключень, зменшуючи тривалість простоїв.

Отже, аналіз та дослідження питань застосування засобів релейного захисту та автоматики на ТЕЦ також є актуальною задачею при проектуванні електростанції.

Мета і задачі дослідження. Основною метою магістерської кваліфікаційної роботи є проектування електричної частини теплоелектроцентралі потужністю 3 МВт, а також дослідження питань застосування та експлуатації засобів релейного захисту та автоматики на ТЕЦ.

У відповідності з вказаною метою в роботі розв'язуються наступні **основні задачі:**

- розрахунок графіків електричних навантажень та аналіз методики проектування ТЕЦ;
- аналіз проектування головної схеми з'єднань теплоелектроцентралі потужністю 3 МВт;
- аналіз етапів проектування та вибору схеми електропостачання системи власних потреб (ВП) ТЕЦ;
- дослідження умов вибору та підбір комутаційних апаратів, струмоведучих частин, акумуляторної батареї, вимірювальних трансформаторів для проектованої ТЕЦ;
- дослідження питань застосування засобів релейного захисту та автоматики ТЕЦ;
- визначення основних техніко-економічних показників проектованої теплоелектроцентралі потужністю 3 МВт.
- дослідження заходів забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок;
- аналіз розрахунку грозозахисту ВРУ-6 кВ та розрахунок параметрів заземлювального пристрою ВРУ-6 кВ.

Об'єктом дослідження є електрична частина теплоелектроцентралі потужністю 3 МВт.

Предметом дослідження є відомі методи та засоби проектування електростанцій.

Методи дослідження. Для вирішення поставлених задач в роботі використовувалися існуючі методи математичного моделювання. При проектуванні головної схеми електричних з'єднань теплоелектроцентралі застосовувались елементи теорії надійності.

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

1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУВАННЯ ТЕЦ

Розвиток паливно-енергетичного комплексу та забезпечення суспільства енергетичними ресурсами є одним із ключевих завдань будь-якої країни. Основним завданням даної магістерської кваліфікаційної роботи є проектування електричної частини теплоелектроцентралі (ТЕЦ). Проектування нових ТЕЦ на сьогодні залишається дуже важливим та актуальним завданням.

Теплоелектроцентралі України – це основні маневрові потужності в об'єднаній енергосистемі, в складі 104 енергоблоків до повномасштабного вторгнення у 2022 році, з яких 90 - працювали на вугіллі. Проте, більшість ТЕЦ на сьогодні, на жаль, були атаковані або повністю зруйновані внаслідок ворожих ракетно-дронових атак. Крім того, подальша експлуатація устаткування вцілілих ТЕЦ без проведення реконструкції і технічного переозброєння, без впровадження нових технологій неможлива [3].

Структура генеруючих потужностей потребує суттєвих змін, так як через відсутність необхідних обсягів маневрових та пікових потужностей електроенергетична система не в змозі забезпечити оптимальний графік навантаження, вимоги по частоті, рівнях напруги та ефективну роботу з енергосистемами інших країн.

Для здійснення структурної перебудови енергокомплексу можна передбачити модернізацію або реконструкцію невеликих ТЕС у ТЕЦ, де це доцільно, а також впровадження когенераційних надбудов на котельнях і в енергоємних технологічних процесах різних виробництв.

Також було б доцільним прискорити постачання малих теплоелектроцентралей (ТЕЦ), надаючи пріоритет найбільш постраждалим регіонам. Зміцнення теплової інфраструктури України напередодні зими вимагає локального підходу, зосереджуючись на найбільш постраждалих регіонах, таких як Харків, Миколаїв та Суми. Станом на кінець липня 2024

року в Харкові було встановлено 22 когенераційні установки та 31 автономну котельню, але для забезпечення належного теплопостачання цієї зими місту потрібно ще 140 установок (загальною потужністю 340 МВт). Київське комунальне підприємство "Київтеплоенерго" замовило 15 малих ТЕЦ (загальною потужністю 60 МВт), але вони будуть доставлені не раніше грудня 2025 року - занадто пізно, щоб забезпечити теплопостачання цієї зими. Наскільки це можливо, Україна повинна прискорити та визначити пріоритетність цих поставок за допомогою міжнародних партнерів. Теплові насоси промислового масштабу також можуть відігравати корисну роль у деяких регіонах, хоча ці системи більш доцільні для базового теплопостачання, ніж для резервного, через їхню високу капітальну вартість, а для роботи вони залежать від електроенергії [2, 3]. Слід зазначити, що на сьогодні питання проектування та будівництва нових ТЕЦ є дуже актуальними, оскільки будівництво нових електростанцій прискорить технічне переозброєння та в цілому покращить стан електроенергетичної галузі країни.

2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

2.1. Розрахунок графіків електричних навантажень

Відомо, що усі режими роботи електричних станцій задаються графіками електричних та теплових навантажень району, який обслуговується. Адже їх потужність повинна забезпечити покриття графіків навантажень з урахуванням втрат потужності на передачу та витрат на власні потреби електростанції.

Необхідно під час проведення розрахунків графіків навантажень прийняти відносну величину постійних та змінних втрат з наступними значеннями [4]:

- величина втрат в мережах району дорівнює: $\Delta P'_{1*} = 0,01$; $\Delta P'_{2*} = 0,06$;
- величина втрат в мережах системи дорівнює: $\Delta P''_{1*} = 0,02$; $P''_{2*} = 0,14$.

Розраховуємо за приведеними формулами (2.1) постійні втрати в мережах району та системи:

$$\begin{aligned}\Delta P_{1p} &= \Delta P'_{1*} \cdot P_{p_{\max}}; \\ \Delta P_{1c} &= \Delta P''_{1*} \cdot P_{c_{\max}}; \\ \Delta P_{1p} &= 0,01 \cdot 1,8 = 0,018 (\text{МВт}). \\ \Delta P_{1c} &= 0,02 \cdot 0,8 = 0,016 (\text{МВт}).\end{aligned}\tag{2.1}$$

Розраховуємо за приведеними формулами (2.2) змінні втрати в будь-який час доби:

$$\begin{aligned}\Delta P_{2pt} &= \Delta P'_2 \cdot \frac{P_{pt}^2}{P_{p_{\max}}}; \\ \Delta P_{2ct} &= \Delta P''_2 \cdot \frac{P_{ct}^2}{P_{c_{\max}}};\end{aligned}\tag{2.2}$$

$$\Delta P_{2p1} = 0,06 \cdot \frac{1,44^2}{1,8} = 0,069 \text{ (МВт)},$$

$$\Delta P_{2c1} = 0,14 \cdot \frac{0,48^2}{0,8} = 0,04 \text{ (МВт)}.$$

Визначаємо за допомогою (2.3) потужність, яка видається до шин РУ різних напруг:

$$\begin{aligned} P_{\text{р.видт}} &= P_{\text{pt}} + \Delta P_{1\text{p}} + \Delta P_{2\text{pt}}; \\ P_{\text{с.видт}} &= P_{\text{ct}} + \Delta P_{1\text{c}} + \Delta P_{2\text{ct}}; \\ P_{\text{р.вид}} &= 1,44 + 0,018 + 0,069 = 1,527 \text{ (МВт)}; \\ P_{\text{с.вид}} &= 0,48 + 0,016 + 0,04 = 0,536 \text{ (МВт)}. \end{aligned} \quad (2.3)$$

Визначаємо за допомогою (2.4) сумарну потужність, що віддається з шин станції:

$$\begin{aligned} P_{\text{вид.т}} &= P_{\text{р.вид}} + \Delta P_{\text{с.видт}}, \\ P_{\text{вид.т}} &= 1,527 + 0,536 = 2,063 \text{ (МВт)}. \end{aligned} \quad (2.4)$$

Далі розрахуємо за формулою (2.5) потужність, що віддається на власні потреби станції:

$$\begin{aligned} P_{\text{ВП.т}} &= \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{P_{\text{вид.т}}}{P_{\text{вст}}} \right) \cdot \frac{P'_{\text{ВП}} \cdot K_{\text{п}} \cdot P_{\text{вид.мах}}}{100}, \\ P_{\text{ВП1}} &= \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{2,063}{3} \right) \frac{5 \cdot 0,8 \cdot 2,854}{100} = 0,116 \text{ (МВт)}. \end{aligned} \quad (2.5)$$

Визначимо за допомогою (2.6) потужність, що виробляється станцією:

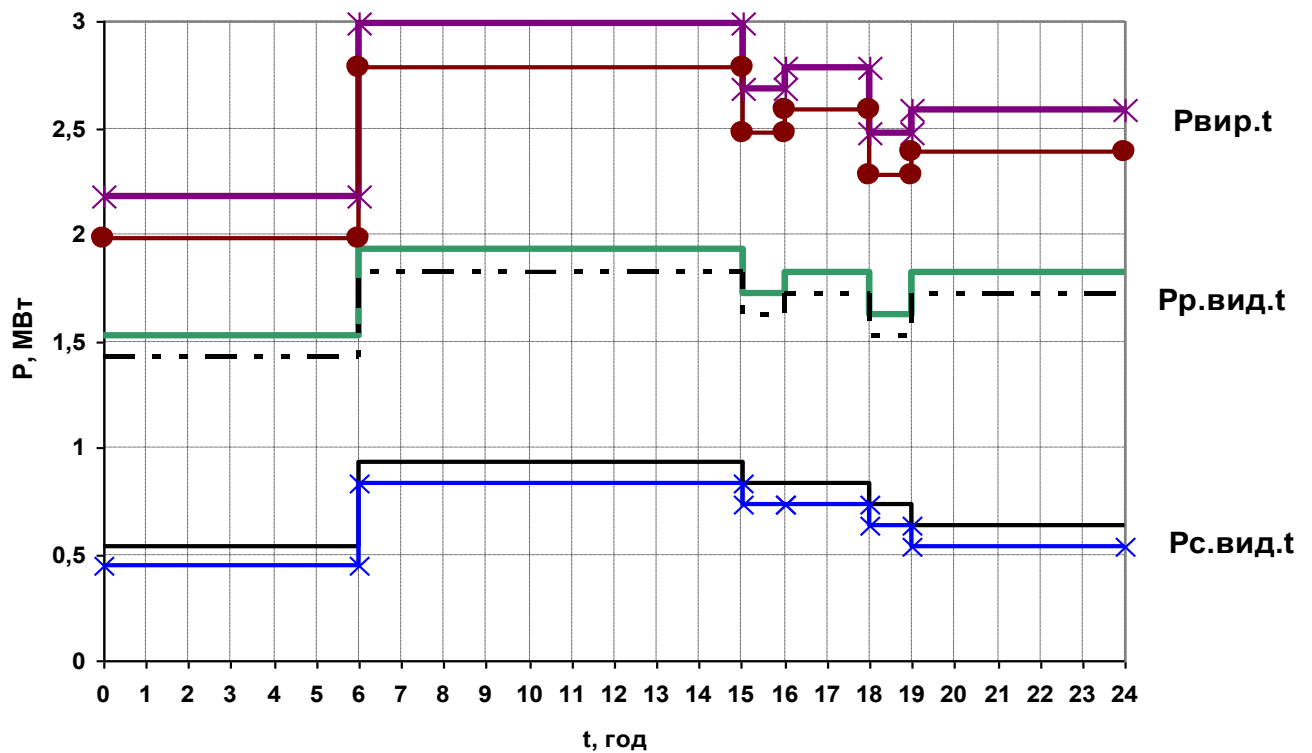
$$P_{\text{вир.т}} = P_{\text{вид.т}} + P_{\text{впт}}, \quad (2.6)$$

$$P_{\text{вир.т}} = 2,063 + 0,116 = 2,179 \text{ (МВт)}.$$

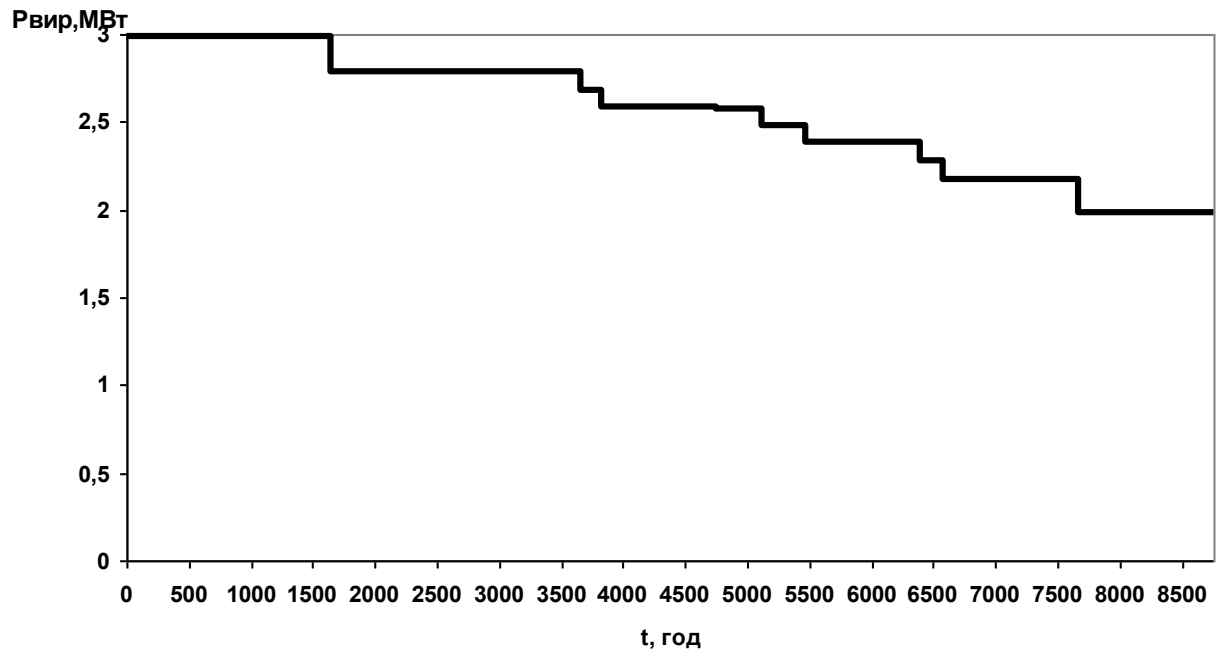
При розрахунку графіків електричних навантажень для зимової та літньої доби використовуємо наведений алгоритм. Результати розрахунку представлені в таблиці 2.1.

Для проведених розрахунків було прийнято, що:

- а) період тривалості зими і літа: $t_z = 183$ доби, $t_l = 182$ доби;
- б) величина максимального навантаження власних потреб $P'_{\text{ВП}} = 5\%$;
- в) значення коефіцієнта попиту $K_{\text{п}} = 0,8$.



а) зображення добових графіків електричних навантажень



б) зображення річного графіка за тривалістю навантаження

Рисунок 2.1 – Побудовані графіки електричних навантажень електростанції

Таблиця 2.1 – Отримані дані для побудови графіків електричних навантажень ТЕЦ

Дані для побудови графіків електричних навантажень	Час доби	0-6	6-15	15-16	16-18	18-19	19-24
Навантаження місцевого району, %	Зима	80	100	90	95	85	95
	Літо	75	95	85	90	80	90
Навантаження місцевого району, МВт	Зима	1,44	1,80	1,62	1,71	1,53	1,71
	Літо	1,35	1,71	1,53	1,62	1,44	1,62
Постійні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	Зима	0,018					
	Літо	0,018					
Змінні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	Зима	0,069	0,108	0,087	0,097	0,078	0,097
	Літо	0,061	0,097	0,078	0,087	0,069	0,087
Потужність, що віддається в місцевий район, МВт	Зима	1,527	1,926	1,725	1,825	1,626	1,825
	Літо	1,429	1,825	1,626	1,725	1,527	1,725
Потужність, що віддається в систему, %	Зима	60	100	90	90	80	70
	Літо	50	90	80	80	70	60
Потужність, що віддається в систему, МВт	Зима	0,48	0,8	0,72	0,72	0,64	0,56
	Літо	0,40	0,72	0,64	0,64	0,56	0,48
Постійні втрати потужності в мережах системи, МВт	Зима	0,016					
	Літо	0,016					
Змінні втрати потужності в мережах системи, МВт	Зима	0,040	0,112	0,091	0,091	0,072	0,055
	Літо	0,028	0,091	0,072	0,072	0,055	0,040
Потужність, що віддається в шини (РУ)	Зима	0,536	0,928	0,827	0,827	0,728	0,631
	Літо	0,444	0,827	0,728	0,728	0,631	0,536
Сумарна потужність, що віддається з шин станцій, МВт	Зима	2,063	2,854	2,552	2,652	2,354	2,456
	Літо	1,873	2,652	2,354	2,453	2,158	2,261
Витрати на власні потреби, МВт	Зима	0,116	0,139	0,130	0,133	0,125	0,127
	Літо	0,111	0,133	0,125	0,127	0,119	0,122
Потужність, що виробляється генераторами ЕС, МВт	Зима	2,179	2,993	2,682	2,785	2,479	2,583
	Літо	1,984	2,785	2,479	2,580	2,277	2,383

Таблиця 2.2 – Отримані дані для побудови річного графіка за тривалістю навантаження

P, МВт	2,993	2,785	2,682	2,583	2,580	2,479	2,383	2,277	2,179	1,984
t, год	1647	2004	183	915	364	365	910	182	1098	1092
t _Σ , год	1647	3651	3834	4749	5113	5478	6388	6570	7668	8760

Таблиця 2.3 – Результати розрахунків техніко-економічних показників роботи проектованої ТЕЦ

Назва показника	Використана розрахункова формула	Отримане значення
Максимальне навантаження станції, МВт	$P_{\max}$	2,993
Річний виробіток електроенергії, МВт·год.	$E_p = \sum_{i=1}^m P_{\text{вир.}t_i} \cdot t_i$	22350,831
Встановлена потужність станції, МВт	$P_{\text{вст}}$	3,0
Середнє навантаження станції, МВт	$P_{\text{cp}} = \frac{E_p}{8760}$	2,551
Коефіцієнт заповнення графіка	$k_3 = \frac{P_{\text{cp}}}{P_{\max}}$	0,852
Коефіцієнт використання встановленої потужності	$k_b = \frac{P_{\text{cp}}}{P_{\text{вст}}}$	0,850
Число годин використання максимального навантаження, год.	$T_{\max} = \frac{E_p}{P_{\max}}$	7467,7
Число годин використання встановленої потужності, год.	$T_{\text{вст}} = \frac{E_p}{P_{\text{вст}}}$	7450,3
Коефіцієнт резерву	$k_{\text{рез}} = \frac{P_{\text{вст}}}{P_{\max}}$	1,002
Річне споживання електроенергії механізмами власних потреб станції, МВт·год	$E_{\text{ВПр}} = \sum_{i=1}^m P_{\text{ВПр}t_i} \cdot t_i$	1108,571
Загальна річна кількість електроенергії, що видається з шин станції, МВт·год	$E_{\text{вид.р}} = E_p - E_{\text{ВПр}}$	21242,26
Час максимальних втрат електроенергії, год.	$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760$	6645,7

2.2 Особливості вибору основного обладнання станції

Вибираємо основне обладнання для проектованої електростанції. Перелік технічних характеристик обраного турбогенератора покажемо в таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – Перелік технічних характеристик обраного турбогенератора СГДМ-11-46-4

Параметр	Числове значення
$S_{ном}$, кВА	625
$P_{ном}$, кВт	500
$U_{ном}$, кВ;	0,4
$I_{ном}$, А	903
$\cos\varphi_{ном}$	0,8
$n_{ном}$, об/хв	1500
$I_{фр}^*$	9
$BKЗ$	0,6
Опори, в.о.: X''_d	0,140
X'_d	0,191
X_d	1,920
X_2	0,150
X_0	0,047
$R_{ст}$, мОм (при 15°C)	2,8

Обираємо для встановлення турбіну типу П-0,75-35/5 з наступними параметрами: $P_{ном} = 750$ кВт; $p = 35$ па; $t = 435^\circ\text{C}$; $D = 9,8$ т/год.

2.3 Аналіз алгоритму вибору структурної схеми електростанції

Визначення кількості ЛЕП-6 кВ проводимо згідно [4]:

$$n_c = \frac{P'_{с\max}}{P_{гр}} + 1, \quad (2.7)$$

$$n = \frac{0,928}{2} + 1 = 1,46 \approx 2 \text{ (шт.)},$$

де $P'_{с.мах}$ – значення максимальної потужності, що передається в систему з врахуванням втрат потужності, МВт;

$P_{гр}$ – величина граничної потужності ЛЕП, МВт.

Визначаємо розрахункову потужність робочого реактора власних потреб:

$$S_{LR.розр.1,2} = P'_{ВП} / 100 \cdot K_{п} \cdot P_{г.ном}; \quad (2.8)$$

$$S_{LR.розр.} = 5 / 100 \cdot 0,8 \cdot 0,5 = 0,02 \text{ (МВА)},$$

де $K_{п} = 0,8$ – коефіцієнт попиту;

$P_{г.ном}$ – величина номінальної потужності генератора, МВт.

Визначаємо значення розрахункових струмів робочих реакторів власних потреб (ВП) електростанції:

$$I_{LR.розр.} = \frac{20}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 28,9 \text{ (А)}.$$

Визначаємо значення розрахункових потужностей пускорезервного реактора власних потреб:

$$S_{LR.розр.} = 1,5 \cdot S_{LR.розр.}; \quad (2.9)$$

$$S_{LR.розр.} = 1,5 \cdot 0,02 = 0,03 \text{ (МВА)}.$$

Визначаємо значення розрахункового струму пускорезервного реактора ВП електростанції:

$$I_{LR.розр.} = \frac{30}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 43,4 \text{ (А)}.$$

Отже, робочими та пускорезервними реакторами (LR, LRR) вибираємо реактор типу РТТ-0,38-50-0,14 УЗ з наступними параметрами: $U_{\text{ном}} = 0,4 \text{ кВ}$; $I_{\text{ном}} = 50 \text{ А}$; $X_{\text{р.ном}} = 0,14 \text{ Ом}$; $r_{\text{р.ном}} = 17 \text{ мОм}$.

