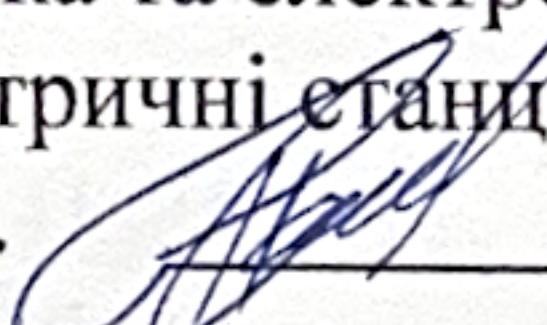
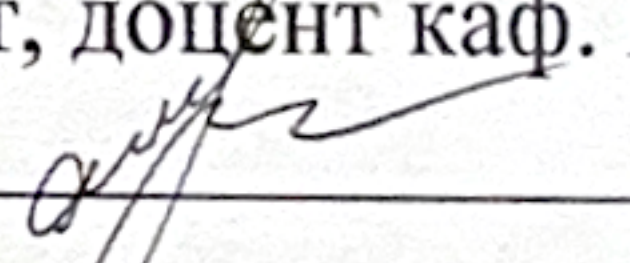


Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

Бакалаврська кваліфікаційна робота на тему:

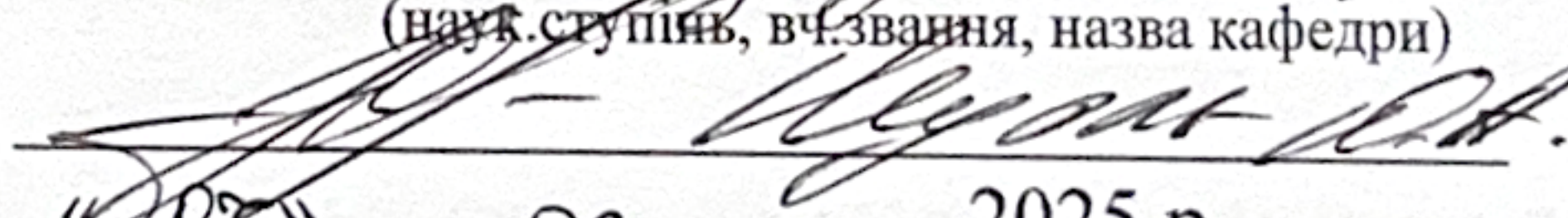
**ПРОЕКТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ТЕПЛОЕЛЕКТРОЦЕНТРАЛІ
ПОТУЖНІСТЮ 240 МВт З РОЗРАХУНКОМ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ
СТАНЦІЇ**

Виконав: студент 4 курсу групи ЕС-216
спеціальності 141 – «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
за ОП «Електричні станції»
Тарасов О.П. 

Керівник: к.т.н., доцент, доцент каф. ЕСС
Малогулко Ю.В. 

« 04 » червня 2025 р.

Рецензент: к.т.н. доцент каф. ЕСС
(навч. ступінь, вч. звання, назва кафедри)


« 07 » 06 2025 р.

Допущено до захисту
завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Комар В. О.

« 06 » 06 2025 р.

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій та систем
Рівень вищої освіти перший (бакалаврський)
Галузь знань – 14 «Електрична інженерія»
Спеціальність – 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
Освітня програма – Електричні станції

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

«10» 03 2025 р.

ЗАВДАННЯ НА БАКАЛАВРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Тарасов Олександр Павлович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Проектування електричної частини теплоелектроцентралі потужністю 240 МВт з розрахунком релейного захисту станції».

Керівник роботи к.т.н., доцент, доцент каф. ЕСС Малогулко Ю. В.