Далі визначаємо значення розрахункового струму секційного реактора:

$$I_{\text{LRB.розр.}} = 0,4 \cdot I_{\text{Г.ном}}; \quad (2.10)$$

$$I_{\text{LRB.розр.}} = 0,4 \cdot 903 = 361,2 \text{ (А)}.$$

Як секційний реактор використовуємо реактор типу РБ 10-400-0,35 УЗ з наступними параметрами: $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$; $I_{\text{ном}} = 400 \text{ А}$; $X_{\text{р.ном}} = 0,35 \text{ Ом}$; $i_{\text{дин}} = 25 \text{ кА}$; $I_{\text{Т}} = 9,83 \text{ кА}$; $t_{\text{Т}} = 8 \text{ с}$.

Пропонуємо три варіанти структурної схеми електростанції (рисунок 2.2).

Далі, необхідно визначити перетоки потужності через трансформатори зв'язку (ТЗ):

а) при максимальному режимі:

$$S_{\text{max}} = S_{\text{Г.вст}} - S_{\text{ВПmax}} - S_{\text{р.max}}; \quad (2.11)$$

$$S_{\text{max}} = 6 \cdot 0,625 - 6 \cdot 0,02 - 1,926/0,8 = 3,75 - 0,12 - 2,41 = 1,22 \text{ (МВА)};$$

б) при мінімальному режимі:

$$S_{\text{min}} = S_{\text{Г.вст}} - S_{\text{ВПmax}} - S_{\text{р.min}}; \quad (2.12)$$

$$S_{\text{min}} = 3,75 - 0,12 - 1,429/0,8 = 1,84 \text{ (МВА)};$$

в) при аварійному режимі:

$$S_{\text{ав}} = S_{\text{Г.вст-1}} - S_{\text{ВПmax}} - S_{\text{р.max}}; \quad (2.13)$$

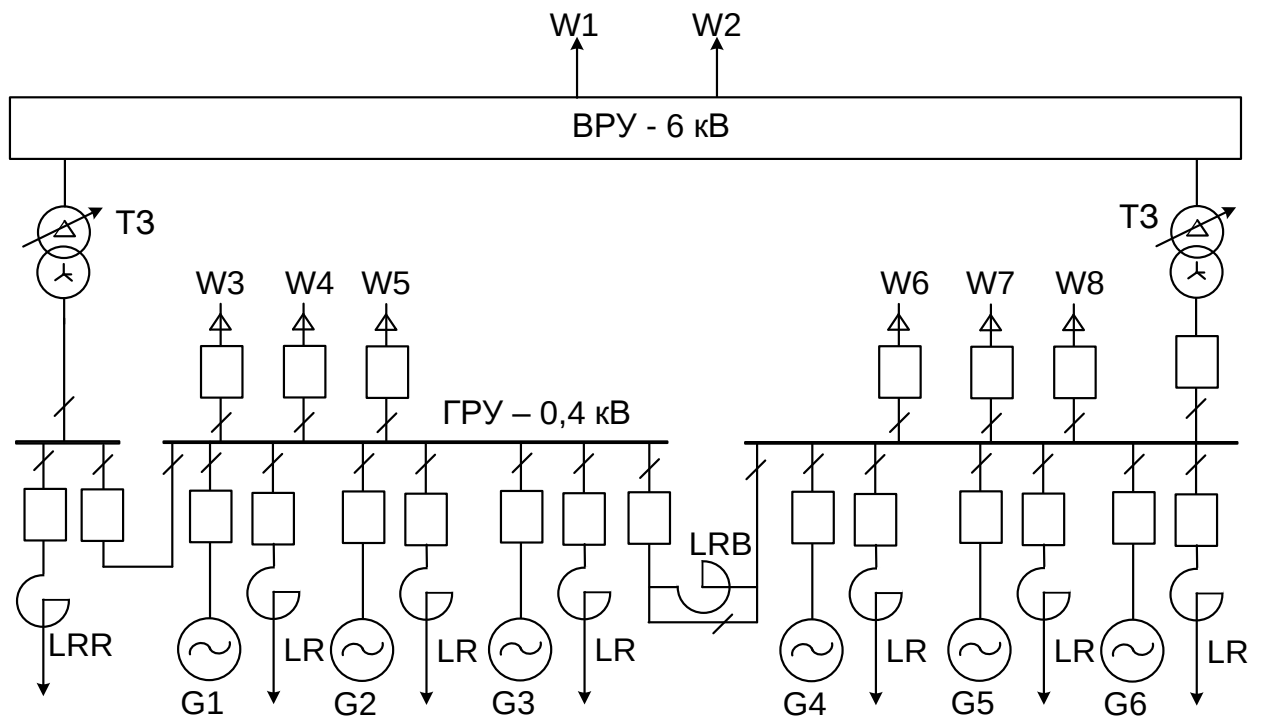
$$S_{ав} = 5 \cdot 0,625 - 5 \cdot 0,02 - 2,41 = 0,62 \text{ (МВА)}.$$

За умови встановлення 2-ох ТЗ розрахункова потужність одного з них дорівнюватиме:

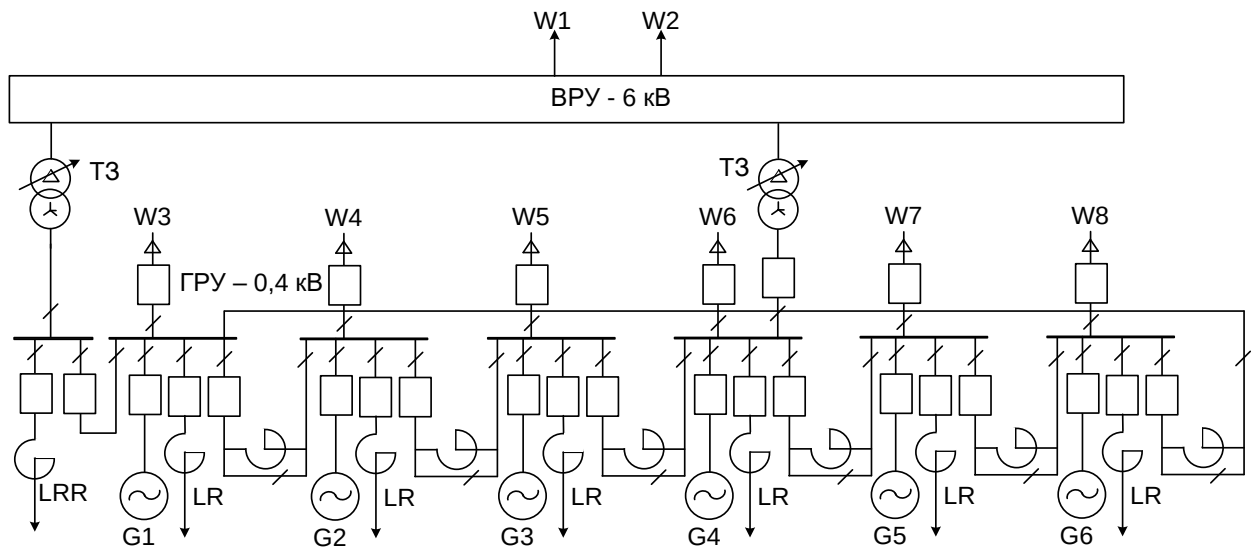
$$S_{ТЗ,розр} = S_{ТЗ,розр} / K_{пер};$$

$$S_{ТЗ,розр} = 1,84 / 1,4 = 1,31 \text{ (МВА)}.$$

Для встановлення обираємо наступні два трансформатори зв'язку типу ТСЗ-1600/10 з номінальними параметрами: $S_{ном} = 1600 \text{ кВА}$; $U_{ном} = 6/0,4 \text{ кВ}$; $U_k = 5,5 \%$; $\Delta P_x = 4,2 \text{ кВт}$; $\Delta P_k = 16 \text{ кВт}$; $I_x = 1,5\%$.



а) 1-ий варіант схеми електростанції



б) 2-ий варіант схеми електростанції

Рисунок 2.2 – Запропоновані варіанти структурної схеми проектованої ТЕЦ

Визначаємо значення приведених затрат згідно [4]:

$$Z = p_n \cdot K + U; \quad (2.14)$$

де $p_n = 0,15$ – значення нормативного коефіцієнта ефективності капіталовкладень;

K – величина капіталовкладень в електроустановку, тис. грн (таблиця 2.5);

U – величина щорічних експлуатаційних витрат, тис. грн;

$$U = a/100 \cdot K, \quad (2.15)$$

де a – норма відрахувань на амортизацію та обслуговування, $a = 9,4 \%$.

Визначимо приведені затрати для двох варіантів структурних схем ТЕЦ:

$$Z_1 = (0,12 + 0,094) \cdot 1134,8 = 242,85 \text{ (тис. грн);}$$

$$Z_2 = (0,12 + 0,094) \cdot 1418,8 = 303,62 \text{ (тис. грн).}$$

$\Delta Z_{1-2} = 20\% > 5\%$, отже 1-ий варіант структурної схеми буде економічніший. Тому, кінцевим приймаємо перший запропонований варіант структурної схеми електростанції.

Таблиця 2.5 – Величина капіталовкладень в електроустановку

Обладнання	Кількість, шт.	Вартість, тис.грн	К, тис. грн	
			1 варіант	2 варіант
Трансформатор зв'язку (ТЗ)	2/2	426	852	852
Реактори власних потреб (LR, LRR)	7/7	30	210	210
Секційні реактори (LRB)	1/6	65,2	65,2	391,2
Вимикачі 6 кВ	4/4	95	380	380
Автомати 0,4 кВ	22/27	6	132	162
Разом:			1639,2	1995,2

2.4 Аналіз методики вибору схеми відкритої розподільної установки (ВРУ) - 6 кВ

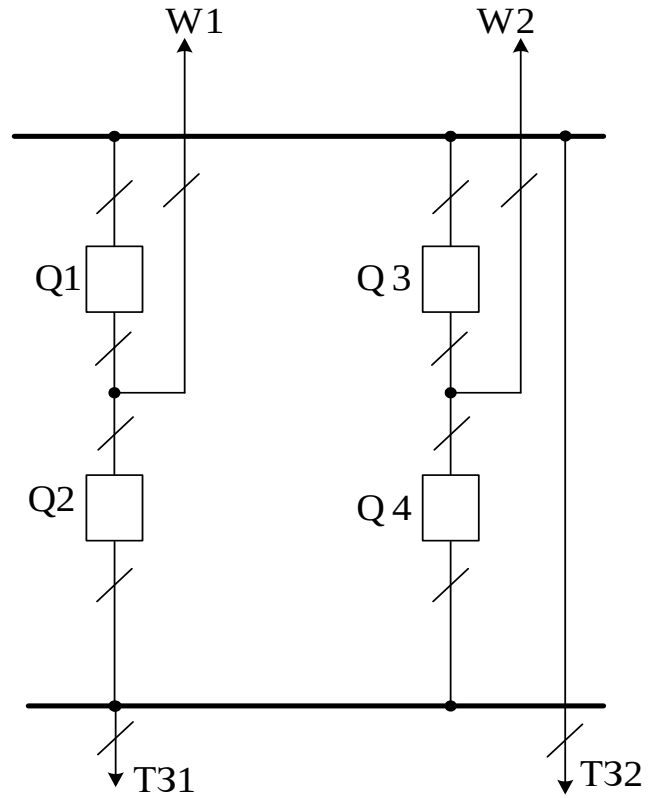
Пропонуємо для виборк схеми ВРУ-6 кВ два варіанти головної схеми електричних з'єднань, а саме - схему «чотирикутник» та схему «одна секціонована система збірних шин» (рисунки 2.3).

Виконаємо вибір схеми за критерієм приведених затрат з урахуванням надійності [4]:

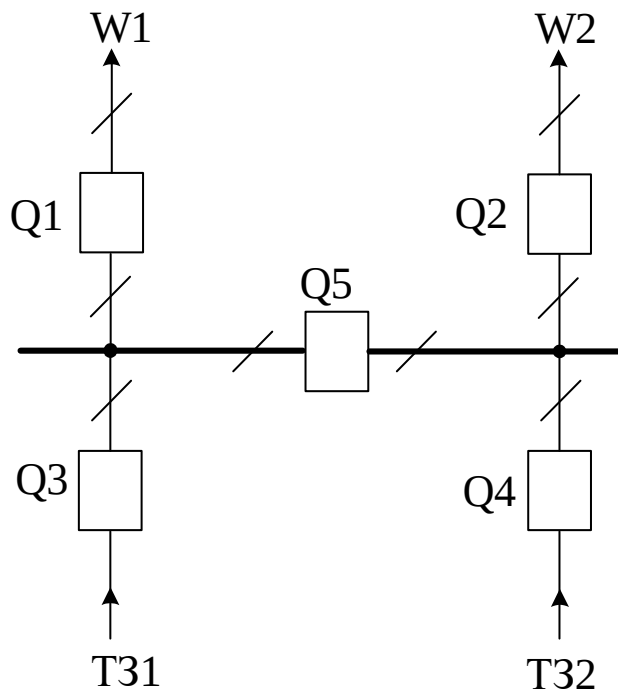
$$Z = p_n \cdot K + U + M(Z), \quad (2.16)$$

де $p_n = 0,15$ – значення нормативного коефіцієнта ефективності капіталовкладень; $M(Z)$ – очікуваний збиток від перерви електропостачання, тис. грн.

Оскільки втрати електроенергії в трансформаторах в обох варіантах однакові, то їх можна не враховувати.



а) зображення схеми «чотирикутник»



б) зображення схеми «одна секціонована система збірних шин»

Рисунок 2.3 – Запропоновані варіанти схем ВРУ – 6 кВ

$$K = n_k \cdot C_k; \quad (2.17)$$

$$U = a \cdot K / 100;$$

$$M(3) = y_0 \sum_j K_j \cdot \sum_{i=1}^n \omega_i \cdot \Delta P_i \cdot T_i, \quad (2.18)$$

де n_k – кількість комірок з вимикачами, шт.;

C_k – величина вартості комірки, тис. грн;

$y_0 = 24$ грн./кВт·год – питомий збиток;

K_j – коефіцієнт режиму схеми (K_0 або K_p);

ω_i – параметр потоку відмов вимикача, 1/рік;

ΔP_i – потужність, що втрачається, МВт;

T_i – час простою елемента (T_0 або $T_{ВП}$), год.

Визначення $M(3)$ виконуємо за методикою, наведеною в [4, 6].

Отримані результати розрахунку надійності показані в табл. 2.6 – 2.11.

Таблиця 2.6 – Отримані результати розрахунку показників надійності вимикачів 6 кВ

Складова параметра потоку відмов, 1/рік		Час відновлення, T_v , год	Частота планових ремонтів, μ , 1/рік	Тривалість планового ремонту, $T_{п}$, год
ω_1	ω_2			
0,01	0,005	10	0,3	8

Таблиця 2.7 – Дані для розрахунку надійності схем ВРУ-6 кВ

Параметр		Числове значення	
		1 варіант	2 варіант
1	2	3	4
Кількість комірок, шт.	n_k	4	5
Вартість комірки, тис.грн	C_k	68	68
Параметр потоку раптових відмов генераторних ($\omega_{ГВ}$) та лінійних ($\omega_{ЛВ}$) вимикачів, 1/рік	$\omega_{ГВ} = 0,6 \cdot \omega_1$	0,006	0,006
	$\omega_{ЛВ} = 0,6 \times (\omega_1 + \omega_2 \cdot 1/100)$	0,00615	0,00615

Продовження таблиці 2.7

1	2	3	4
Коефіцієнти ремонтного (K_p) і нормального (K_o) режимів роботи РУ	$K_p = \mu \cdot T_{\Pi} / 8760$	0,000274	0,000274
	$K_o = 1 - n_k \cdot K_p$	0,998904	0,998630
Час простою елемента, год	$T_o = T_{\text{вим}} \cdot m \cdot T_p$	1	1
	$T_{\text{вп}} = T_{\text{в}} - T_{\text{в}}^2 / (2 \cdot T_{\Pi})$	3,75	3,75
Математичне очікування числа відмов генераторних та лінійних вимикачів в нормальному і ремонтному режимах	$K_o \cdot \omega_{\Gamma\text{В}}$	0,005993	0,005992
	$K_o \cdot \omega_{\text{ЛВ}}$	0,00000164	0,00000164
	$K_p \cdot \omega_{\Gamma\text{В}}$	0,006143	0,006142
	$K_p \cdot \omega_{\text{ЛВ}}$	0,00000169	0,00000169

Визначаємо значення очікуваного збитку через відмови вимикачів:

$$M(3)_I = 24 \cdot 0,000000169 \cdot 1 \cdot 4 \cdot 0,928 = 0,000075 \text{ (тис грн.)};$$

$$M(3)_{II} = 24 \cdot [0,005992 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 0,928) + 0,00000164 \cdot (8 \cdot 1 \cdot 0,928 + 2 \cdot 3,75 \cdot 0,928) + 0,00000169 \cdot (4 \cdot 1 \cdot 0,928 + 2 \cdot 3,75 \cdot 0,928)] = 0,067224 \text{ (тис грн).}$$

Таблиця 2.8 – Порядок розрахунку надійності схеми ВРУ-6 кВ (1-ий варіант)

Відмова елемента	Параметр потoku відмов	Елементи, що відключилися та їх час відновлення				
		$K_0 =$ 0,9998904	$K_p = 0,000274$			
			Q_1	Q_2	Q_3	Q_4
$Q_{1л}$	0,00615	$W, T_3 - T_0$	—	$W, T_3 + D(W, T_3) - T_0$ $W + D(W, 2T_3) - T_{вп}$	$W, T_3 + D(W, T_3) - T_0$ $T_3 + D(2W, T_3) - T_{вп}$	$2W, 2T_3 - T_0$ $2D(W, T_3) - T_{вп}$
$Q_{2л}$	0,00615	$W, T_3 - T_0$	$W, T_3 + D(W, T_3) - T_0$ $W + D(W, 2T_3) - T_{вп}$	—	$2W, 2T_3 - T_0$ $2D(W, T_3) - T_{вп}$	$W, T_3 + D(W, T_3) - T_0$ $T_3 + D(2W, T_3) - T_{вп}$
$Q_{3л}$	0,00615	$W, T_3 - T_0$	$W, T_3 + D(W, T_3) - T_0$ $T_3 + D(2W, T_3) - T_{вп}$	$2W, 2T_3 - T_0$ $2D(W, T_3) - T_{вп}$	—	$W, T_3 + D(W, T_3) - T_0$ $W + D(W, 2T_3) - T_{вп}$
$Q_{4л}$	0,00615	$W, T_3 - T_0$	$2W, 2T_3 - T_0$ $2D(W, T_3) - T_{вп}$	$W, T_3 + D(W, T_3) - T_0$ $T_3 + D(2W, T_3) - T_{вп}$	$W, T_3 + D(W, T_3) - T_0$ $W + D(W, 2T_3) - T_{вп}$	—

Таблиця 2.9 – Порядок розрахунку надійності схеми ВРУ-6 кВ (2 варіант)

Відмова елемент а	Параметр потoku відмов	Елементи, що відключилися та їх час відновлення					
		$K_0 = 0,99863$	$K_p = 0,000274$				
			Q_1	Q_2	Q_3	Q_4	Q_5
$Q_{1л}$	0,00615	$W, T_3 - T_0$	–	$2W, 2T_3 - T_0$ $2W + D(2T_3) - T_{вп}$	$W, T_3 + D(W, T_3) - T_0$ $W, T_3 + D(W, T_3) - T_{вп}$	$2W, 2T_3 - T_0$ $W, T_3 + D(W, T_3) - T_{вп}$	$W, T_3 + D(W, T_3) - T_0$ $W, T_3 + D(W, T_3) - T_{вп}$
$Q_{2л}$	0,00615	$W, T_3 - T_0$	$2W, 2T_3 - T_0$ $2W + D(2T_3) - T_{вп}$	–	$2W, 2T_3 - T_0$ $W, T_3 + D(W, T_3) - T_{вп}$	$W, T_3 + D(W, T_3) - T_0$ $W, T_3 + D(W, T_3) - T_{вп}$	$W, T_3 + D(W, T_3) - T_0$ $W, T_3 + D(W, T_3) - T_{вп}$
Q_{3r}	0,006	$W, T_3 - T_0$	$W, T_3 + D(W, T_3) - T_0$ $W, T_3 + D(W, T_3) - T_{вп}$	$2W, 2T_3 - T_0$ $W, T_3 + D(W, T_3) - T_{вп}$	–	$2W, 2T_3 - T_0$ $2T_3 + D(2W) - T_{вп}$	$W, T_3 + D(W, T_3) - T_0$ $W, T_3 + D(W, T_3) - T_{вп}$
Q_{4r}	0,006	$W, T_3 - T_0$	$2W, 2T_3 - T_0$ $W, T_3 + D(W, T_3) - T_{вп}$	$W, T_3 + D(W, T_3) - T_0$ $W, T_3 + D(W, T_3) - T_{вп}$	$2W, 2T_3 - T_0$ $2T_3 + D(2W) - T_{вп}$	–	$W, T_3 + D(W, T_3) - T_0$ $W, T_3 + D(W, T_3) - T_{вп}$
Q_{5r}	0,006	$2W, 2T_3 - T_0$	$2W, 2T_3 - T_0$ $W, T_3 + D(W, T_3) - T_{вп}$	$2W, 2T_3 - T_0$ $W, T_3 + D(W, T_3) - T_{вп}$	$2W, 2T_3 - T_0$ $W, T_3 + D(W, T_3) - T_{вп}$	$2W, 2T_3 - T_0$ $W, T_3 + D(W, T_3) - T_{вп}$	–

Таблиця 2.10 – Отримані розрахункові показники надійності схеми
ВРУ-6 кВ

Відмова елемента	Потужність, що втрачається ΔP , МВт	Час простою, $T_0/T_{\text{вп}}$, год	K_0		K_p	
			$\omega_{\text{ГВ}}$	$\omega_{\text{ЛВ}}$	$\omega_{\text{ГВ}}$	$\omega_{\text{ЛВ}}$
1 варіант						
2W, 2T3	0,928	1	—	—	—	4
		3,75	—	—	—	—
2 варіант						
2W, 2T3 2W+D(2T3) 2T3+D(2W)	0,928	1	1	—	8	4
		3,75	—	—	2	2

Таблиця 2.11 – Величина приведених затрат для схем ВРУ-6 кВ

Основні складові витрат	Числове значення, тис. грн.	
	1 варіант	2 варіант
Величина капітальних витрат	308	365
Величина щорічних витрат	29,0256	33,782
Очікуваний збиток	0,000075	0,067224
Величина приведених витрат	64,258	89,653

$\Delta Z = 20,1 \% > 5\%$, тому, приймаємо 1-ий варіант схеми ВРУ-6 кВ.

2.5 Вибір схеми власних потреб електростанції

Відомо, що кількість робочих реакторів власних потреб (ВП) відповідає кількості котельних агрегатів. У кожного реактора є секції (А та В) для підключення споживачів. Резервне живлення здійснюється від пускорезервного реактора (LRR), який має зв'язок з секціями ВП через магістраль резервного живлення (МРЖ-0,4 кВ).

На рисунку 2.4 представлено схему власних потреб електростанції.

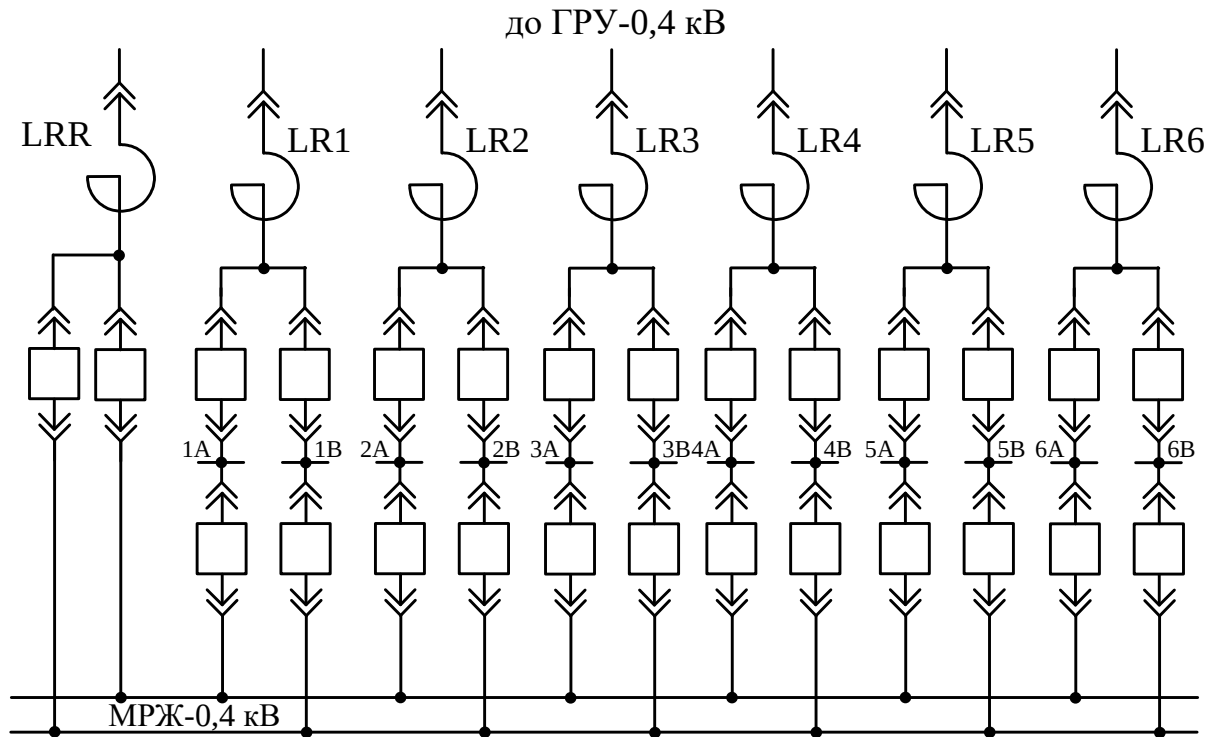


Рисунок 2.4— Зображення схеми власних потреб ТЕЦ

2.6 Аналіз розрахунку струмів короткого замикання

Скомпонуємо заступну схему електроустановки (рисунок 2.5) та визначаємо параметри її елементів [4, 5].

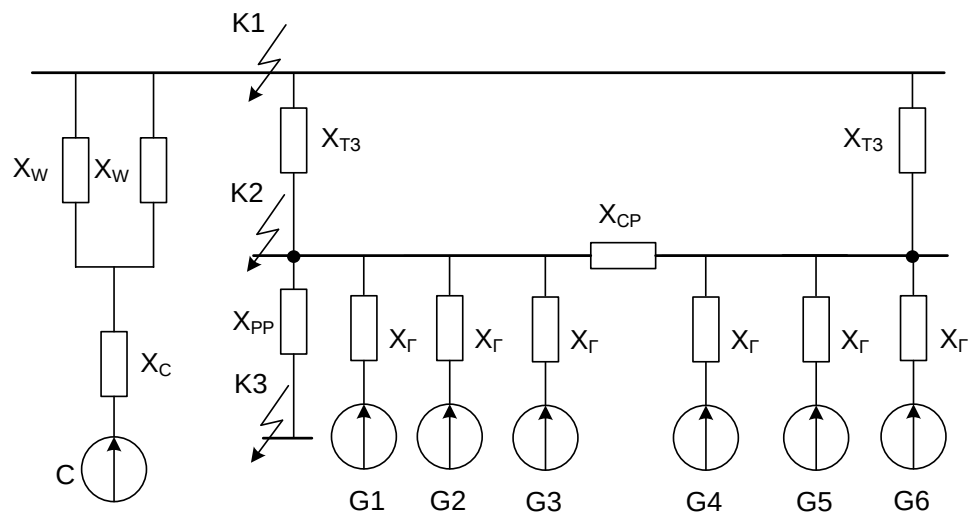


Рисунок 2.5 – Зображення заступної схеми електроустановки

$$S_6 = 100 \text{ МВА}; U_6 = U_{\text{сер.ном.}}$$

Визначимо наступні приведені значення опорів:

- опір енергосистеми:

$$X_c = X_{*c\text{ном}} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{ном}}}, \quad (2.19)$$

$$X_{*c} = 0,4 \cdot \frac{100}{100} = 0,4.$$

- опір ЛЕП:

$$X_w = X_{\text{пит}} \cdot 1 \cdot \frac{S_B}{U_{\text{ср}}^2}, \quad (2.20)$$

$$X_w = 0,4 \cdot 5 \cdot \frac{100}{6,3^2} = 5,04.$$

- опір трансформатора зв'язку:

$$X_{T3} = \frac{u_{\text{КВ-Н}\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{ном}}}, \quad (2.21)$$

$$X_{*T3} = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{100}{1,6} = 3,44.$$

- опір генератора:

$$X_{*G} = X_{d*ном}'' \cdot \frac{S_B}{S_{\text{ном}}}; \quad (2.22)$$

$$X_{*G} = 0,14 \cdot \frac{100}{0,625} = 22,4.$$

- опір секційного реактора:

$$x_p = x_{p.\text{ном}} \cdot \frac{S_B}{U_{\text{ср.ном}}^2}, \quad (2.23)$$

$$x_{\text{ср}} = 0,35 \cdot \frac{100}{0,4^2} = 218,8.$$

Далі спрощуємо заступну схему електроустановки, показану на рисунку 2.6.

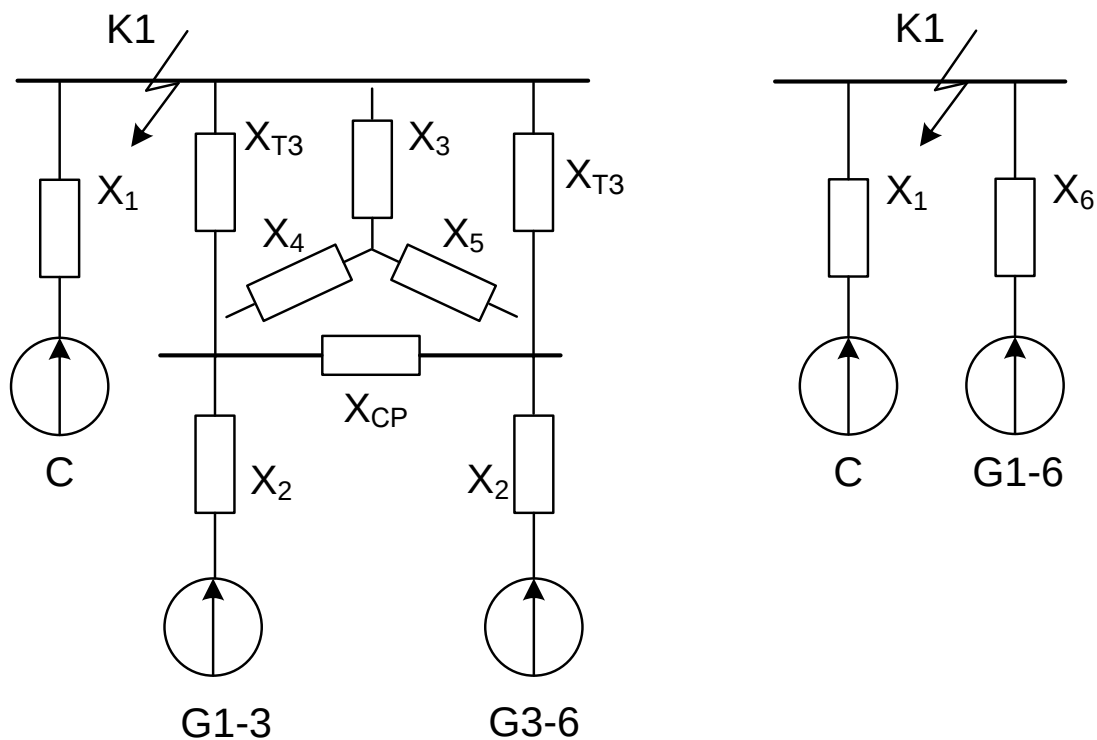


Рисунок 2.6 – Зображення згорнутої (спрощеної) заступної схеми для точки КЗ К₁

$$x_1 = x_c + \frac{x_w}{2};$$

$$x_1 = 0,4 + \frac{5,04}{2} = 2,92;$$

$$x_2 = \frac{x_G}{3} = \frac{22,4}{3} = 7,47.$$

Далі необхідно перетворити трикутник з x_{T3} , x_{CP} та x_5 в зірку за методикою показаною в [4]:

$$\begin{aligned}x_{\Delta} &= x_{T3} + x_{CP} + x_{T3}; \\x_3 &= x_{T3} \cdot x_{T3} / x_{\Delta}; \\x_4 &= x_5 = x_{T3} \cdot x_{CP} / x_{\Delta}; \\x_{\Delta} &= 3,44 + 218,8 + 3,44 = 225,68; \\x_3 &= 3,44 \cdot 3,44 / 225,68 = 0,05; \\x_4 &= x_5 = 3,44 \cdot 218,8 / 225,68 = 3,34; \\x_6 &= \frac{x_2 + x_4}{2} + x_3; \\x_6 &= \frac{7,47 + 3,34}{2} + 0,05 = 5,46.\end{aligned}$$

Наступною дією буде розрахунок величини початкового значення періодичної складової струму КЗ:

$$I_{по} = \frac{E''_*}{x_{рез*}} \cdot I_6; \quad (2.24)$$

де E''_* – електрорушійна сила (ЕРС) джерела живлення, згідно [4]:

$$E''_{*Г1-6} = 1,08; E''_{*c} = 1,$$

$x_{рез*}$ – результуючий опір кола КЗ.

Далі, розраховуємо величину базового струму [4, 5]:

$$I_{\text{Gi}} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{cp}}}; \quad (2.25)$$

$$I_{\text{G1}} = 100/(\sqrt{3} \cdot 6,3) = 9,18 \text{ кА}.$$

$$I_{\text{поС}} = \frac{1}{2,92} \cdot 9,18 = 3,14 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{поG1-6}} = \frac{1,08}{5,46} \cdot 9,18 = 1,82 \text{ (кА)}.$$

Наступними визначимо значення складових струмів КЗ:

- величина періодичної складової дорівнює:

$$I_{\text{n},\tau} = \gamma_{\text{n},\tau} \cdot I_{\text{n},0}; \quad (2.26)$$

- величина аперіодичної складової:

$$i_{\text{a},\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{n},0} \cdot e^{-\tau/T_a}; \quad (2.27)$$

- величина ударного струму дорівнюватиме:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{\text{n},0} \cdot K_y. \quad (2.28)$$

де K_y – значення ударного коефіцієнта - він залежить від сталої часу затухання аперіодичної складової струму КЗ;

$\gamma_{\text{n},\tau}$ – значення розрахункового коефіцієнта;

T_a – значення сталої затухання аперіодичної складової струму КЗ.

τ – величина розрахункового часу, для якого ми визначаємо складові струму КЗ:

$$\tau = t_{\text{BB}} + 0,01, \quad (2.29)$$

де $t_{\text{ВВ}}$ – величина власного часу вимикання вимикача, с.

Запишемо параметри для вимикача ВР0-10:

$$t_{\text{ВВ}} = 0,03 \text{ с}; \tau = 0,03 + 0,01 = 0,04 \text{ с.}$$

Для енергосистеми:

$$T_a = 0,01 \text{ с}; k_y = 1,369; \gamma_{\text{п.т}} = 1;$$

Для генераторів:

$$T_a = 0,05 \text{ с}; k_y = 1,8; \gamma_{\text{п.т}} = 0,92.$$

За допомогою формули в [4] визначаємо коефіцієнт $\gamma_{\text{п.т}}$ для генераторних віток за умови, що

$$\tau = 0,04 \text{ с та } I_{\text{п.о}}/I'_{\text{ном}} = 1,82/0,34 = 5,35,$$

де

$$I'_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{г.ном}\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}}}. \quad (2.30)$$

Таблиця 2.12 – Отримані результати розрахунків струмів КЗ для точки К1

Джерела струмів КЗ	$I_{\text{по}}, \text{ кА}$	$i_y, \text{ кА}$	$i_{\text{ат}}, \text{ кА}$	$I_{\text{пт}}, \text{ кА}$
Система	3,14	6,06	0,1	3,14
Генератори 1-6	1,82	4,62	1,08	1,67
Сума	4,96	10,68	1,18	4,81

Визначаємо величини струмів КЗ в ГРУ-0,4 кВ та РУ ВП-0,4 кВ. Приведемо опір x_1 до сторони 0,4 кВ.

$$x'_1 = 10^3 \left(\frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{П0}\Sigma_{\text{K1}}}} \right) \left(\frac{U_{\text{HH}}}{U_{\text{BH}}} \right)^2; \quad (2.31)$$

$$x'_1 = 10^3 \left(\frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 4,96} \right) \left(\frac{0,4}{6} \right)^2 = 10^3 \cdot 0,73 \cdot 0,0045 = 3,28 \text{ мОм};$$

Параметри трансформатора зв'язку:

$$x_{1T} = x_{2T} = x_{0T} = 5,4 \text{ мОм};$$

$$r_{1T} = r_{2T} = r_{0T} = 1,1 \text{ мОм};$$

$$z_T = \sqrt{5,4^2 + 1,1^2} = 5,51 \text{ мОм};$$

$$z_T^{(1)} / 3 = 5,7 \text{ мОм}.$$

Шини ГРУ-0,4 кВ виконуємо за допомогою шинопровода типу ШМА68М [4]: $I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$; $q = 2(120 \cdot 10) = 2400 \text{ мм}^2$; $r_{\text{пит}} = 0,027 \text{ мОм/м}$; $X_{\text{пит}} = 0,023 \text{ мОм/м}$; $l = 25 \text{ м}$.

Опори шинопроводу:

$$r_{\text{ш}} = 0,027 \cdot 25 = 0,68 \text{ мОм},$$

$$x_{\text{ш}} = 0,023 \cdot 25 = 0,58 \text{ мОм},$$

$$z_{\text{ш}} = \sqrt{0,58^2 + 0,68^2} = 0,89 \text{ мОм}.$$

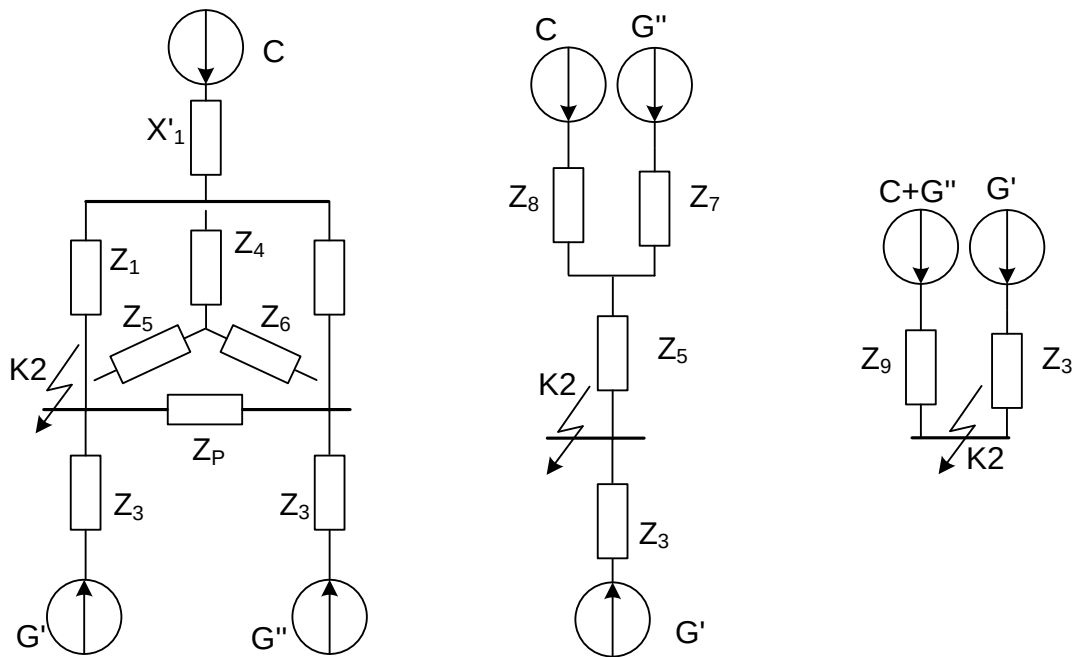


Рисунок 2.7 – Порядок згортання заступної схеми для точки КЗ K_2

$$z_1 = z_2 = \sqrt{(5,4 + 0,58)^2 + (1,1 + 0,68)^2} = \sqrt{5,98^2 + 1,78^2} = 6,24 \text{ мОм};$$

$$z_P = 350 \text{ мОм};$$

$$z_3 = \frac{\sqrt{35,84^2 + 2,8^2}}{3} = \frac{35,95}{3} = 11,98 \text{ мОм};$$

$$X_G = X_{d^*_{\text{НОМ}}}'' \cdot \frac{U_{\Gamma.\text{НОМ}}^2}{S_{\Gamma.\text{НОМ}}}; \quad (2.32)$$

$$X_G = 0,14 \cdot \frac{400^2}{625} = 35,84 \text{ мОм};$$

$$z_1 = r_1 + jx_1 = r_2 + jx_2 = 1,78 + j5,98 = 6,24 \text{ мОм};$$

$$z_r = r_r + jx_r = 2,8 + j35,84 = 35,95 \text{ мОм};$$

$$z_3 = r_3 + jx_3 = 0,93 + j11,95 = 11,98 \text{ мОм}.$$

Далі необхідно перетворити трикутник з z_1 , z_2 та z_P в зірку:

$$z_{\Delta} = z_1 + z_2 + z_P;$$

$$z_5 = z_6 = z_1 \cdot z_p / z_{\Delta};$$

$$z_4 = z_1 \cdot z_2 / z_{\Delta};$$

$$r_{\Delta} = 1,78 + 1,78 + 0 = 3,56 \text{ мОм};$$

$$r_5 = r_6 = 1,78 \cdot 0 / 3,56 = 0 \text{ мОм};$$

$$r_4 = 1,78 \cdot 1,78 / 3,56 = 0,89 \text{ мОм};$$

$$x_{\Delta} = 5,98 + 5,98 + 350 = 361,96 \text{ мОм};$$

$$x_5 = x_6 = 5,98 \cdot 350 / 361,96 = 5,78 \text{ мОм};$$

$$x_4 = 5,98 \cdot 5,98 / 361,96 = 0,10 \text{ мОм};$$

$$z_4 = 0,89 + j0,1 = 0,90 \text{ мОм};$$

$$z_5 = z_6 = 0 + j5,78 = 5,78 \text{ мОм};$$

$$z_7 = z_3 + z_6 = (0,93 + j11,95) + (0 + j5,78) = 0,93 + j17,73 = 17,75 \text{ мОм};$$

$$z_8 = x'_1 + z_4 = (0 + j3,28) + (0,89 + j0,1) = 0,89 + j3,38 = 3,49 \text{ мОм}.$$

$$z_9 = \frac{z_7 \cdot z_8}{z_7 + z_8} + z_5;$$

$$r_9 = \frac{0,93 \cdot 0,89}{0,93 + 0,89} + 0 = 0,45 \text{ мОм};$$

$$x_9 = \frac{17,73 \cdot 3,38}{17,73 + 3,38} + 5,78 = 8,62 \text{ мОм};$$

$$z_9 = 0,45 + j8,62 = 8,63 \text{ мОм}.$$

Визначимо значення струму трифазного металевого КЗ [4]:

$$I_{K_{\max}}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \cdot Z_i}; \quad (2.33)$$

$$I_{K_{C+G''}}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 8,63} = 26,79 \text{ кА};$$

$$I_{K_{G'}}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 11,98} = 19,3 \text{ кА};$$

$$I_{KG1}^{(3)} = \frac{19,3}{3} = 6,43 \text{ кА};$$

$$I_{KC+G2-6}^{(3)} = 26,79 + (19,3 - 6,43) = 39,66 \text{ кА}.$$

Визначаємо мінімальний струм трифазного КЗ з урахуванням струмообмежуючої дії дуги у місці пошкодження (перехідний опір дуги $R_{\text{пер}} = 15 \text{ мОм}$):

$$z'_9 = (0,45 + 15) + j8,62 = 15,45 + j8,62 = 17,69 \text{ мОм},$$

$$z'_3 = (0,93 + 15) + j11,95 = 15,93 + j11,95 = 19,91 \text{ мОм},$$

$$I_{KC+G''}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 17,69} = 13,07 \text{ кА},$$

$$I_{KG'}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 19,91} = 11,61 \text{ кА},$$

$$I_{KG1}^{(3)} = \frac{11,61}{3} = 3,87 \text{ кА},$$

$$I_{KC+G2-6}^{(3)} = 13,07 + (11,61 - 3,87) = 20,81 \text{ кА}.$$

Визначаємо середнє значення струму трифазного КЗ:

$$I_{K.\text{ср}C+G''}^{(3)} = \frac{26,79 + 13,07}{2} = 19,93 \text{ кА};$$

$$I_{K.\text{ср}G'}^{(3)} = \frac{19,3 + 11,61}{2} = 15,46 \text{ кА};$$

$$I_{K.\text{ср}G1}^{(3)} = \frac{6,43 + 3,87}{2} = 5,15 \text{ кА};$$

$$I_{K.\text{ср}C+G2-6}^{(3)} = \frac{39,66 + 20,81}{2} = 30,24 \text{ кА}.$$

Визначаємо величину ударного струму КЗ:

$$i_y = 1,83 \cdot I_{\text{Ксеп}}^{(3)}; \quad (2.34)$$

$$i_{yG1} = 1,83 \cdot 5,15 = 9,42 \text{ кА};$$

$$i_{yC+G2-6} = 1,83 \cdot 30,24 = 55,34 \text{ кА}.$$

Визначаємо величину струмів КЗ в РУ ВП-0,4 кВ (схема на рисунку 2.8).