затверджена наказом вищого навчального закладу від 20.03.2025 року № 97

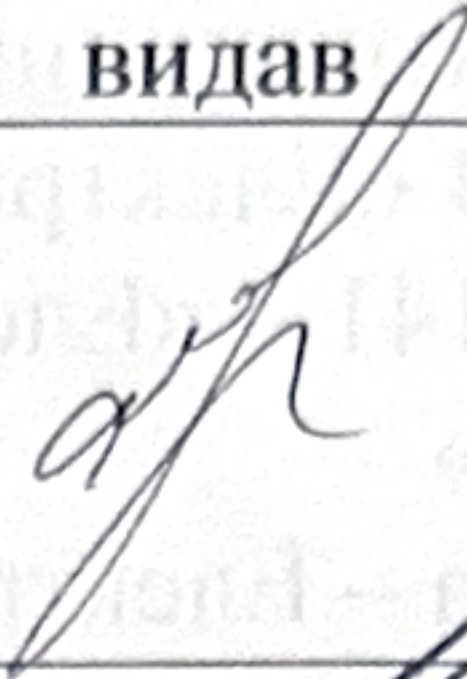
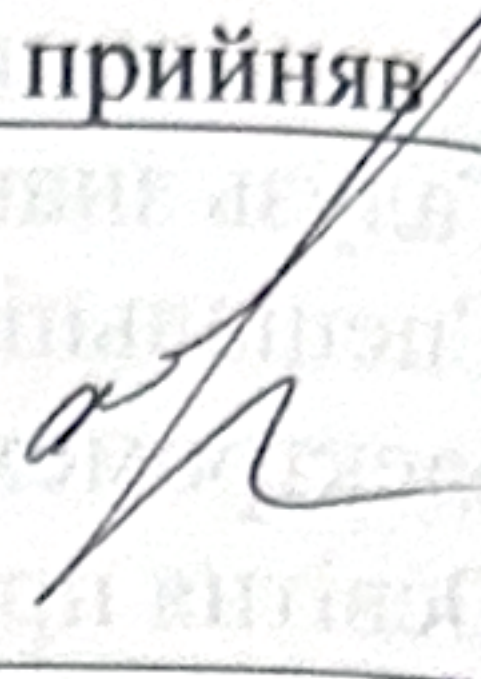
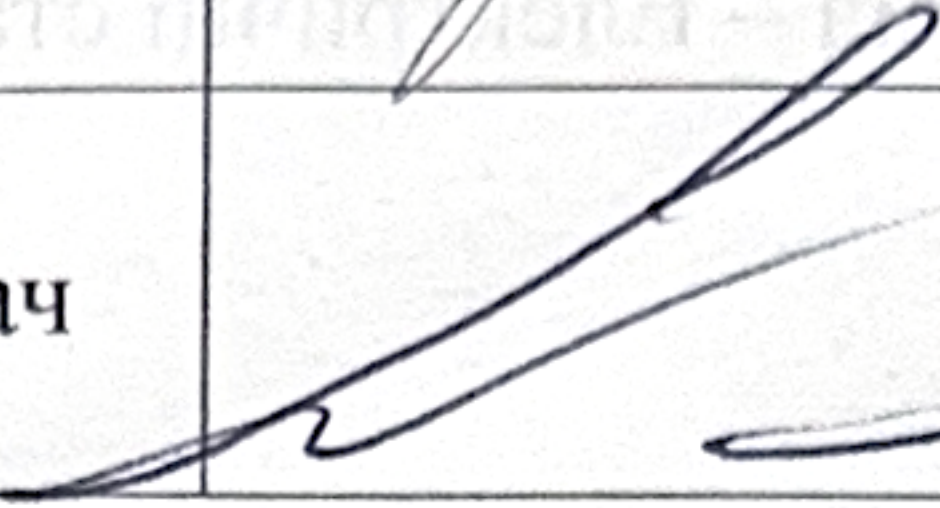
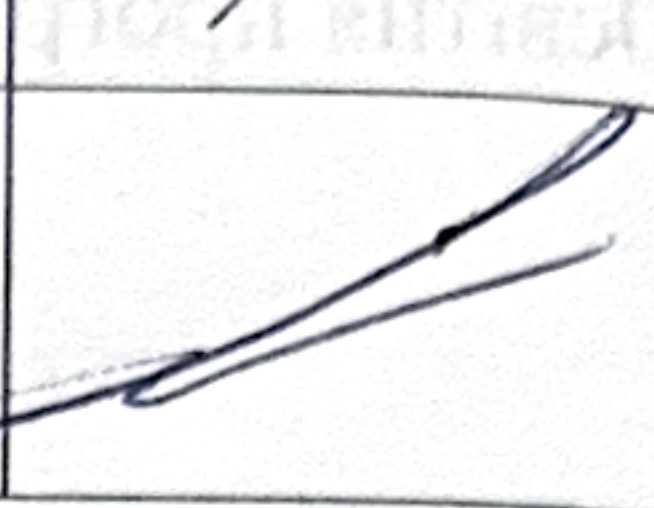
2. Термін подання студентом роботи 3 червня 2025 року