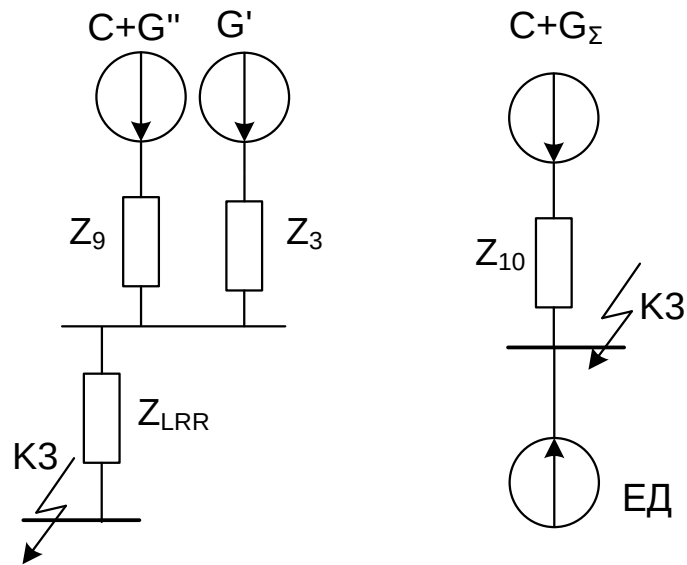


Рисунок 2.8 – Зображення перетвореної заступної схеми для точки КЗ К₃

$$Z_{10} = \frac{Z_9 \cdot Z_3}{Z_9 + Z_3} + Z_{\text{LRR}};$$

$$r_{10} = \frac{0,45 \cdot 0,93}{0,45 + 0,93} + 17 = 17,3 \text{ мОм};$$

$$x_{10} = \frac{8,62 \cdot 11,95}{8,62 + 11,95} + 140 = 145 \text{ мОм};$$

$$Z_{10} = 17,3 + j145 = 146,03 \text{ мОм};$$

$$I_{K_{\max}}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 146,03} = 1,58 \text{ кА};$$

$$z'_{10} = (17,3 + 15) + j145 = 148,55 \text{ мОм};$$

$$I_{KR}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 148,55} = 1,56 \text{ кА};$$

$$I_{K_{\text{сеп}}}^{(3)} = \frac{1,58 + 1,56}{2} = 1,57 \text{ кА};$$

$$I_{K.ED}^{(3)} = 2,29 \cdot I_{\text{НОМЛRR}}; \quad (2.35)$$

$$I_{K.ED}^{(3)} = 2,29 \cdot 50 = 114,5 \text{ А.}$$

$$i_{yED} = 3,22 \cdot I_{\text{НОМЛRR}}; \quad (2.36)$$

$$i_{yED} = 3,22 \cdot 50 = 161 \text{ А.}$$

Сумарні струми КЗ:

$$I_{K\Sigma\text{сеп}}^{(3)} = 1,57 + 0,1145 = 1,685 \text{ кА};$$

$$i_{y\Sigma\text{сеп}} = (1,83 \cdot 1,57) + 0,161 = 3,034 \text{ кА.}$$

2.7 Методика визначення максимальних струмів присіднань та імпульсів квадратичного струму

Визначимо значення максимальних струмів ВРУ-6 кВ [4, 5]:

$$I_{\max w} = \frac{P_{\text{гр.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \cos \varphi}; \quad (2.37)$$

$$I_{\max T3} = 1,5 \cdot \frac{S_{\text{Т.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}; \quad (2.38)$$

$$I_{\max w} = 2000 / (\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 0,8) = 240,8 \text{ (A)};$$

$$I_{\max T3} = 1,5 \cdot \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 6} = 231,2 \text{ (A)}.$$

Імпульс квадратичного струму дорівнюватиме:

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

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

$$B_k = 4,96^2 \cdot (0,2 + 0,05) = 6,15 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

Визначаємо значення максимальних струмів ГРУ-0,4 кВ:

$$I_{\max G} = I_{\text{г.НОМ}} / 0,95; \quad (2.40)$$

$$I_{\max G} = 903 / 0,95 = 950,5 \text{ (A)};$$

$$I_{\max w} = 1926 / (\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,8 \cdot 6) = 579,8 \text{ (A)};$$

$$I_{\max T3} = 1,5 \cdot \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 3468,2 \text{ (A)};$$

$$I_{\max LR} = I_{\max LRR} = 50 \text{ A};$$

$$B_k = 35,39^2 \cdot (0,31 + 0,03) = 425,8 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

Визначимо значення максимальних струмів РУВП-0,4 кВ:

$$I_{\max LR} = I_{\max LRR} = 50 \text{ A};$$

$$B_K = I_{K\text{сеп}}^{(3)^2} \cdot (t_{\text{вим}} + T_{\text{а.ср}}) + 1,5 \cdot I_{K.\text{ЕД}}^{(3)^2} \cdot T_{\text{а.ср}} + 4 \cdot I_{K\text{сеп}}^{(3)} \cdot I_{K.\text{ЕД}}^{(3)} \cdot T_{\text{а.ср}}, \quad (2.41)$$

де $t_{\text{вим}} = t_{\text{св}} + t_{\text{а}}$ – час вимикання КЗ, с;

$t_{\text{св}}$ – час спрацювання струмової відсічки автомата, с;

$t_{\text{а}}$ – час гасіння дуги в автоматі, с;

$T_{\text{а.ср}} = 0,03$ – середній час затухання вільних струмів КЗ, с.

Приймемо для установки автомат типу АЕ 2043: $U_{\text{а.ном}} = 660 \text{ В}$; $I_{\text{а.ном}} = 63 \text{ А}$; ГКС = 6; $t_{\text{св}} = 0,04 \text{ с}$.

$$B_K = 1,57^2 (0,05+0,03) + 1,5 \cdot 0,1145^2 \cdot 0,03 + 4 \cdot 1,57 \cdot 0,1145 \cdot 0,03 = 0,22 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

2.8 Аналіз умов вибору комутаційної апаратури

Враховуючи умови вибору вимикачів та роз'єднувачів [4, 5] вибираємо комутаційне обладнання для ВРУ 6 кВ. Результати вибору представлені в таблиці 2.13.

Також вибираємо обладнання для ГРУ-0,4 кВ:

а) в колі генератора

$$U_{\text{уст}} = 380 \text{ В} < U_{\text{а.ном}} = 660 \text{ В};$$

$$I_{\max} = 950,5 \text{ А} < I_{\text{а.ном}} = 3200 \text{ А};$$

$$i_y = 55,34 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 65 \text{ кА},$$

встановлюємо автомат типу Е25 серії «Електрон».

б) в колі трансформатора зв'язку

$$U_{уст} = 380 \text{ В} < U_{а.ном} = 660 \text{ В};$$

$$I_{max} = 3468,2 \text{ А} < I_{а.ном} = 4000 \text{ А};$$

$$i_y = 55,34 \text{ кА} < i_{дин} = 65 \text{ кА},$$

отже, встановлюємо автомат типу Е25 серії «Електрон».

Таблиця 2.13 – Результати вибору вимикачів та роз'єднувачів для ВРУ-6 кВ

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	ВРО-10	Комірка КРУ (КУ10Ц)
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 240,8 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{п,т} = 4,81 \text{ кА}$	$I_{вим.ном} = 12,5 \text{ кА}$	-
$i_{а,т} = 1,18 \text{ кА}$	$i_{а,ном} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 12,5 = 7,05 \text{ кА}$	-
$I_{п,о} = 4,96 \text{ кА}$	$I_{дин} = 12,5 \text{ кА}$	-
$i_y = 10,68 \text{ кА}$	$i_{дин} = 32 \text{ кА}$	-
$B_k = 6,15 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 12,5^2 \cdot 3 = 468,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	-

в) лінія до споживача

$$U_{уст} = 380 \text{ В} < U_{а.ном} = 660 \text{ В};$$

$$I_{max} = 579,8 \text{ А} < I_{а.ном} = 3200 \text{ А};$$

$$i_y = 64,76 \text{ кА} < i_{дин} = 65 \text{ кА},$$

встановлюємо автомат типу Е25 серії «Електрон».

Також, вибираємо обладнання для РУ ВП-0,4 кВ:

$$U_{уст} = 380 \text{ В} < U_{а.ном} = 660 \text{ В};$$

$$I_{max} = 50 \text{ А} < I_{а.ном} = 63 \text{ А};$$

$$i_y = 3,034 \text{ кА} < i_{дин} = 6 \text{ кА}.$$

Встановлюємо автомат типу АЕ 2043.

2.9 Аналіз умов вибору струмоведучих частин

Вибираємо струмоведучі частини для ВРУ-6кВ [4]:

а) вибираємо збірні шини:

$$I_{\max} = 240,8 \text{ A};$$

$$I_{n,o} = 4,96 \text{ кА} < 20 \text{ кА};$$

$$i_y = 10,68 \text{ кА} < 50 \text{ кА},$$

отже, приймаємо провід марки АС-70/11: $I_{\text{доп}} = 265 \text{ A}$.

б) відгалуження до ТЗ

Розраховуємо економічний переріз згідно [4]:

$$q_{\text{ек}} = \frac{I_{\text{норм}}}{j_{\text{ек}}}, \quad (2.42)$$

де $j_{\text{ек}}$ – значення економічної густини струму. $\text{A} / \text{мм}^2$;

$I_{\text{норм}}$ – величина струму нормального режиму, А.

$$q_{\text{ек}} = \frac{231,2/1,5}{1} = 154,1 (\text{мм}^2).$$

Приймаємо провід марки АС 150/24: $d = 17,1 \text{ мм}$; $I_{\text{доп}} = 450 \text{ A}$.

Вибираємо необхідні струмоведучі частини для ГРУ-0,4 кВ:

$$I_{\max} = 3468,2 \text{ A};$$

$$i_y = 64,76 \text{ кА};$$

$$B_{\text{к}} = 425,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Встановлюємо шинопровід марки ШМА 68Н [4]:

$$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}; > I_{\text{max}} = 2309,4 \text{ А};$$

$$q = 2(160 \cdot 12) = 3840 \text{ мм}^2.$$

Виконаємо перевірку за максимальним струмом:

$$I_{\text{max}} = 3468,2 \text{ А} < I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}.$$

Виконаємо перевірку на термічну стійкість:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{c}; \quad (2.43)$$

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{425,8 \cdot 10^6}}{91} = 226,8 \text{ мм}^2 < q = 3840 \text{ мм}^2.$$

Виконаємо перевірку на механічну міцність.

Визначаємо довжину прогону:

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{I}{q}}, \quad (2.44)$$

де I – момент інерції шин.

Шини на ізоляторах встановлюємо на ребро, а полоси в пакеті жорстко зв'язані між собою, фази розташовуємо горизонтально.

$$I = 0,72 \cdot b^3 \cdot h; \quad (2.45)$$

$$I = 0,72 \cdot 1,2^3 \cdot 16 = 19,9 \text{ см}^4;$$

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{19,9}{19,2 \cdot 2}} = 0,62 \text{ м}^2;$$

$$l \leq 0,79 \text{ м}.$$

Якщо шини на ізоляторах встановлюємо плазом, тоді:

$$I = b \cdot \frac{h^3}{6}; \quad (2.46)$$

$$I = \frac{1,2 \cdot 16^3}{6} = 28,6 \text{ см}^4;$$

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{28,6}{19,2 \cdot 2}} = 0,75 \text{ м}^2;$$

$$l \leq 0,86 \text{ м.}$$

Отже, приймаємо другий варіант розташування шин, в якому $l = 0,86 \text{ м}$, а відстань між фазами $a = 0,20 \text{ м}$.

Далі необхідно визначити силу взаємодії між полосами шин [4]:

$$f_{\pi} = \frac{K_{\phi} \cdot i_y^2}{4 \cdot b} \cdot 10^{-1}, \quad (2.47)$$

де $b = 12 \text{ мм} = 0,012 \text{ см}$; $K_{\phi} = 0,34$.

$$f_{\pi} = \frac{0,34 \cdot 64,76^2}{4 \cdot 0,012} \cdot 10^{-1} = 2970,6 \text{ Н/м.}$$

Визначаємо напруженість в матеріалі полос (при одній прокладці в прогоні):

$$\sigma_{\pi} = \frac{f_{\pi} \cdot l_{\pi}^2}{12 \cdot W_{\pi}}; \quad (2.48)$$

$$W_{\pi} = h \cdot \frac{b^2}{6};$$

$$W_{\Pi} = \frac{16 \cdot 1,2^2}{6} = 3,84 \text{ см}^3.$$

$$\sigma_{\Pi} = \frac{2970,6 \cdot 0,43}{12 \cdot 3,84} = 27,7 \text{ МПа}.$$

Визначаємо напруженість в матеріалі шин від взаємодії фаз:

$$\sigma_{\Phi} = \sqrt{3} \cdot 10^{-2} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{a \cdot W_{\Phi}}, \quad (2.49)$$

де $W = b \cdot \frac{h^2}{3} = 1,2 \cdot \frac{16^2}{3} = 102,4 \text{ см}^3.$

$$\sigma_{\Phi} = \sqrt{3} \cdot 10^{-2} \cdot \frac{0,86^2 \cdot 64,76^2}{0,20 \cdot 102,4} = 2,62 \text{ МПа}.$$

$$\sigma_{\text{розр}} = \sigma_{\Phi} + \sigma_{\Pi};$$

$$\sigma_{\text{розр}} = 2,62 + 27,7 = 30,32 \text{ МПа} < \sigma_{\text{доп}} = 40 \text{ МПа (алюміній марки АДО)}.$$

Вибираємо струмоведучі частини для РУ ВП-0,4 кВ [4].

а) вибираємо збірні шини:

$$I_{\max} = 50 \text{ А}; i_y = 3,034 \text{ кА}; B_k = 0,22 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Отже, встановлюємо однополюсні мідні шини прямокутного перерізу:

$$q = 15 \times 3 = 45 \text{ (мм}^2\text{)}; I_{\text{доп.ном}} = 165 \text{ (А)}.$$

Виконаємо перевірку за максимальним струмом:

$$I_{\max} = 50 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 165 \text{ А}.$$

Виконаємо перевірку на термічну стійкість:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{0,22 \cdot 10^6}}{91} = 5,15 \text{ (мм}^2\text{)} < q = 45 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Далі, необхідно виконати перевірку на механічну стійкість.

Шини на ізоляторах встановлюємо плазом, а фази розташовуємо горизонтально. Визначаємо момент інерції:

$$I = \frac{b \cdot h^3}{12};$$

$$I = \frac{0,3 \cdot 1,5^3}{12} = 0,08 \text{ см}^4.$$

Визначаємо момент опору шин:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6};$$

$$W = \frac{0,3 \cdot 1,5^2}{6} = 0,11 \text{ см}^3;$$

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \sqrt{\frac{0,08}{0,45}} = 0,37 \text{ м}^2;$$

$$l \leq 0,6 \text{ м.}$$

Тому, прийmemo $l = 0,6 \text{ м}$, $a = 0,20 \text{ м}$.

Визначаємо напруженість в матеріалі шин:

$$\sigma_{\text{розр}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-2} \frac{i_y^2 \cdot l^2}{a \cdot W}; \quad (2.50)$$

$$\sigma_{\text{розр}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-2} \frac{3,034^2 \cdot 0,6^2}{0,11 \cdot 0,2} = 2,61 \text{ (МПа)} < \sigma_{\text{доп}} = 40 \text{ (МПа)}.$$

б) вибираємо кабель до електродвигуна власних потреб типу 4А112М2У3:

$$P_{\text{ном}} = 7,5 \text{ кВт}; U_{\text{ном}} = 380 \text{ В}; I_{\text{ном}} = 14,8 \text{ А}; \cos \varphi_{\text{ном}} = 0,88; h_0 = 0,875;$$

$$K_{\text{п}} = 7,5; v_0 = 35^{\circ}\text{C}; T_{\text{max}} = 3500 \text{ год.}$$

Визначаємо економічний переріз:

$$q_{\text{ек}} = 14,8/1,4 = 10,6 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Визначаємо мінімальний переріз за умовою термічної стійкості:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{0,22 \cdot 10^6}}{98} = 4,79 \text{ мм}^2.$$

Після виконаних розрахунків приймаємо кабель перерізом 6 мм², при цьому $I_{\text{доп}} = 32 \text{ А}$ з алюмінієвими жилами та гумовою ізоляцією.

2.10 Методика вибору вимірювальних трансформаторів

Розглянемо порядок вибору вимірювальних трансформаторів струму (ТС) та напруги (ТН) в колі ЛЕП-6 кВ. Результати вибору покажемо в наступних таблицях.

Слід зазначити, що:

- 1) $I_2 = 5 \text{ А};$
- 2) тип схеми з'єднань обмоток ТС: повна зірка;
- 3) варіант виконання вторинних обмоток: 0,5/10 Р;
- 4) визначаємо розрахункову довжину з'єднувальних проводів:

$$I_{\text{розр.}} = \sqrt{3} \cdot 1 = \sqrt{3} \cdot 6 = 10,4 \text{ м}; \rho = 0,0283 \text{ Ом/м.}$$

Таблиця 2.14 – Отримані результати розрахунків та каталожні дані трансформатора струму типу ТПЛ–10

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{\text{уст}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 240,8 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 300 \text{ А}$
$i_y = 10,68 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 52,5 \text{ кА}$
$B_k = 6,15 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = (45 \cdot 0,3)^2 \cdot 3 = 546,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$r_2 = 0,39 \text{ Ом}$	$r_2 = 0,4 \text{ Ом}$

Таблиця 2.15 – Визначення вторинного навантаження ТС

Прилад	Тип	Навантаження, В.А, фази		
		А	В	С
Амперметр	Е-335	0,5	-	-
Лічильник активної енергії	І-675	2,5	-	2,5
Лічильник реактивної енергії	І-676	2,5	-	2,5
		5,5	-	5,0

Виконаємо перевірку трансформатора струму (ТС) на клас точності [4, 7].

Спочатку визначаємо загальний опір приладів:

$$r_{\text{прил.}} = \frac{S_{\text{прил.}}}{I_{2\text{ном.}}^2}; \quad (2.51)$$

$$r_{\text{прил.}} = \frac{5,5}{5^2} = 0,22 \text{ (Ом)};$$

Визначаємо допустимий опір проводів:

$$r_{\text{пр.}} = r_{2\text{ном.}} - r_{\text{прил.}} - r_{\text{к.}}; \quad (2.52)$$

$$r_{\text{пр.}} = 0,4 - 0,22 - 0,1 = 0,08 \text{ (Ом)};$$

Визначаємо розрахунковий переріз проводів:

$$q_{\text{розр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{розр.}}}{r_{\text{пр.}}}; \quad (2.53)$$

$$q_{\text{розр}} = \frac{0,0283 \cdot 10,4}{0,08} = 3,68 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

По результатам розрахунків приймаємо кабель марки АКРВГ з жилами перерізом 4 мм².

Визначимо вторинне навантаження ТС:

$$r_2 = \frac{0,0283 \cdot 10,4}{4} + 0,22 + 0,1 = 0,39 \text{ Ом} < r_{2\text{ном}} = 0,4 \text{ Ом}.$$

Обираємо для встановлення трансформатор напруги (ТН) типу ЗНОЛ.06-6У3 [7, 8]:

$$U_{1\text{ном}} = \frac{6300}{\sqrt{3}} \text{ В}; U_{2\text{ном}} = \frac{100}{\sqrt{3}} \text{ В}; U_{2\text{дод.}} = 100 \text{ В}; S_{2\text{ном}} = 50 \text{ ВА}.$$

Таблиця 2.16 – Аналіз вторинного навантаження ТН

Прилад	Тип	$S_{обм.},$ ВА	$n_{обм.},$ шт.	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	$n_{прил.},$ шт.	Загальна потужність	
							$P,$ Вт	$Q,$ ВАр
Лічильник активної енергії	I-675	3 Вт	2	0,38	0,925	1	6	14,5
Лічильник реактивної енергії	I-676	3 Вт	2	0,38	0,925	1	6	14,5
Разом:							12	29

Вторинне навантаження:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{12^2 + 29^2} = 31,4 \text{ ВА} < S_{2ном} = 3 \cdot 50 = 150 \text{ ВА}.$$

Для з'єднання ТН з приладами використовуємо кабель марки АКРВГ з жилами перерізом 2,5 мм².

Всі необхідні дані по вибраним вимірювальним трансформаторам показані в таблиці 2.17.

Таблиця 2.17 – Результати вибору вимірювальних трансформаторів

Перелік місць встановлення	Трансформатор	
	струму	напруги
ВРУ-6 кВ	ТПЛК-10	ЗНОЛ.06-10У3
Генератор	ТК-40	НТС-0,5У3
Трансформатор зв'язку - на стороні ВН - на стороні НН	ТПЛ-10 ТК-40	-
Реактори власних потреб	ТК-40	-
Кабельні лінії 0,4 кВ	ТК-40	-
ГРУ-0,4 кВ	ТК-40	НТС-0,5У3
РУВП-0,4 кВ	ТК-20	НТС-0,5У3

2.11 Аналіз вибору акумуляторної батареї

Згідно [4, 5] відомо, що на теплоелектроцентралях з поперечними зв'язками встановленою потужністю до 200 МВт встановлюється одна акумуляторна батарея (АБ), яка потрібна для живлення кіл керування, автоматики, сигналізації, аварійного освітлення, а також для електропостачання важливих механізмів ВП, що забезпечує збереження обладнання в необхідному робочому стані. Отже, маємо наступні вихідні дані для розрахунку та вибору АБ:

- номінальна напруга:	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ В};$
- напруга на шинах:	$U_{\text{ш}} = 230 \text{ В};$
- кількість основних елементів батареї:	$n_o = 108;$
- кількість додаткових елементів батареї:	$n_d = 22;$
- загальна кількість елементів батареї:	$n = 130;$
- напруга на елементі в режимі підзаряду:	$U_{\text{пз}} = 2,15 \text{ В};$
- напруга на елементі в кінці розряду:	$U_p = 1,75 \text{ В};$
- напруга на елементі наприкінці заряджання:	$U_3 = 2,75 \text{ В};$
- температура електроліту:	$+25^\circ\text{C} (j = 25 \text{ А/Н}).$

Запишемо типовий номер АБ:

$$N \geq 1,05 \cdot I_{\text{ав}} / j; \quad (2.54)$$

$$N \geq 1,05 \cdot 242 / 25 = 10,2.$$

Виконаємо перевірку за максимальним струмом поштовху:

$$N \geq I_{\text{пошт}} / 46; \quad (2.55)$$

$$N > 290 / 46 = 6,3.$$

Таблиця 2.18 – Аналіз навантаження АБ

Електроприймач	К- сть	Р _{ном} , кВт	I _{ном} , А	I _{розр} , А	I _{пуск} , А	I _{ав} , А	I _т , А
Постійне навантаження	-	-	-	20	-	20	20
Аварійне освітлення	-	-	-	60	-	60	-
Перетворювальний агрегат оперативного зв'язку	1	7,2	38	30	100	30	30
Електродвигун аварійного маслонасосу ущільнень генератора	6	1,9	10	8	28	48	-
Електродвигун аварійного оливного насосу змащування турбін	6	3,2	17	14	40	84	240
Разом						242	290

Отже, приймемо наступний типорозмір АБ - N=12 (батарея типу Varta).

В умовах аварійного короткочасного навантаження виконаємо перевірку АБ за допустимою напругою:

$$j_n = I_{\text{пошт}} / N; \quad (2.56)$$

$$j_n = 290/12 = 24,2 \text{ А/Н.}$$

Використовуючи довідникові дані з [4], за допомогою рисунку 7.2 визначаємо, що напруга у споживачів з врахуванням втрат в кабелі (5%) становить 90% - а це більше допустимого значення 85%.

Визначаємо розрахункові струм та напругу підзарядного пристрою основних елементів:

$$I_{\text{пзп}} = I_{\text{пост}} + 0,15 \cdot N; \quad (2.57)$$

$$U_{\text{пзп}} = U_{\text{пз}} \cdot n_o;$$

$$I_{\text{пзп}} = 0,15 \cdot 12 + 20 = 21,8 \text{ А;}$$

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

Отже, вибираємо для встановлення ПЗП типу ВАЗП-380/260-40/80.

Визначаємо розрахункові значення струму та напруги підзарядного пристрою додаткових елементів:

$$\begin{aligned} I_{\text{ПЗП, дод}} &= 0,05 \cdot N; \\ U_{\text{ПЗП, дод}} &= U_{\text{ПЗ}} \cdot n_{\text{д}}, \\ I_{\text{ПЗП, дод}} &= 0,05 \cdot 12 = 0,6 \text{ A}; \\ U_{\text{ПЗП, дод}} &= 2,15 \cdot 22 = 47,3 \text{ В}. \end{aligned} \tag{2.58}$$

Отже, вибираємо автоматичний ПЗП типу АРН-3 (панель автоматичного регулювання типу ПЕХ-9045-00А2).

Визначаємо розрахункові значення струму та напруги зарядного пристрою:

$$\begin{aligned} I_{\text{ЗП}} &= I_{\text{пост}} + 5 \cdot N; \\ U_{\text{ЗП}} &= U_{\text{з}} \cdot n, \\ I_{\text{ЗП}} &= 20 + 5 \cdot 12 = 80 \text{ A}; \\ U_{\text{ЗП}} &= 2,75 \cdot 130 = 357,5 \text{ В}. \end{aligned} \tag{2.59}$$

Отже, вибираємо зарядний пристрій типу ТППС-800.

2.12 Вибір засобів обмеження перенапруг

Для того, щоб забезпечити захист обладнання від атмосферних та комутаційних перенапруг встановлюємо розрядники [4]:

- а) для ЛЕП – 6 кВ та на стороні ВН ТЗ – використовуємо РВО-6У1;
- б) на стороні НН ТЗ – використовуємо РВН-1У1.

З ДОСЛІДЖЕННЯ ПИТАНЬ ЗАСТОСУВАННЯ ЗАСОБІВ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ТА АВТОМАТИКИ

Застосування засобів релейного захисту та автоматики на теплоелектроцентралі (ТЕЦ) є важливим для забезпечення безпеки та надійності її роботи. Тому що ці засоби виконують наступні важливі функції, а саме [9, 11]:

1. Забезпечують захист обладнання електростанції від аварійних ситуацій - релейний захист виявляє та миттєво реагує на будь-які аварії або ненормальні режими роботи, такі як КЗ, перевантаження чи інші несправності. Це допомагає запобігти серйозним пошкодженням обладнання та забезпечити швидке відключення несправного елемента;

2. Забезпечують підвищення рівня надійності роботи електростанції – застосування засобів релейного захисту дозволяє зменшити ризик тривалих відключень, оскільки система швидко і точно визначає проблему і автоматично її усуває без людського втручання. Це покращує стабільність та ефективність роботи ТЕЦ;

3. Забезпечують збереження обладнання електростанції, оскільки вчасне виявлення несправностей дозволяє мінімізувати пошкодження дороговартісного обладнання, зменшити витрати на його ремонт і продовжити термін служби обладнання.

4. Забезпечують необхідний захист персоналу, оскільки релейний захист є дуже важливим для забезпечення безпеки обслуговуючого персоналу, тому що він запобігає надмірному навантаженню на електричне обладнання, а також може попереджати про виникнення ймовірних небезпечних ситуацій для працівників електростанції, які пов'язані з електричними ударами або вибухами.

5. Забезпечують економію ресурсів, тому що засоби релейного захисту дозволяють автоматично та оперативно відновлювати нормальну роботу ТЕЦ, що сприяє економії енергії та зменшує витрати на ремонт.

Отже, засоби релейного захисту та автоматики є надзвичайно важливими для забезпечення безпеки, надійності та економічної ефективності роботи теплоелектроцентралі.

3.1 Аналіз системи оперативного керування ТЕЦ

Відомо, що оперативне керування на теплоелектроцентралі (ТЕЦ) тепловим та електричним обладнанням блоку, включаючи вимикачі зі сторони вищої напруги ведуть централізовано з блочного щита управління (БЩУ). Блочні щити здійснюють технологічне управління двома блоками і розміщені між цими блоками на відмітці основного обслуговування. Для керування роботою основних агрегатів блоку - котла, турбіни, генератора, живлячих насосів - споруджують місцеві щити, на яких встановлюються необхідні пристрої та апарати керування та контролю.

Розподільчі установки (РУ) підвищених напруг встановлюють на самостійних оперативних ділянках на ЦЩУ. На ЦЩУ зосереджується також інформація про роботу блоків, сигналізація, централізована система керування [9, 11].

Для оперативного двохстороннього зв'язку на ЦЩУ встановлюють комбіновані комутатори гучномовного та телефонного зв'язку, додаткові промислові багатоканальні телевізійні установки. На ЦЩУ виносять управління та контроль слідуючими елементами ТЕЦ: вимикачами РУ (розподільчого пристрою) вищої та середньої напруги, резервними трансформаторами власних потреб, включаючи магістральні та секційні вимикачі; блочними трансформаторами; резервними збуджувачами; виробничо-протипожежними насосами; телекерованими насосами (освітленої води I і II підйому, насосами хімводоочистки I і II підйому); загальностанційними трансформаторами 6/0,4 кВ головного корпусу.

На ЦЩУ передбачені сигналізація положення вимикачів в ланцюгу генератора (якщо вони встановлені) і введення резервного живлення секцій 6

кВ власних потреб блоків; вимірювання та збільшення активної та реактивної потужностей; сигналізація виклику персоналу, сигналізація про несправності на блоці, а також загальностанційні засоби центральної сигналізації; телемеханіка, протиаварійна телемеханіка, протиаварійна автоматика; системи автоматичного регулювання частоти і активної потужності (САРЧП), групового керування збуджувачем (ГКЗ) та автоматики пожежної безпеки та інше.

З кожного БЦУ здійснюються операції пуску і зупинки та нормальна експлуатація двох блоків. На БЦУ виноситься контроль та керування:

- системою збудження генераторів;
- переведення генератора з робочого збудження на резервне та навпаки, вимикачами вводів робочих трансформаторів власних потреб блоку;
- вимикачами вводів резервного живлення секції (6 кВ) власних потреб блоку;
- вимикачами і автоматами блочних робочих і резервних трансформаторів 6/0,4кВ власних потреб;
- 0,4 кВ головного корпусу; електродвигунами в.п. блоку;
- дизель-генераторної станції, трансформаторами фільтрів, а також сигналізацією виклику персоналу при несправностях на місцевих щитах керування та в електропристроях, які відносяться до даного блоку.

На ТЕЦ встановлена система керування обладнанням, що містить у собі керування комутаційною апаратурою, регулювальними та вимірювальними пристроями. На станції організується 5 ділянок оперативного обслуговування: паливно-транспортна, котлотурбінна, електрична, хімічна, теплової автоматики і вимірювань.

Керування генераторами, трансформаторами, ЛЕП, комутаційними апаратами, колами ВП здійснюється з центрального щита керування (ЦЩК), за яким знаходиться начальник зміни, який керує черговим персоналом електроцентралі. Керування електродвигунами, котельними агрегатами, живильно - діаераторною установкою здійснюється з центрального щита, який

розташований в центрі головного корпусу.

3.2 Аналіз системи сигналізації ТЕЦ

На щитах керування ТЕЦ передбачені спеціальні види технологічної сигналізації:

1. Сигналізація положення (комутаційного апарата):

- червона лампа - “ввімкнено”;
- зелена лампа - “вимкнено”.

2. Аварійна сигналізація - сигналізація аварійного відключення комутаційних апаратів. Здійснюється сиреною або дзвінком та світловим сигналом зеленої лампи.

3. Попереджувача сигналізація - сигнали про настання ненормального режиму в роботі агрегатів. Здійснюється звуковими періодичними сигналами та індивідуальними світловими сигналами (тільки з написом).

4. Сигналізація дії захисту - супроводжується звуковими сигналами, миготінням ламп аварійного відключення і випаданням прапорця вказівного реле.

5. Сигналізація дії автоматики супроводжується індивідуальними світловими сигналами у вигляді миготіння відповідної лампи (АВР, АЧР).

6. Командна сигналізація - сигнали для передачі з цеху в цех обмеженої кількості найбільш важливих і частих розпоряджень.

Вибір системи дистанційного керування. Система дистанційного керування призначена для контролю та керування обладнанням, що знаходиться на відстані. Дистанційне керування здійснюється вимикачами, контакторами, роз'єднувачами і т.п. Прийнято дві системи дистанційного керування: індивідуальна і вибірна. Для вимикачів і роз'єднувачів застосовується індивідуальна система керування. Для керування БЩУ технологічним устаткуванням енергоблоків застосовується вибірна система дистанційного керування. Її відмінна риса полягає в тому, що для групи

об'єктів використовується загальний ключ керування та клавішний номеронабирач.

Автоматика і блокування. На проектованій ТЕЦ передбачене застосування таких видів автоматики і блокування, як:

1. АВР відповідних споживачів ВП;
2. АЧР на шинах ВП (на базі ИВЧ-3);
3. Автоматика синхронізації генератора з мережею на базі автоматичного синхронізатора УБАС;
4. Автоматичне регулювання збудження, напруги та реактивної потужності;
5. Автоматичне гасіння поля (АГП-40);
6. Автоматичне форсування та розфорсування збудження;
7. Автоматичне компаундування та електромагнітна корекція напруги (ЕПА-325В);
8. Вторинні автоматичні регулятори частоти та потужності (загальностанційні та блочні);
9. Автоматика системи підготовки та подачі палива;
10. Автоматика системи хімічного очищення води;
11. Автоматика системи ведення заданого режиму котла та турбіни;
12. Автоматика пуску та зупинки агрегатів.

Телемеханіка. На проектованій електроцентралі передбачений пристрій телевимірювань і телесигналізації. Цей пристрій здійснює передачу даних ТЕЦ у ЦДП енергосистеми в такому об'ємі: телесигналізація положення основних вимикачів головної схеми та Безперервне телевимірювання сумарної потужності генераторів ТЕЦ.

Зв'язок. Внутрішній зв'язок на ТЕЦ поділяється на оперативний зв'язок та технологічний зв'язок і сигналізацію. Об'єм оперативного зв'язку містить:

- а) встановлений на ЦЩУ комутатор диспетчерського зв'язку типу ЕДШС - 5 і комутатор типу ДИСа;
- б) оперативний зв'язок ТЕЦ – двохсторонній зв'язок з використанням

гучномовця;

в) пожежна сигналізація типу СПДУ з установкою датчиків у всіх приміщеннях. Зовнішній зв'язок ТЕЦ включає:

1. Зв'язок із диспетчером енергосистеми по високочастотному каналу і по пристроях телемеханіки;
2. Вихід на міський телефонний зв'язок;
3. Прямий зв'язок із електроцехом, цехом водопостачання, ВРП, паросиловим цехом, цехом перерозподілу вугілля;
4. Радіопошуковий зв'язок (із зворотним зв'язком);
5. Охоронний зв'язок і сигналізація;
6. Радіозв'язок від міської мережі через штаб цивільної оборони (ЦО) з метою використання зв'язку штабом ЦО.

3.3 Аналіз засобів релейного захисту та автоматики ТЕЦ

Засоби релейного захисту та автоматики є ключовим елементом автоматики електроустановок та енергосистем [9, 12]. Їх основною функцією є виявлення пошкодженої частини електричної системи та, за можливості, оперативне подання керуючого сигналу для її відключення. Додаткова задача релейного захисту полягає в сигналізації про виникнення ненормальних режимів роботи обладнання. Основні види захистів на спроектованій теплоелектроцентралі показані в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Аналіз основних захистів на ТЕЦ

Захищений елемент	Вид пошкодження	Тип захисту та використані реле
1	2	3
Збірні шини ВРУ-220 кВ	1. Всі види КЗ	Диференційний захист шин ДЗШ-220
	2. Багатофазні КЗ	Струмова відсічка, РСТ-11
ЛЕП-220	1. Всі види КЗ	Панель захисту ЕПЗ – 1636М (ШДЕ - 2801)

Захищений елемент	Вид пошкодження	Тип захисту та використані реле
1	2	3
	2. Замикання на землю	Панель захисту ЕПЗ – 1636М (ШДЕ - 2801)
Шини ВП 6 кВ	1. Всі види КЗ, симетричних перенапруг, пошкодження магістралі резервного жив-лення (МРЖ)	Повздовжній диф. захист ДЗТ-13/3.
	2. Міжфазне КЗ на МРЖ	Повздовжній диф. захист, РНТ-565
Кабельні лінії 6 кВ	1. Захист від багатофазних КЗ	Двохступеневий струмовий захист (струмова відсічка та МСЗ) на реле типу РСТ-11 та вихідному реле.
	2. Захист від однофазних замкнень	РП-23 Струмовий захист нульової послідовності ЗЗП-1
Трансформатор власних потреб (ТВП)	1. Всі види КЗ в обмотках і на виводах	Повздовжній диф. захист ДЗТ-21.
	2. Зовнішнє КЗ.	Дистанційний захист з боку ВН та з боку НН ТВП (Блок-реле БРЭ-2801), на резер-вному ТВП додатково з боку ВН- струмова відсічка на реле типу РСТ-11
	3. Симетричне перенавантаження	МСЗ, РСТ-11
	4. Пожежа в трансформаторі	Газове реле РЗТ-80.
	5. Пошкодження на шинах ВП 6 кВ	Дистанційний захист БРЭ-2801
	6. Пошкодження на магістралі резервного жив-лення 6 кВ	Диф. захист на реле РНТ-561

Захищений елемент	Вид пошкодження	Тип захисту та використані реле
1	2	3
Магістраль резервного живлення (МРЖ)	1. Всі види КЗ, симетричних перенапруг, пошкодження магістралі резервного живлення (МРЖ)	Повздовжній диф. захист ДЗТ-13/3.
	2. Міжфазне КЗ на МРЖ	Повздовжній диф. захист (РНТ-565)
Автотрансформатор зв'язку та блочні трансформатори	1. Захист від багатофазних КЗ в обмотках і на виводах	Повздовжній диф. захист ДЗТ-23
	2. Внутрішні замикання	Газовий захист з двома ступенями дії РЗТ-80.
	3. Зовнішнє КЗ на землю	МСЗ нульової послідовності, АЛ-1
	4. Зовнішні симетричні перенавантаження	МСЗ з незалежною витримкою часу, РСТ-11
	5. Зовнішні симетричні КЗ	МСЗ з пуском по напрузі (два реле РНТ, фільтр реле зворотньої послідовності РНФ-1М, мінімальне реле напруги РН-54/160)
	6. Зовнішні багатофазні не-симетричні КЗ	СЗ (направлений в бік ВН та не-направлений в бік СН) зворотньої послідовності, (фільтр реле струму та направлення потужності типу РМОП-2 та ненаправлене фільтр-реле струму РТФ1-М)
Двигуни	1. Багатофазні КЗ в обмотках статора і на його виводах	Струмова відсічка, диференційний повздовжній захист, РНТ-565.
	2. Однофазне замикання обмотки статора	Захист нульової послідовності, РТЗ-50

Захищений елемент	Вид пошкодження	Тип захисту та використані реле
1	2	3
	3. Обрив однієї фази двигуна	Захист нульової послідовності, або захист зворотньої послідовності РТЗ-50
	4. Перенапруга двигуна	Запобіжники, теплові розчіплювачі в автоматах або магнітних пусках, МСЗ
	5. Понижена напруга	Захист мінімальної напруги
Шиноз'єднувальний вимикач	1. Міжфазні КЗ	МСЗ, РСТ-11/6.
	2. Замикання на землю	Захист від замикань на землю РТЗ-50.

3.4 Аналіз методики розрахунку релейного захисту генератора типу СГДМ – 11 – 46 – 4

Розглянемо порядок та виконаємо розрахунок параметрів спрацювання релейного захисту та автоматики генератора типу СГДМ – 11 – 46 – 4, який використано при проектуванні даної теплоелектроцентралі. Для цього запишемо параметри даного типу генератора в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 - Параметри генератора СГДМ – 11 – 46 – 4

$S_{\text{ном.}}$, МВА	$P_{\text{ном.}}$, МВт	$U_{\text{ном.}}$, кВ	$\cos \varphi_{\text{ном.}}$	$I_{\text{ном.}}$, кА	X''_d , в.о.	X'_d , в.о.	X_d , в.о.
0,62	0,5	0,4	0,8	0,91	0,14	0,191	1,92

3.5 Алгоритм розрахунку струмів КЗ для вибору уставок захисту

Для вибору уставок захисту розрахуємо струми КЗ для початкового моменту часу сталого режиму, а також зміну їх у процесі КЗ.

Визначаємо поперечну надперехідну ЕРС обмотки статора [9]:

$$E_q'' = \sqrt{(U \cdot \cos \varphi)^2 + (U \cdot \sin \varphi + I \cdot x_d'')^2} = 1,087052 \text{ в.о.},$$

де $U = 1$ - напруга на виводах генератора; $I = 1$ - струм статора генератора;

φ - кут навантаження.

$$S_B = S_{нб}.$$

Визначаємо струм перехідного 3-х фазного КЗ на виводах генератора (у точці K_1)

$$I^{(3)} = E_q'' / x_d'' = 1,087 / 0,14 = 7,76 \text{ в.о. (або 7,061 кА)}.$$

При 2-х фазному КЗ на виводах генератора струм зворотної послідовності

$$I_2^{(2)} = E_q'' / (x_d'' + x_2) = 1,087 / (0,14 + 0,15) = 3,748 \text{ в.о. (3,41 кА)},$$

де X_2 - реактивний опір зворотної послідовності генератора.

Струм в пошкоджених фазах дорівнюватиме:

$$I_{\phi}''^{(2)} = \sqrt{3} I_2^{(2)} = 1,73 \cdot 3,74 = 6,47 \text{ в.о.}$$

При 2-х фазному КЗ (у точці K_2):

$$I_2^{(2)} = \frac{E_q''}{x_d'' + x_2} = 3,74 \text{ в.о. (3,4 кА)}.$$

3.6 Захист від багатofазних КЗ в обмотці статора і на виводах

1). Застосовуємо повздовжній диференційний захист із струмами, що протікають, для цього використовується реле типу ДЗТ-11/5. Захист виконується трифазним трилінійним.

2). Кількість витків робочої обмотки трансформатора, що насичується, $W_{роб}=144$ (трансформатор типу ТШЛ-20Б).

3). Максимальне розрахункове значення первинного струму небалансу:

$$I_{нб. розр. мах} = K_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I_{зовн.розр.макс} = 1 \cdot 0,1 \cdot 5150 = 515 \text{ А},$$

де $K_{одн}$ - коефіцієнт однотипності ТС; ε - повна похибка ТС; $I_{зовн.розр.макс}$ - зовнішній розрахунковий максимальний струм у сталому режимі; визначається максимальним струмом зовнішнього КЗ $I_{зовн.розр.макс} = 5150 \text{ А}$.

4). Розрахуємо робочу МРС при протіканні по робочій обмотці струму небалансу:

$$F_{роб.} = K_{відл.} \cdot I_{нб.розр.макс} \cdot W_{роб.}/n_{ТС} = 1,6 \cdot 515 \cdot 144/1000/5 = 593,28 \text{ А} \cdot \text{витки},$$

де $K_{відл.}$ - коефіцієнт відлагодження; $n_{ТС}$ - коефіцієнт трансформації трансформатора струму (ТС).

5). Гальмівна МРС:

$$F_{Гальм.} = 136 \cdot \sqrt{\left(\frac{F_{роб.}^2}{100^2} - 1\right)} = 136 \cdot \sqrt{\left(\frac{593,28^2}{100^2} - 1\right)} = 795,32 \text{ А} \cdot \text{витки}.$$

6). Визначаємо вторинне значення гальмівного струму:

$$I_{Гальм.втор.} = \frac{5150}{1000} = 5,15 \text{ А}.$$

7). Кількість витків гальмівної обмотки:

$$W_{\text{торм.роб.}} = 795,32/25,75 = 30,88 \text{ витка.}$$

Отже, приймаємо кількість витків - 31.

3.7 Захист від КЗ між витками однієї фази обмотки статора

Використовуємо одноступеневий поперечний диференційний струмовий захист.

Реле типу РТ - 40Ф з фільтром першої гармоніки. ТС встановлюється на шинопроводі, що з'єднує нейтралі паралельних віток.

Коефіцієнт трансформації $n_{\text{ТС}} = 1500/5 = 300$. Первинний струм спрацювання захисту дорівнюватиме:

$$I_{\text{с.з.}} = 0,2 \cdot I_{\text{ном.Г}} = 0,2 \cdot 0,91 = 0,182 \text{ кА.}$$

Струм спрацювання реле:

$$I_{\text{с.р.}} = I_{\text{с.з.}}/n_{\text{ТС}} = 182/300 = 0,606 \text{ А.}$$

3.8 Захист від замикання на землю (на корпус) обмотки статора

На генераторі СГДМ – 11 – 46 – 4 встановлюється захист типу ЗЗГ-1, який має дві діючі складові:

- максимальне реле напруги, що реагує на першу гармоніку, захищає 85 - 90 % витків обмотки статора з боку лінійних виводів;
- реле напруги третьої гармоніки з гальмуванням, що захищає до 35 % витків обмотки статора з боку нейтралі і саму нейтраль.

До діючих складових захисту подається напруга з боку лінійних виводів вимірювального трансформатора напруги типу ЗНОЛ - 06 - 10УЗ. Захист діє з незалежною витримкою часу 0,5 с.

3.9 Захист обмотки статора від зовнішніх симетричних КЗ

Використовуємо одноступеневий дистанційний захист. Реле включається на різницю фазних струмів від ТС, встановленого зі сторони нульових виводів, і на міжфазну напругу від ТН, який встановлений на лінійних виводах. Реле має кругову характеристику, розташовану в першому квадранті зі зміщенням в третій квадрант і охопленням початку координат. Захист виконується з двома ступенями витримки часу.

Визначимо опір спрацювання захисту:

$$Z_{сз} = \frac{0.95 \cdot U_{г.ном}}{\sqrt{3} \cdot 1.5 \cdot I_{г.ном} \cdot K_{відс} \cdot K_v \cdot \cos(\varphi_{мч} - \varphi_{нав})},$$

$$Z_{сз} = \frac{0.95 \cdot 0.4}{\sqrt{3} \cdot 1.5 \cdot 0.91 \cdot 1.2 \cdot 1.05 \cdot \cos(80^\circ - 31.8^\circ)} = 0.55 \text{ Ом},$$

де $K_{відс} = 1.2$; $K_v = 1.05$; $\varphi_{мч} = 80^\circ$ - кут максимальної чутливості; $\varphi_{нав} = 31.8^\circ$ - кут навантаження.

Коефіцієнт чутливості захисту повинен задовільняти умові:

$$K_{\eta} = \frac{Z_{сз}}{Z_{\eta}} \geq 1.2,$$

де

$$Z_{\eta} = Z_{\Gamma} = X_d'' \cdot \frac{U_6^2}{S_{\Gamma.ном}} = 0.14 \cdot \frac{0.4^2}{0.62} = 0.398 \text{ Ом}.$$

$$\text{Отже, } K_{\eta} = \frac{0.55}{0.398} = 1.38 > 1.2 - \text{ умова виконується.}$$

Витримка часу першої ступені захисту узгоджується з найбільшою витримкою часу резервних захистів від міжфазних КЗ на елементах, приєднаних до шин ВН:

$$t_{сз1} = t_{ел.макс} + \Delta t = 0.5 + 0.5 = 1 \text{ с};$$

$$t_{сз2} = t_{сз1} + \Delta t = 1 + 0.5 = 1.5 \text{ с.}$$

3.10 Захист обмотки статора від зовнішніх несиметричних КЗ і несиметричних перевантажень

Застосовується струмовий захист зворотної послідовності з інтегрально-залежною витримкою часу. Захист здійснюється одним фільтром реле струму зворотної послідовності типу РТФ - 6М, що містить наступні елементи [16]:

1) Пусковий орган без витримки часу, що забезпечує пуск і повернення інтегрального органа і блокування органа "відсічка II":

$$I_{с. з.} = 0,1 \cdot I_{г. ном.} = 0,1 \cdot 910 = 91 \text{ А};$$

2) Інтегральний орган з інтегрально-залежною витримкою часу $t_{доп}=f(I_{G_2*}^2)$, що забезпечує правильну роботу захисту при зміні струму зворотної послідовності $I_{G_2*}^2$ і охолодженні ротора після усунення несиметричного перевантаження

$$t_{доп} = A / I_{G_2*}^2 = 15 / 2,653^2 = 1,131 \text{ с},$$

де А - теплова стала генератора; $I_{G_2*}^2$ - струм зворотної послідовності у відносних одиницях;

3) Орган "відсічка I", що спрацьовує без витримки часу та призначений для дії захисту з незалежною витримкою часу в якості резервного захисту від зовнішніх несиметричних КЗ:

$$I_{C.3.2.I} = 0,4 \cdot I_{\text{ном.г.}} = 0,4 \cdot 910 = 364 \text{ А};$$

4) Орган "Відсічка II", що спрацювує без витримки часу, призначений для резервування швидкодіючих захистів ТГ із незалежною витримкою часу, створюваною виносним реле часу:

$$I_{C.3.2.II} = I^{(2)}_2 / k_{\text{ч}} = (3410 / 1,38) = 2471,01 \text{ А},$$

5) Сигнальний орган, що спрацювує без витримки часу і призначений для фіксації з незалежною витримкою часу неприпустимого несиметричного навантаження турбогенератора (ТГ). Витримка часу здійснюється виносним реле часу:

$$I_{C.3.2.C.} = 0,05 \cdot I_{\text{ном.г.}} = 0,05 \cdot 910 = 45,5 \text{ А}.$$

3.11 Захист обмотки статора від симетричних перевантажень

Застосовуємо максимальний струмовий захист із незалежною витримкою часу. Захист здійснюється струмовим реле з високим коефіцієнтом повернення типу РТВК та реле часу і діє на сигнал. Струм спрацювання захисту дорівнюватиме:

$$I_{C.3.} = (k_{\text{отс}} / k_{\text{пов}}) \cdot I_{\text{ном.г.}} = (1,05 / 0,99) \cdot 910 = 965,15 \text{ А},$$

де $k_{\text{отс}}=1,05$ - коефіцієнт відлагодження; $k_{\text{пов}}=0,99$ - коефіцієнт повертання реле. Витримка часу діє у відповідності із спрацюванням захистів, діючими на відключення.

3.12 Захист від асинхронного режиму при втраті збудження

Застосовується одноступінчатий дистанційний захист з незалежною витримкою часу. Використовується одне з трьох реле опору типу КРС-2. Реле

включається на різницю фазних струмів від ТС і на міжфазну напругу від ТН так, щоб кругова характеристика розташовувалася в III і IV квадрантах комплексної площини опору і не охоплювала початок координат. Лінія максимальної чутливості на комплексній площині при куті максимальної чутливості реле, рівному 80^0 розташовується в III квадранті під кутом 260^0 . Діаметр кола характеристики приймається рівним:

$$d = 1,1 \cdot X_d = 1,1 \cdot 1,92 = 2,112,$$

$$a \text{ зміщення } C_m = 0,4 \cdot X'_{d*} = 0,4 \cdot 1,191 = 0,4764.$$

При таких параметрах забезпечується надійне налагодження захисту від ненормального режиму, режиму недозбудження і від асинхронного режиму в енергосистемі. Час дії захисту приймається рівним 1-2 с, щоб захист не приходив у дію при порушенні динамічної стійкості в енергосистемі. Захист вводиться в дію після появи струму в статорі генератора з витримкою часу, що забезпечує режим самосинхронізації.

3.13 Захист від підвищення напруги на виводах ТГ і трансформатора

Використовуємо максимальний захист напруги з незалежною витримкою часу. Захист призначений для запобігання неприпустимого підвищення напруги в режимі холостого ходу (х.х.) або при зниженні навантаження. У якості пускового органа використовується реле напруги типу РН-58/200 із високим коефіцієнтом повертання (біля 0,9). Для виведення захисту з дії в робочому режимі ТГ застосовується реле струму типу РТ-40/Р. На блоках без вимикача в колі генератора реле струму контролює струм у ланцюзі високої напруги трансформатора. Реле напруги включається на міжфазну напругу трансформатора напруги на виводах ТГ. Реле часу повинно бути термічно стійким. Напруга спрацювання пускового органа приймається:

$$U_{c.p.} = U_{c.з.}/n_{TH} = 1,2 \cdot U_{ном. Г.}/n_{TH};$$

$$U_{c.p.} = 1,2 \cdot 400/(10/0,1) = 4,8 \text{ В},$$

де $U_{ном.Г.}$ - номінальна напруга генератора; n_{TH} - коефіцієнт трансформації ТН.

Струм спрацювання блокуючого реле:

$$I_{c.з.} = 0,1 \cdot I_{ном.Г.} = 0,1 \cdot 910 = 91 \text{ А};$$

$$I_{c.p.} = I_{c.з.} \cdot K_{сх.}/n_{TC} = 91 \cdot 1 / (1000/5) = 0,455 \text{ А},$$

де $K_{сх.}$ - коефіцієнт схеми з'єднання обмоток ТС; n_{TC} - коефіцієнт трансформації

ТС. Витримка часу $t_{c.з.}=0,2 \text{ с}$.

3.14 Захист від замикань на землю в одній точці ланцюга ротора

Приймаємо захист типу КЗР-3, виконаний на діючому в колі збудження змінним струмом частотою 25 Гц. Основні захисти на спроектованій ТЕЦ представлені в таблиці 3.1.

4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

4.1 Визначення кошторисної вартості проектованої ТЕЦ

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 [16].

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.

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.

Повні витрати на спорудження ТЕЦ 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 ТЕЦ всі затрати по розділах кошторисно-фінансового розрахунку визначають, виходячи з виконання фізичного об'єму робіт. В магістерській роботі така можливість відсутня, і визначення кошторисної вартості будівництва ТЕЦ починають з розділу 2 “Об’єкти основного виробничого призначення”, виходячи з питомих капіталовкладень.

Визначення сумарних капіталовкладень в промислове будівництво ТЕЦ і складання кошторису витрат виконуємо в табличній формі, як показано в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Вартість основних виробничих фондів

№	Розділи звітнього кошторисно-фінансового розрахунку	В % від розд.2	В тому числі по видах						Загальна вартість, грн
			Будівельно-монтажні роботи		Обладнання		Інші затрати		
			%	грн	%	грн	%	Грн.	
1	Підготовка території для будівництва	3,5%	50%	29400	2%	1176	48%	28224	58800
2	Об'єкти основного виробничого призначення	560	58,0%	974400	41,0%	688800	1,0%	16800	1680000
3	Об'єкти підсобного, виробничого і обслуговуючого персоналу	2,0%	80%	26880	20%	6720			33600
4	Об'єкти енергетичного господарства	2,2%	85%	31416	15%	5544			36960
5	Об'єкти транспортного господарства та зв'язку	5%	95%	79800	5%	4200			84000
6	Зовнішні мережі і споруди водопостачання, каналізації, теплопостачання	5,8%	80%	77952	20%	19488			97440
7	Упорядкування території	1,0%	100%	16800					16800
8	Тимчасові будівлі та споруди	9%	80%	120960	10%	15120	10%	15120	151200
9	Інші роботи та затрати	8%					100%	134400	134400
10	Утримання дирекції та авторський нагляд	0,40%					100%	6720	6720
11	Підготовка експлуатаційних кадрів	0,15%					100%	2520	2520
12	Проектні і дослідні роботи	8,0%					100%	134400	134400
13	Роботи і затрати по створенню водосховища	0%					0%	0	0
	Всього по розділах 1-13			1357608		741048		338184	2436840

Питомі капіталовкладення:

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

$$k_{num} = 2436840/3000 = 812,28 \text{ (грн/МВт).}$$

4.2 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 у відповідності до наступних економічних складових:

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

4.2.1 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. Метод амортизації об'єкта основних засобів обирається підприємством самостійно. Існують такі методи нарахування амортизації: прямолінійний, прискореного зменшення залишкової вартості, кумулятивний та виробничий.

На електричній станції амортизація відраховується при розрахунках собівартості енергії, яка відпускається, перераховують тільки з виробничих фондів станції. При визначенні вартості основних виробничих фондів величину капітальних витрат берем з таблиці 4.1. Для розрахунку амортизаційних відрахувань вартість основного виробництва (основних

виробничих фондів) електростанції розбивають на три укрупнені групи $\Phi 1$, $\Phi 2$, $\Phi 3$.

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

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

До третьої групи ($\Phi 3$) увійшли 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 (4.2).

Таблиця 4.2. – Результати розрахунку суми амортизаційних відрахувань

Групи ОФ	Вартість ОФ, грн	Норма амортизації ОФ, %	Сума амортизаційних відрахувань, грн
$\Phi 1$	1551412,8	5%	77570,64
$\Phi 2$	84000	25%	21000
$\Phi 3$	801427,2	15%	120214,08
Разом			218784,72

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

де S_a – сумарні амортизаційні відрахування;

H_i – норма амортизації відповідної групи.

$$S_a = 1551412,8 \cdot 5\% + 84000 \cdot 25\% + 801427,2 \cdot 15\% = 218784,72 \text{ грн.}$$

4.2.2 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 ТЕЦ дорівнює 1,4.

$$P = 1,4 \cdot 3 = 4 \text{ особи.}$$

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	1 чол.
ІТР	1 чол.
Службовці	1 чол.
МОП	1 чол.

Фонд заробітної плати по окремих категоріях персоналу:

$$S_{зп} = (1,57 \cdot \Sigma(S_{сер.роб} \cdot n_i + S_{сер.моп} \cdot n_{моп}) + 1,175 \cdot \Sigma(S_{сер.ітр} \cdot n_{ітр} + S_{сер.служ} \cdot n_{служ})) K_K K_B, (4.7)$$

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

n_i – чисельність персоналу по категоріях;

K_K – коефіцієнт, що враховує використання персоналу ЕС для виконання кап. ремонтів. $K_K=0,7$;

K_B – коефіцієнт, що враховує відрахування з фонду з.п. на соціальні потреби. $K_B=1,375$.

Таблиця 4.3 – Результати розрахунку чисельності персоналу

Категорія персоналу	Зарплата, грн./місяць	Нарахована зарплата
Робітники	12400	91200
ІТР	16200	110400
Службовці	10800	69600
МОП	6200	38400
Разом за рік		399804

Річний фонд заробітної плати:

$$S_{зп} = (1,57 \cdot (91200 + 38400) + 1,175 \cdot (110400 + 69600)) 0,7 1,375 = 399804.$$

4.2.3 Розрахунок витрат на паливо

Витрати на паливо визначаються за формулою:

$$S_{\Pi} = \frac{(C_m + C_{mp}) \cdot B_p \cdot (1 + \alpha_{впр})}{e_n},$$

де C_m – ціна палива ;

C_{mp} – витрати на транспортування (для вугілля 5% від загальної вартості палива);

B_p – річні витрати умовного палива [16];

$\alpha_{пот} = 0,015$ – витрати твердого палива на шляху до електростанції;

e_n – калорійний коефіцієнт [4, 16];

$Q_{уп} = 27800$ кДж/кг – теплова здатність палива.

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

$$B_p = B_{xx} \cdot \tau_p + \beta \cdot W_{вир},$$

де B_{xx} – годинні витрати умовного палива на холостий хід;

τ_p - число годин роботи блока ($\tau_p = \tau_k - \tau_{простою}$);

$\tau_{простою}$ - тривалість капітального чи поточного ремонту блока, год. [14],
паливо – вугілля.

Ціна палива: $C = 6000$ (грн./т).

Річні витрати умовного палива: $B_p = 4,2 \cdot \tau_p + 0,3 \cdot W$.

Виконавши всі необхідні розрахунки, отримаємо сумарні затрати на паливо, які становлять: $S_{\Pi} = 224583554$ (грн.).

4.2.4 Розрахунок інших витрати

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

$$S_{in} = (S_a + S_{zn}) \cdot \Pi_p, \quad (4.8)$$

де $\Pi_p = 50\%$.

$$S_{in} = (218784,72 + 399804 + 224583554) \cdot 50\% = 85356056,36 \text{ грн.}$$

4.2.5 Визначення собівартості відпущеної електроенергії

Калькуляційною одиницею на електростанції є собівартість 1 кВт·год енергії, відпущеної з шин станції. Сумарні експлуатаційні витрати виробництва:

$$S = S_a + S_{zn} + S_n + S_{in}; \quad (4.9)$$

$$S = 218784,72 + 399804 + 224583554 + 56592057,36 = 8038141,106 \text{ грн.}$$

Собівартість відпущеної електроенергії:

$$C = S / E_{відп}, \quad (4.10)$$

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

$$C = 8038141,106 / 22350,831 = 359,635 \text{ коп/кВт·год.}$$

4.3 Аналіз отриманих результатів

Приведемо основні отримані техніко-економічні показники спроектованої ТЕЦ в таблиці 4.4.

Таблиця 4.4 - Основні техніко-економічні показники станції

Потужність станції	3	МВт
Склад обладнання	6x0,5	
Річний виробіток електроенергії	22350,83	МВт·год
Коефіцієнт витрати електроенергії на ВП	5%	
Коефіцієнт обслуговування	1,333	чол./МВт
Кошторисна вартість промислового будівництва	2436840	грн.
Питомі капітальні вкладення	812,28	грн./кВт
Собівартість відпущеної електроенергії	359,635	коп/кВт·год

5 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК

Розділ магістерської роботи присвячений визначенню заходів і засобів для забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок, а також для забезпечення безпечного обслуговування електричного обладнання ЕМ.

На оперативно-ремонтний персонал, що здійснює експлуатацію електричного обладнання п/ст, впливають такі небезпечні та шкідливі виробничі фактори [18, 26]:

- фізичні фактори: мікроклімат (температура, вологість, швидкість руху повітря, інфрачервоне випромінювання); виробничий шум, ультразвук, інфразвук; вібрація (локальна, загальна); освітлення: природне (недостатність), штучне (недостатня освітленість, прямий і відбитий сліпучий відблиск тощо);

- хімічні фактори: речовини хімічного походження, 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, переміщенням у просторі. Напруженість праці характеризують: сенсорні, емоційні навантаження, ступінь монотонності навантажень, режим роботи.

5.1 Технічні рішення з безпечної організації обслуговування електрообладнання

5.1.1 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць під час виконання робіт

Перед допуском до роботи на комутаційних апаратах з дистанційним керуванням слід виконати такі технічні заходи:

- вимкнути допоміжні кола (керування, сигналізації, підігрівання та ін.) і силові кола приводу;
- зачинити засувки на трубопроводі подавання повітря в баки вимикачів або на пневматичні приводи та випустити в атмосферу повітря, яке в них містилось; у цьому разі спускні пробки (клапани) залишаються у відкритому положенні;
- привести в неробоче положення вмикальний вантаж або вмикальні пружини;
- вивісити плакати "Не вмикати! Працюють люди" - на ключах дистанційного керування і "Не відкривати! Працюють люди" - на закритих засувках.

Для пробних вмикань і вимикань комутаційного апарата без подавання робочої напруги під час його налагоджування та регулювання допускається тимчасове вмикання допоміжних і силових кіл приводу, а також подавання повітря в привод та на вимикач. У цьому разі слід зняти плакати "Не вмикати! Працюють люди" та "Не відкривати! Працюють люди". Дистанційно вмикати та вимикати комутаційний апарат під час його випробовування дозволяється оперативним та оперативно-виробничим працівникам, якщо це обумовлено нарядом в "Окремих вказівках. Після випробування, у разі необхідності продовження роботи на комутаційному апараті, черговий або з його дозволу керівник робіт повинен виконувати вимоги цих Правил.

Підніматись на повітряний вимикач, що перебуває під робочим тиском, дозволяється тільки під час випробування та виконання налагоджувальних робіт (регулювання демпферів, знімання віброграм, під'єднання провідників до вимірювальних приладів або їх від'єднання, визначення місць витікання повітря тощо). Забороняється підніматись на вимкнений повітряний вимикач з повітряноповненим віддільником, якщо віддільник перебуває під робочим тиском.

Перед підніманням на повітряний вимикач для проведення випробувань та налагодження необхідно:

- вимкнути кола керування;
- заблокувати кнопку місцевого керування та пускові клапани (наприклад, від'єднати повітропровідні трубки, замкнути шафи тощо) або поставити біля вимикача проінструктованого члена бригади, який допускав би до оперування вимикачем (після вмикання кіл керування) за вказівкою керівника робіт тільки одного працівника. У разі перебування працівників на повітряному вимикачі, що знаходиться під тиском, слід припинити усі роботи в шафах керування і розподільчих.

Забороняється перебування працівників біля повітряних вимикачів під час їх вмикання і вимикання, налагодження та випробування. Команду на виконання операцій повітряним вимикачем у разі проведення випробних і налагоджувальних робіт керівник робіт (або уповноважений ним член бригади) повинен подавати тільки після того, як всі члени бригади будуть відведені від вимикача на безпечну відстань або в укриття.

У разі допуску до роботи, пов'язаної з перебуванням працівників всередині повітрозбірників, необхідно:

- закрити засувки повітропроводів, по яких може бути подано повітря, зачинити їх на замок, вивісити на засувках плакати "Не відкривати! Працюють люди";
- випустити в атмосферу повітря, що перебуває під тиском в повітрозбірнику, залишивши відкритим спускний клапан;
- від'єднати від повітрозбірника повітропровід подавання повітря і встановити на ньому заглушки.

Нульовий показ манометрів на баках вимикачів та повітрозбірниках не може бути вірогідною ознакою відсутності в них стисненого повітря. Для того, щоб зняти кришки лазів, безпосередньо перед відгвинчуванням болтів та гайок необхідно відкрити спускні клапани або засувки і переконатись у відсутності стисненого повітря. Спускні клапани або засувки дозволяється

закривати тільки після загвинчування всіх болтів та гайок, що кріплять кришку лазу.

У разі виконання роботи у відсіку комірки КРУ необхідно:

- викотити візок з обладнанням;
- зачинити на замок шторку відсіку, в якому струмовідні частини залишились під напругою та вивісити плакат "Стій! Напруга";
- вивісити плакат "Працювати тут" у відсіку, де треба буде працювати.

Встановлювати в контрольне положення візок з вимикачем для випробування та роботи в колах керування і захисту дозволяється в тих випадках, коли роботи поза КРУ на ПЛ і КЛ, що відходять, або на підключеному до них обладнанні, враховуючи механізми, з'єднані з електродвигунами, не проводяться або встановлено заземлення в комірці КРУ.

Приміщення РУ з комутаційним обладнанням слід обладнати примусовою вентиляцією. Забороняється виконувати будь-яку роботу доти, доки не буде забезпечено п'ятикратний обмін повітря в цьому приміщенні протягом однієї години. Розкривання полюсів повітряного вимикача необхідно проводити на відкритому повітрі. Якщо розкривання полюсів виконується в приміщенні, слід застосовувати спеціальну установку з вакуумним пристроєм, що забезпечує відсмоктування елегазу з робочого місця.

Якщо в процесі розкривання полюсів повітряного вимикача будуть виявлені продукти розпаду елегазу (білий порошок), їх необхідно зібрати пилососом, застосовуючи змінні фільтри.

5.1.2 Електробезпека

Основні технічні рішення щодо запобігання електротравмам [29]:

- 1) виконання технічних заходів під час підготовки робочого місця,
- 2) застосування під час обслуговування електроустановок електрозахисних засобів.

1) Під час підготовки робочого місця для роботи, яка вимагає знімання напруги, слід виконати у зазначеній послідовності такі технічні заходи:

- провести необхідні вимкнення і вжити заходів щодо запобігання помилковому або самочинному вмиканню комутаційної апаратури;

- вивісити заборонні плакати на приводах ручного і на ключах дистанційного керування комутаційної апаратури. За необхідності струмопровідні частини слід огороджувати;

- приєднати до "землі" переносні заземлення;

- перевірити відсутність напруги на струмопровідних частинах, на які слід встановити заземлення. Якщо переносні заземлення планується ставити поблизу струмопровідних частин, що не входять в зону робочого місця, то їх огороження слід встановити до перевірки відсутності напруги та заземлення;

- встановити заземлення (увімкнути заземлювальні ножі, приєднати до вимкнених струмопровідних частин переносні заземлення) безпосередньо після перевірки відсутності напруги та вивісити плакати "Заземлено" на приводах вимикальних комутаційних апаратів;

- огородити, у разі необхідності, робочі місця або струмопровідні частини, що залишились під напругою, і вивісити на огороженнях плакати безпеки. Залежно від місцевих умов струмопровідні частини огорожують до або після їх заземлення.

2) Під час обслуговування електроустановок повинні застосовуватись засоби захисту від ураження електричним струмом, від впливу електричного поля, а також засоби індивідуального та колективного захисту. Ізолювальні електрозахисні засоби поділяються на основні і додаткові. До основних ізолювальних електрозахисних засобів, які повинні застосовуватись в електроустановках напругою понад 1000 В, відносяться: ізолювальні штанги всіх видів, ізолювальні кліщі, електровимірювальні кліщі, показчики напруги, пристрої для створення безпечних умов праці під час проведення випробувань і вимірювань в електроустановках (показчики напруги для фазування, показчики пошкодження кабелів та ін.); до додаткових – діелектричні

рукавички, діелектричне взуття, діелектричні килими, ізолювальні підставки, ізолювальні накладки, ізолювальні ковпаки, штанги для перенесення та вирівнювання потенціалу, сигналізатори напруги, захисні огороження (щити, ширми), переносні заземлення, плакати та знаки безпеки та інші засоби захисту. Крім наведених вище засобів захисту в електроустановках повинні застосовуватись такі ЗІЗ: захисні каски – для захисту голови; захисні окуляри і щитки – для захисту очей і обличчя; протигази і респіратори – для захисту органів дихання; рукавиці – для захисту рук; запобіжні пояси та страхувальні канати.

Вибір необхідних електрозахисних засобів, засобів захисту від дії ЕП, а також ЗІЗ регламентується [18], а також іншими відповідними нормативними документами (НД) з урахуванням місцевих умов. У разі застосування основних ізолювальних електрозахисних засобів достатньо використовувати один додатковий засіб, крім випадків, що обумовлені в цих Правилах. У разі необхідності захисту працівника від напруги кроку дозволяється використовувати діелектричне взуття без застосування основних засобів захисту.

5.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

5.2.1 Мікроклімат

Нормуються параметри мікроклімату в виробничих приміщеннях та гранично допустимі концентрації шкідливих речовин в повітрі робочої зони. Тяжкість роботи розділяється на категорії залежно від загальних енерговитрат організму, ккал/с (Вт) [26]. Параметри мікроклімату в приміщенні наведено в таблиці 5.1.

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату на робочому місці оператора крану передбачається:

- в холодну пору року – використання калорифера;
- в літню пору – застосування кондиціонерів та вентиляторів обдуву,

- провітрювання приміщень.

Таблиця 5.1 – Нормування параметрів мікроклімату на непостійних робочих місцях

Період року	Категорія робіт	Температура, °С	Відносна вологість, %	Швидкість руху, м/с
Теплий	ІІб	15-29	70 при 25°С	0,2-0,5
Холодний	ІІб	13-23	не більш 75	не більш 0,4

5.2.2 Склад повітря робочої зони

Забруднення повітря робочої зони регламентується концентраціями (ГДК) в мг/м. В умовах роботи на граничнодопустимих концентраціях можливими забруднювачами повітря робочої зони можуть бути пил та шкідливі гази, їх ГДК [26] наведено в таблиці 5.2. Для забезпечення складу повітря робочої зони передбачено: провітрювання приміщень; встановлення пиловловлюючих засобів.

Таблиця 5.2 – Гранично допустимі концентрації шкідливих речовин у повітрі робочої зони

Назва речовини	ГДК, мг/м ³		Клас небезпечності
	Максимально разова	Середньо добова	
Вуглецю оксид (СО)	3	1	4
Пил нетоксичний	0,5	0,15	4

5.2.3 Виробниче освітлення

Для забезпечення найбільш сприятливих умов зорової праці нормуємо освітлення на робочому місці працівника. Характеристика зорових робіт – середньої точності. Відповідно до ДБН В.2.5-28-2018 [26] розряд зорової

роботи IV, підрозряд «в». Норми при штучному, природньому та суміщеному освітленні наведено в таблиці 5.3.

Для забезпечення достатнього освітлення здійснюють систематичне очищення скла та світильників від пилу (не рідше двох разів на рік), використовують жалюзі. В разі нестачі природного освітлення, використовують загальне штучне освітлення, що створюється за допомогою світлодіодних ламп E27 LED 15W NW A60 "SG". Висота підвісу світильників над робочою поверхнею 2,5 метра.

Таблиця 5.3 – Вимоги до освітлення виробничих приміщень

Харак-ка зорової роботи	Найменший або еквівалентний розмір об'єкта розрізнення, мм	Розряд зорової роботи	Під-розряд зорової роботи	Контраст об'єкта з фоном	Характеристика фону	Штучне при системі комбінованого освітлення		Природнє Ен пр	Сумісне Е сум
						всього	у т. ч. від загального		
Середньої точності	Від 0,5 до 1,0 включно	IV	в	малий середній великий	світлий середній темний	400	200	4	2,4

При експлуатації здійснюється контроль за рівнем напруги освітлювальної мережі, своєчасна заміна перегорілих ламп, забезпечується чистота повітря у приміщенні.

5.2.4 Виробничий шум

Нормативним документом, який регламентує рівні шуму для різних категорій робочих місць службових приміщень, є «ССБТ. Шум Загальні вимоги безпеки» [26]. Норми звукового тиску на постійних робочих місцях в виробничих приміщеннях наведено в таблиці 5.4.

Засоби боротьби із шумом в залежності від числа осіб, для яких вони призначені, поділяються на засоби індивідуального захисту і на засоби колективного захисту - «ССБТ. Засоби індивідуального захисту органів слуху.

Загальні технічні умови і методи випробувань» і «Засоби і методи захисту від шуму. Класифікація».

Таблиця 5.4 – Рівень звукового тиску

Характер робіт	Допустимі рівні звукового тиску (дБ) в стандартизованих октавних смугах з середньгеометричними частотами, Гц								
	32	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Постійні робочі місця в промислових приміщеннях	107	95	87	82	78	75	73	71	69

Засоби боротьби із шумом в залежності від числа осіб, для яких вони призначені, поділяються на засоби індивідуального захисту і на засоби колективного захисту - «ССБТ. Засоби індивідуального захисту органів слуху. Загальні технічні умови і методи випробувань» і «Засоби і методи захисту від шуму. Класифікація».

Для зниження шуму в приміщенні, необхідно:

- безпосередньо біля джерел шуму використовувати звукопоглинаючі матеріали для покриття стелі, стін, застосовувати підвісні звукопоглиначі (ширми, екрани тощо).

- для боротьби з вентиляційним шумом потрібно застосовувати мало шумові вентилятори.

5.3 Розрахунок грозозахисту ВРУ-6 кВ

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

Вихідні дані :

- висота блискавковідводу: $h = 8,0$ м;

- розрахункова висота, для якої визначаються зони захисту: $h_x = 5$ м.

$$2/3 \cdot h = 2/3 \cdot 8 = 5,33 \text{ м} > h_x = 5 \text{ м}.$$

Радіус та ширина зони захисту блискавковідводу визначаються за формулами [26]:

$$r_x = 1,5 \cdot (h - 1,25 \cdot h_x); \quad (5.1)$$

$$b_x = 3 \cdot (h_0 - 1,25 \cdot h_x), \quad (5.2)$$

де h_0 – висота зони захисту всередині прогону між блискавковідводами,

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

L – відстань між блискавковідводами, м.

$$r_x = 1,5 \cdot (8 - 1,25 \cdot 5) = 2,6 \text{ м};$$

$$h_0 = 4 \cdot 8 - \sqrt{9 \cdot 8^2 + 0,25 \cdot 10^2} = 7,5 \text{ м};$$

$$b_x = 3 \cdot (7,5 - 1,25 \cdot 5) = 3,75 \text{ м}.$$

На рисунку 5.1 наведений вид на зону захисту блискавковідводів ВРУ-6 кВ.

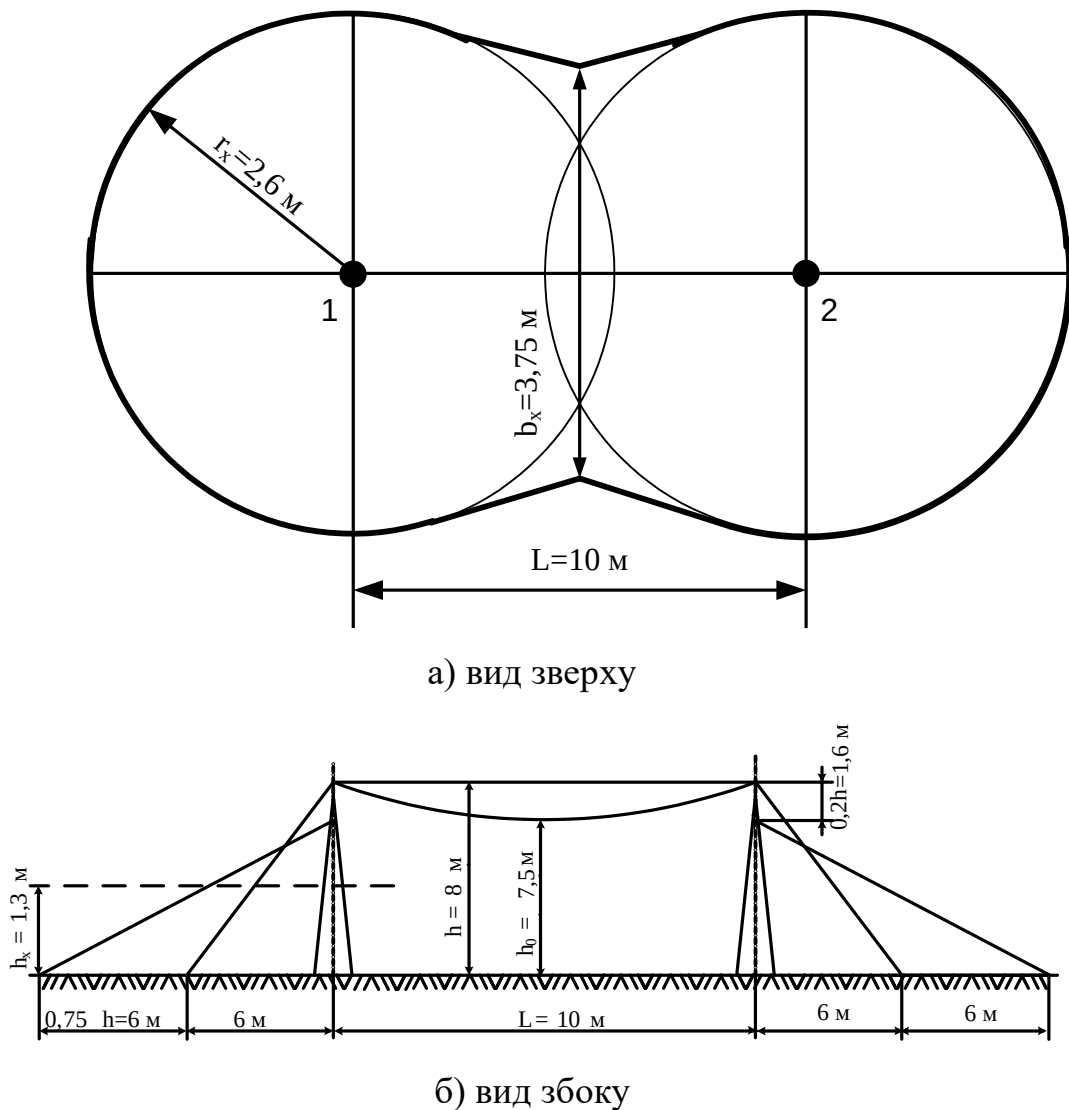


Рисунок 5.1 – Вид на зону захисту блискавковідводів ВРУ-6 кВ

5.4 Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-6 кВ

Заземлювальний пристрій (ЗП) електроустановок з ізолюваною нейтраллю виконують у вигляді прямокутника з горизонтальних (стальних полос $40 \times 4 \text{ мм}^2$) та вертикальних (стержнів довжиною 3 – 5 м і діаметром 12 – 20 мм) заземлювачів.

Розрахунок ЗП ведуть методом коефіцієнтів використання, приймаючи ґрунт однорідним по глибині [26]:

– визначається розрахунковий струм замикання на землю для повітряних ліній:

$$I_3 = \frac{U \cdot l}{350}, \quad (5.3)$$

де U – міжфазна напруга, кВ;

l – довжина мережі, км.

- визначають опір ЗП (сумісний для мережі 6 та 0,4 кВ) [4, 26]:

$$R_3 = \frac{125}{I_3} \leq R_{з,доп} = 4 \text{ Ом}. \quad (5.4)$$

- визначають опори природних заземлювачів R_{Π} шляхом вимірювання для конкретної установки;

при $R_{\Pi} < R_3$ вертикальних заземлювачів встановлювати не потрібно і на території ВРУ прокладається тільки горизонтальний заземлювач, який потрібно з'єднати з природним заземлювачем не менше ніж у двох місцях;

- при $R_{\Pi} > R_3$ необхідне спорудження штучних заземлювачів з опором:

$$R_{ш} = \frac{R_{\Pi} \cdot R_3}{R_{\Pi} - R_3};$$

- визначають розрахунковий питомий опір ґрунту:

$$\rho_{розр} = K_C \cdot \rho, \quad (5.5)$$

де K_C – коефіцієнт сезонності, який враховує промерзання та просихання ґрунту;

ρ – питомий опір ґрунту, який вимірюється при нормальній вологості, Ом м.

Для вертикальних електродів: $K_{СВ} = 1,45 - 1,15$;

для горизонтальних електродів: $K_{\text{сГ}} = 3,5 - 2,0$.

- попередньо визначають конфігурацію ЗП з урахуванням його розташування на території, причому відстань між вертикальними заземлювачами приймається не меншою їх довжини, а також попередньо визначається довжина горизонтальних заземлювачів;
- визначають опір горизонтальних заземлювачів:

$$r_{\Gamma} = \frac{0,366 \cdot \rho_{\text{розр}}^{\Gamma}}{l} \cdot \lg \frac{2l^2}{b \cdot t}, \quad (5.6)$$

де l – сумарна довжина заземлювачів, м;

b – ширина полоси, м;

t – глибина закладання полоси, м.

Опір полоси з урахуванням коефіцієнтів використання складає:

$$R_{\Gamma} = \frac{r_{\Gamma}}{\eta_{\Gamma}}, \quad (5.7)$$

де η_{Γ} – коефіцієнт використання горизонтальних заземлювачів [26].

- якщо $R_{\Gamma} < R_{\text{ш}}$, то вертикальні заземлювачі не потрібні, а при $R_{\Gamma} > R_{\text{ш}}$ необхідно встановлювати вертикальні заземлювачі з загальним опором:

$$R_{\text{В}} = \frac{R_{\Gamma} \cdot R_{\text{ш}}}{R_{\Gamma} - R_{\text{ш}}};$$

- визначають опір одного вертикального заземлювача:

$$r_{\text{В}} = \frac{0,366 \cdot \rho_{\text{розр}}^{\text{В}}}{l_{\text{В}}} \left(\lg \frac{2l_{\text{В}}}{d} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4t' + l_{\text{В}}}{4t' - l_{\text{В}}} \right), \quad (5.8)$$

де $\rho_{\text{розр}}^B$ – розрахунковий питомий опір ґрунту для вертикальних електродів, Ом м;

d – діаметр стержня, м;

t' – глибина закладання, яка дорівнює відстані від поверхні ґрунту до середини вертикального заземлювача, м.

– визначають кількість вертикальних заземлювачів:

$$n_B = \frac{r_B}{R_B \cdot \eta_B}, \quad (5.9)$$

де η_B – коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів.

За результатами розрахунків уточнюють конфігурацію ЗП.

Вихідні дані:

- питомий опір ґрунту: $\rho = 100$ Ом·м;
- довжина вертикальних заземлювачів: $l_B = 2,8$ м;
- глибина закладання заземлювача: $t = 0,6$ м;
- кількість вертикальних заземлювачів: $n_B = 6$ шт.;
- довжина мережі 6 кВ: $l_M = 10$ км;
- коефіцієнти сезонності для вертикальних та горизонтальних заземлювачів: $K_{CB} = 1,15$; $K_{CT} = 2,75$.

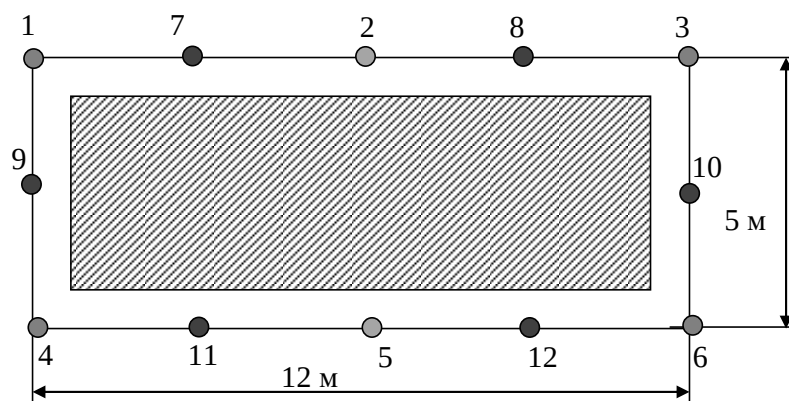


Рисунок 5.2 – План заземлювального пристрою ВРУ-6 кВ

Струм замикання на землю та опір ЗП:

$$I_3 = \frac{6 \cdot 10}{350} = 0,17 \text{ А};$$

$$R_3 = \frac{125}{0,17} = 735,3 \text{ Ом} > 4 \text{ Ом}.$$

Середня відстань вертикальними заземлювачами:

$$a = \frac{34}{6} = 5,67 \text{ м};$$

Розрахунковий питомий опір ґрунту:

$$\rho_{\text{розр}}^{\Gamma} = 2,75 \cdot 100 = 275 \text{ Ом} \cdot \text{м};$$

$$\rho_{\text{розр}}^{\text{В}} = 1,15 \cdot 100 = 115 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Опір заземлювальної полоси:

$$r_{\Gamma} = \frac{0,366 \cdot 275}{34} \cdot \lg \frac{2 \cdot 34^2}{40 \cdot 10^{-3} \cdot 0,6} = 14,8 \text{ Ом}.$$

Для контуру з 6 вертикальних заземлювачів для відношення $a/l_B = 5,67/2,8 = 2$ з таблиці 7.4 [26] визначаємо, що $\eta_{\Gamma} = 0,48$.

$$R_{\Gamma} = \frac{14,8}{0,48} = 30,8 \text{ Ом}.$$

Необхідний опір вертикальних заземлювачів:

$$R_B = \frac{30,8 \cdot 4}{30,8 - 4} = 4,78 \text{ Ом.}$$

Опір одного вертикального заземлювача:

$$r_B = \frac{0,366 \cdot 115}{2,8} \left(\lg \frac{2 \cdot 2,8}{20 \cdot 10^{-3}} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4 \cdot 2 + 2,8}{4 \cdot 2 - 2,8} \right) = 41,65 \text{ Ом.}$$

Кількість вертикальних заземлювачів:

$$n_B = \frac{41,65}{4,78 \cdot 0,75} = 11,6 \approx 12 \text{ (шт).}$$

Приймаємо в контурі 12 вертикальних заземлювачів.

5.5 Протипожежний захист електроустановок на підстанції

Пожежну безпеку промислових і інших об'єктів регламентують ССБТ «Пожежна безпека. Загальні вимоги». Типові правила пожежної безпеки для промислових підприємств і інструкції на окремих об'єктах [29, 30]. Приміщення підстанції, де здійснюється діагностика вводів, за вибухонебезпекою та пожежонебезпекою відноситься до категорії Д - негорючі речовини і матеріали в холодному стані с зонами П-ІІІ.

Найбільшу відстань до евакуаційного виходу визначаємо за об'ємом приміщення та ступені вогнестійкості будівлі.

В проектуваному приміщенні, відстань при щільності людського потоку в загальному проході, чол/м² наступна: до 1 - 100 м².

Кількість людей для розрахунку ширини евакуаційних виходів показана в таблиці 5.5.

Таблиця 5.5 – Мінімальні межі вогнестійкості та мінімальні межі розповсюдження полум'я по будівельних конструкціях

	Стіни				Колони	Сходові клітини, балки, марші	Плити, настили та інші несучі конструкції, перекриття	Елементи перекриття	
	Несучі	Самонесучі	Зовнішні несучі	Внутрішні несучі				Плити настили і прогони	Балки, ферми
II	2/0	1/0	0,25/0	0,25/0	2/0	1/0	0,75/0	0,25/0	0,25/0

Таблиця 5.6 – Кількість людей для розрахунку ширини евакуаційних виходів

Об'єм приміщення, тис. м ³	Категорія приміщення	Ступінь вогнестійкості будівлі	Кількість людей на 1 м ширини Евакуаційного виходу(дверей)
1440	Д	II	100

На території підстанції встановлено 1 пожежний щит. До комплексу засобів пожежогасіння, які розміщуються в ньому, слід включати: вогнегасники ВП-5 – 3 шт., ящик з піском – 1 шт., покривало з негорючого теплоізоляційного матеріалу або повсті 2м х 2м – 1 шт., гаки – 3 шт., лопати – 2 шт., ломи – 2 шт., сокири – 2 шт.

ВИСНОВКИ

Отже, в даній магістерській кваліфікаційній роботі було розв'язано актуальні задачі проектування теплоелектроцентралі, встановленою потужністю 3 МВт. Спроектована теплоелектроцентраль призначена для видачі потужності в енергосистему і забезпечення електроенергією споживачів місцевого району. Також, в магістерській кваліфікаційній роботі було розглянуто та досліджено питань застосування засобів релейного захисту та автоматики на ТЕЦ.

В електротехнічному розділі даної магістерської роботи виконано розрахунок графіків електричних навантажень ТЕЦ, а також визначено техніко-економічні показники роботи спроектованої станції. З результатів розрахунків видно, що дана електрична станція розрахована в основному на роботу в базовій частині графіка $T_{\max} = 7467,7$ год. і має резерв потужності ($K_{\text{рез}} = 1,002$).

Також, для спроектованої ТЕЦ було вибрано основне обладнання, а саме турбіни та електричні генератори. Видача електроенергії в енергосистему відбувається на напрузі 6 кВ, забезпечення електроенергією місцевих споживачів – на генераторній напрузі 0,4 кВ. Розподільна установка 6 кВ відкритого типу. Крім того, в якості схеми ВРУ 6 кВ була прийнята схема «чотирикутник», від ВРУ відходить дві ПЛЕП напругою 6 кВ, які які утворюють зв'язок від ТЕЦ до енергосистеми. Живлення місцевого навантаження здійснюється шляхом відгалуджень від генераторів кабельними лініями власних потреб – з встановленням реакторів власних потреб.

Також, в роботі виконано вибір струмоведучих частин, комутаційної та контрольно-вимірювальної апаратури, розрядників і акумуляторної батареї.

В третьому розділі МКР досліджено питання застосування засобів релейного захисту та автоматики. Також проаналізовано та здійснено вибір захисної автоматики, пристроїв телемеханіки та сигналізації для

спроектованої ТЕЦ. Крім того, виконано розрахунок параметрів уставок захисту генератора типу СГДМ – 11 – 46 – 4 для ТЕЦ.

В економічному розділі роботи виконано розрахунок техніко-економічних показників роботи проекрованої електростанції. Також, визначені сумарні капіталовкладення в промислове будівництво ТЕЦ та собівартість електроенергії ТЕЦ. Собівартість електроенергії станції становить 359,635 коп/кВт*год.

В п'ятому розділі магістерської роботи проаналізовано заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок ТЕЦ. Зокрема, в даному розділі роботи виконано розрахунки грозозахисту ВРУ-6 кВ та заземлювального пристрою ВРУ-6 кВ.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Sikorska O., Malogulko Ju., Ostra N., Teptia V., Povstianko K. Technical solutions to prevent blackouts in order to provide the population with electricity: The case of Ukraine / Machinery & Energetics. 2024. 15(1). P. 76-85. DOI: <https://doi.org/10.31548/machinery/1.2024.76> , ISSN 2663-1334 e-ISSN 2663-1342.
2. Франк Майснер «Зима не за горами, і Україна продовжує стикатися з дефіцитом енергопостачання через триваючу війну». <https://www.helmholtz.de/en/about-us/who-we-are/press-and-media/newsletter/issues/helmholtz-monthly-october-2024/>
3. Звіти робочої групи «Оцінка енергетичного сектору України та оцінка шкоди енергетичному сектору України. 2023 р., https://www.energycharter.org/fileadmin/DocumentsMedia/Occasional/2023_02_26_UA_sectoral_evaluation_and_damage_assessment_Version_VI.pdf.
4. Лежнюк П. Д. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник / П. Д. Лежнюк, В. М. Лагутін, В. В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2009. – 194 с.
5. Лагутін В. М. Власні потреби електричних станцій: навчальний посібник / В. М. Лагутін, В. В. Тептя, С. Я. Вишневський. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 102 с.
6. Лагутін В. М. Експлуатація електричних станцій. Ч. І. Технічне обслуговування електричних машин та трансформаторів : навчальний посібник / В. М. Лагутін, О. Б. Бурикін, В. В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2013. – 93 с.
7. Лагутін В. М. Експлуатація електричних станцій. Ч. ІІ. Ремонт електричних машин та трансформаторів. Навчальний посібник / В. М. Лагутін, О. Б. Бурикін, В. В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2015. – 115 с.
8. Лагутін В.М. Випробування електричних машин і трансформаторів в електроенергетичних системах / В. М. Лагутін, В. Ц. Зелінський, О. Б.

Бурикін. Навчальний посібник. - Вінниця: ВНТУ, 2008. – 114 с.

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

10. Кутін В. М. Релейний захист електричних станцій: навчальний посібник / В. М.

11. Кутін, О. Є. Рубаненко, В. М. Лагутін. – Вінниця : ВНТУ, 2007. – 110 с.

12. Андрієнко В.М., Куєвда В.П. Електричні машини: Навч. посіб. – К.: НУХТ, 2010.

13. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів: НПАОП 40.1-1.21-98: Затв. 09.01.1998 № 4 /Держ. Комітет України по нагляду за охороною праці. – Київ, 2008. – 150 с.

14. Правила безпечної експлуатації електроустановок: НПАОП 40.1-1.01- 97: Затв. 06.10.1997 № 257/Держ. Комітет України по нагляду за охороною праці. – Х.: Вид-во «Форт», 2008. – 144 с.

15. ДСН 3.3.6.042-99. Санітарні норми мікроклімату виробничих примі- щень. – Київ, 2000

16. Попов О. Я. Визначення основних техніко-економічних показників роботи ЕС / О. Я. Попов, Л. О. Попова – Вінниця, ВДТУ, 2001 – 16 с.

17. ДСНіП «Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу». Наказ МОЗ № 248 від 08.04.2014.

18. ДНАОП 1.1.10-1.01-97 Правила безпечної експлуатації електроустановок. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=21826.

19. ДСТУ Б В.2.5-82:2016. Електробезпека в будівлях і спорудах. Вимоги до захисних заходів від ураження електричним струмом. К. : ДП «УкрНДНЦ», 2016. 109 с.

20. НПАОП 40.1-1.32-01 (ДНАОП 0.00-1.32-01) Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок URL:

<https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0272203-01#Text>.

21. ДСН 3.3.6.042-99 Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. URL: <http://mozdocs.kiev.ua/view.php?id=1972>.

22. ДБН В.2.5-67:2013. Опалення, вентиляція та кондиціонування. К. : Мінрегіонбуд України, 2013. 149 с.

23. ДБН В.2.5-28:2018 Природне і штучне освітлення. URL: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=79885.

24. ДСН 3.3.6.037-99 Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку. URL: <http://document.ua/sanitarni-normi-virobnichogo-shumu-ultrazvuku-ta-infrazvuku-nor4878.html>.

25. ДСН 3.3.6.039-99. Державні санітарні норми виробничої загальної та локальної вібрації. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/rada/show/va039282-99>.

26. Методичні рекомендації до розділу «Охорона праці» в дипломних роботах (для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / Укл. – Бондаренко Є.А. – Вінниця.

27. Кодекс цивільного захисту України. К.: ВР України, 2012. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/5403-17>.

28. Лежнюк П. Д. Вимоги до атестаційних робіт випускників: бакалаврів, спеціалістів та магістрів для напряму підготовки 6.050701 «Електротехніка та електротехнології» спеціальностей 7.05070101, 8.05070101 «Електричні станції», 7.05070102, 8.05070102 «Електричні системи і мережі» / П. Д. Лежнюк, В. М. Лагутін, В. В. Тептя. Методичні вказівки. – Вінниця: ВНТУ, 2014. – 78 с.

29. Положення про кваліфікаційну роботу у Вінницькому національному технічному університеті / О. Н. Романюк, Р. Р. Обертюх, Т. О. Савчук, Л. П. Громова – Вінниця : ВНТУ, 2015 – 27 с.

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ) РОБОТИ

Назва роботи: Електрична частина теплоелектроцентралі потужністю 3 МВт з дослідженням питань застосування засобів релейного захисту та автоматики.

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(кваліфікаційна робота, курсовий проект (робота), реферат, аналітичний огляд, інше (вказати))

Підрозділ Кафедра електричних станцій та систем
(кафедра, факультет (інститут), навчальна група)

Керівник _____
(прізвище, ініціали, посада)

Показники звіту подібності

Turnitin	
Оригінальність	
Загальна схожість	

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне)

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

Заявляю, що ознайомлений (-на) з повним звітом подібності, який був згенерований Системою щодо роботи

Автор _____ Штукель А. Є.
(підпис) (прізвище, ініціали)

Опис прийнятого рішення

Особа, відповідальна за перевірку _____ Вишневський С.Я
(підпис) (прізвище, ініціали)

Експерт _____
(за потреби) (підпис) (прізвище, ініціали, посада)

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.

(підпис)
"_____" "_____" 2024 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА ТЕПЛОЕЛЕКТРОЦЕНТРАЛІ
ПОТУЖНІСТЮ 3 МВТ
З ДОСЛІДЖЕННЯМ ПИТАНЬ ЗАСТОСУВАННЯ ЗАСОБІВ
РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ТА АВТОМАТИКИ
08-21.МКР.014.00.004 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., доц. каф. ЕСС

_____ Остра Н.В.

Магістр групи 1ЕС-23м

_____ Штукель А. Є.

Вінниця 2024 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) актуальність досліджень обумовлена тим, що в умовах дефіциту енергоносіїв, а також у зв'язку із значним фізичним та моральним зношенням основного обладнання більшість енергоблоків теплоелектроцентралей України не відповідають вимогам ефективного і екологічно безпечного використання паливних ресурсів, надійності та безпеки експлуатації обладнання. Тому виникає необхідність в модернізації існуючих ТЕЦ України, а також будівництві нових, що відповідають вимогам в сфері охорони навколишнього середовища;

б) наказ № 310 від 17 вересня 2024 року про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – проектування електричної частини теплоелектроцентралі потужністю 3 МВт з дослідженням питань застосування засобів релейного захисту та автоматики;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

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. Типові рішення при проектуванні електричних мереж напругою 110–330 кВ: навчальний посібник / В. В. Кулик, В. В. Тептя, О. Б. Бурикін, О. В. Сікорська. Вінниця : ВНТУ, 2018. 110 с.

3. Кутін В. М. Релейний захист електричних станцій: навчальний посібник / В.М. Кутін, О.Є. Рубаненко, В.М. Лагутін. – Вінниця : ВНТУ, 2007. – 110 с.

4. Вимоги до виконання МКР

Передбачається спорудження теплоелектроцентралі у центральному регіоні України.

Технічне завдання: проектування електричної частини теплоелектроцентралі потужністю 3 МВт з турбінами типу СГДМ – 11 – 46 – 4. В систему, приєднання до якої знаходиться на відстані 5 км, потужність віддається по ЛЕП 6 кВ, забезпечення електроенергією місцевих споживачів – на генераторній напрузі 0,4 кВ.

- елементна база: електротехнічне обладнання, що має бути встановлено на ТЕЦ, українського та зарубіжного виробництва (“Рівненський завод високовольтної апаратури”, “ABB”, “Simens” та ін.)

- конструктивне виконання: компоновку та головну схему електростанції виконують за типовими схемами.

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

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

- живлення об’єкта: для забезпечення надійного живлення споживачів власних потреб ТЕЦ виконати проектування резервного живлення.

5. Економічні показники

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

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Примітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	17.09.24	19.09.24	
2	Техніко-економічне обґрунтування проектування КЕС	20.09.24	08.10. 24	
3	Електротехнічна частина	09.10. 24	22.10. 24	
4	Аналіз засобів релейного захисту та автоматики	23.10. 24	29.10. 24	
5	Економічна частина	30.10. 24	05.11. 24	
6	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	06.11. 24	12.11. 24	
7	Оформлення пояснювальної записки	13.11. 24	20.11. 24	
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	21.11. 24	27.11. 24	
9	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	28.11. 24	05.12. 24	
10	Рецензування МКР	06.12. 24	09.12. 24	
11	Захист МКР	За графіком	-	

7. 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.

8. Порядок контролю виконання та захисту МКР

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

9. Вимоги до оформлення МКР

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

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

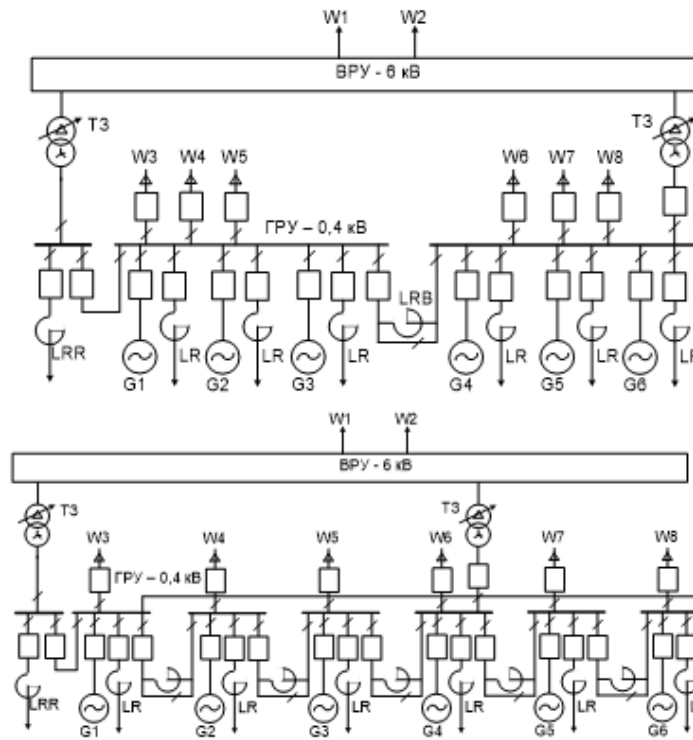
Відсутні.

ДОДАТОК В

ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА

**ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА ТЕПЛОЕЛЕКТРОЦЕНТРАЛІ
ПОТУЖНІСТЮ 3 МВт
З ДОСЛІДЖЕННЯМ ПИТАНЬ ЗАСТОСУВАННЯ ЗАСОБІВ
РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ТА АВТОМАТИКИ**

Варіанти структурних схем ТЕЦ

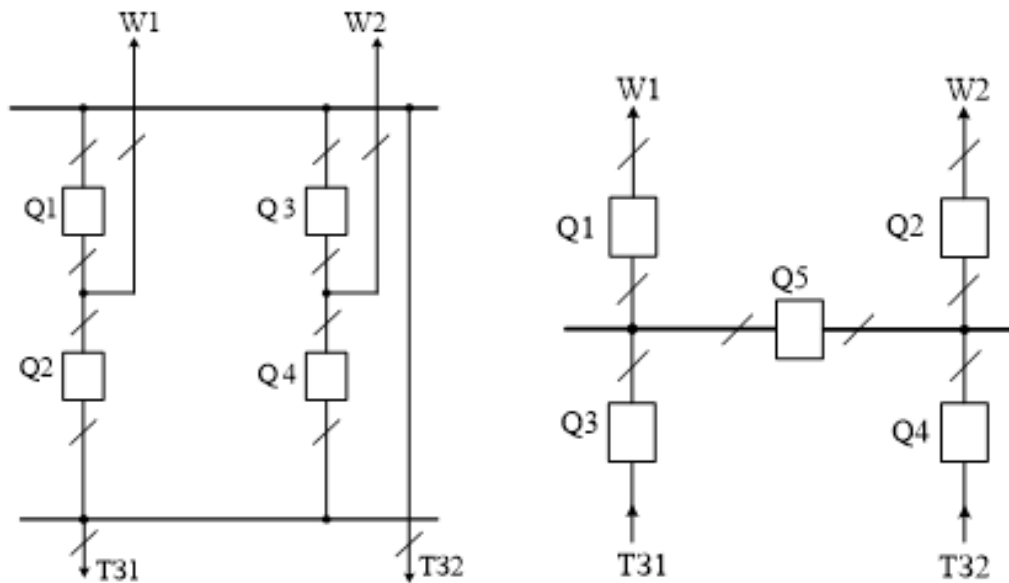


а) 1-ий варіант схеми
електростанції

б) 2-ий варіант схеми
електростанції

1

Варіанти схем ВРУ-6 кВ

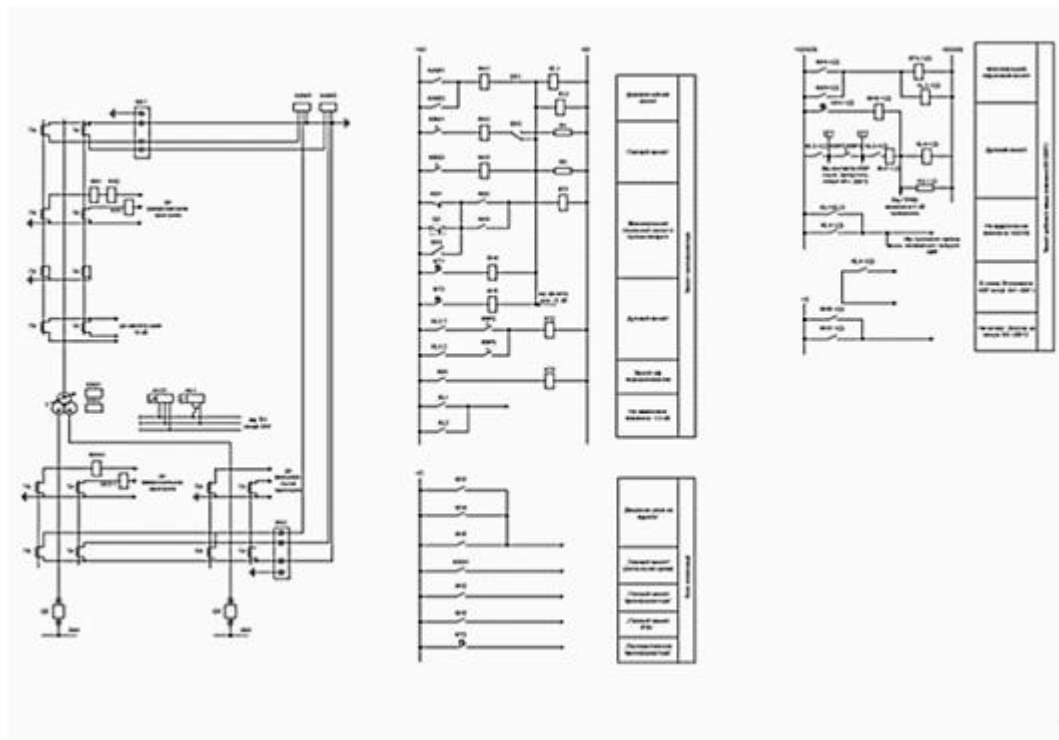


а) 1 варіант

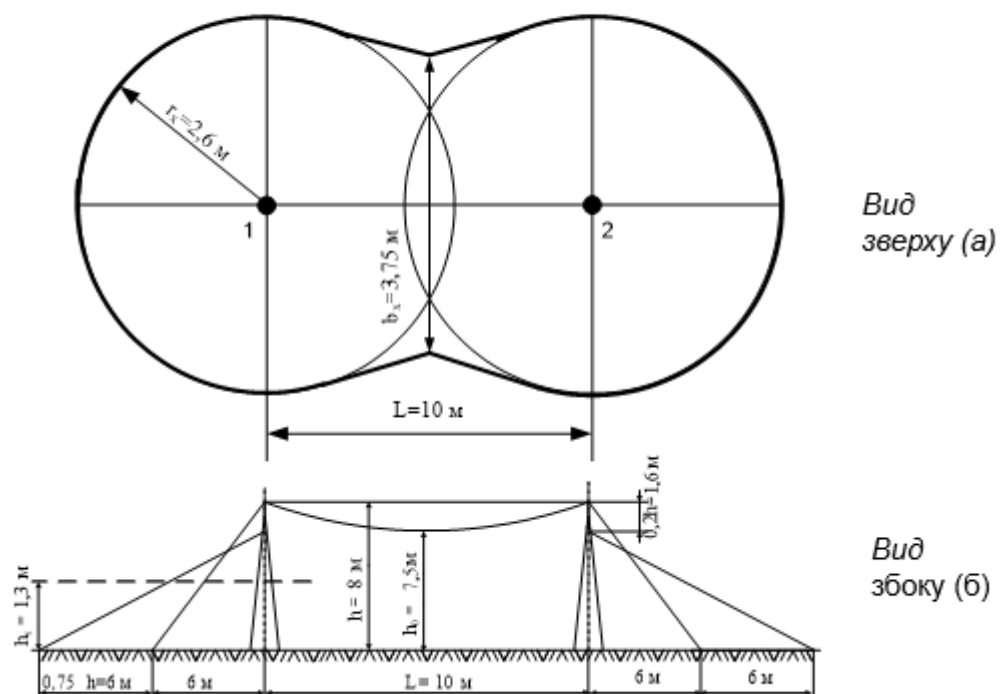
а) 2 варіант

2

Схема релейного захисту трансформатора



Вид на зону блискавквідводів ВРУ-6 кВ



План заземляющего пристрою ВРУ-6 кВ