3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання.

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Техніко-економічне обґрунтування проекту. 2. Електротехнічна частина. 3. Релейний захист і автоматика. 4. Охорона праці. Висновки. Список використаної літератури. Додатки.

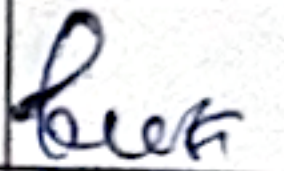
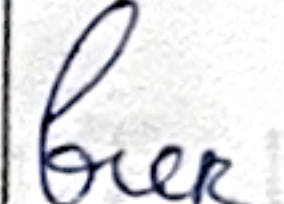
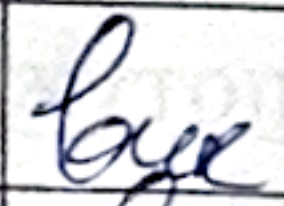
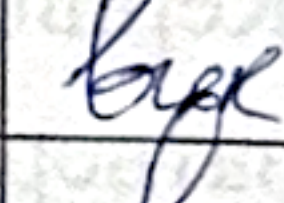
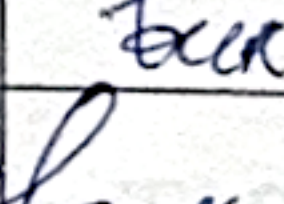
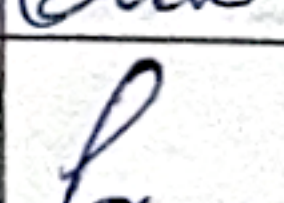
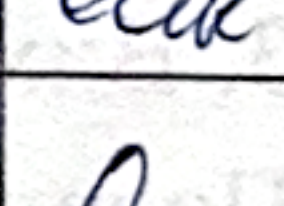
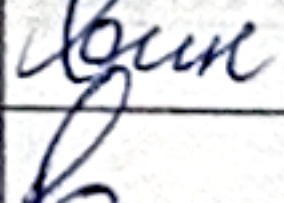
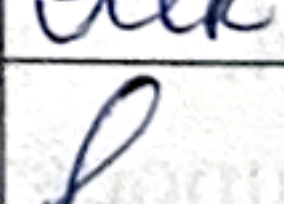
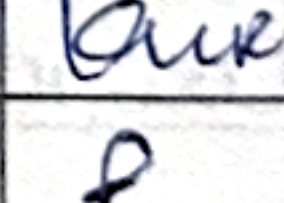
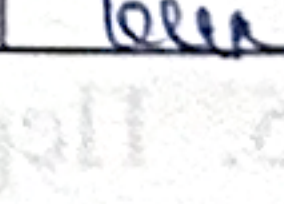
5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Титульний лист. 2. Актуальність. 3. Графіки електричних навантажень станції. 4. Вибір основного обладнання. 5. Варіанти структурної схеми електричної частини станції. 6. Вибір трансформаторів. 7. Вибір схем розподільчих пристроїв. 8. Схема власних потреб станції. 9. Результати розрахунку струмів короткого замикання. 10. Розрахунок грозозахисту вру-150 кВ. 11-12. Основні захисти на ТЕЦ. 13. Охорона праці. 12. Висновки.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Малогулко Ю. В., к.т.н., доцент, доцент кафедри ЕСС		
Охорона праці	Кобилянський О.В., д.пед.н., проф., завідувач каф. БЖДПБ		

7. Дата видачі завдання « 20» березня 2025 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

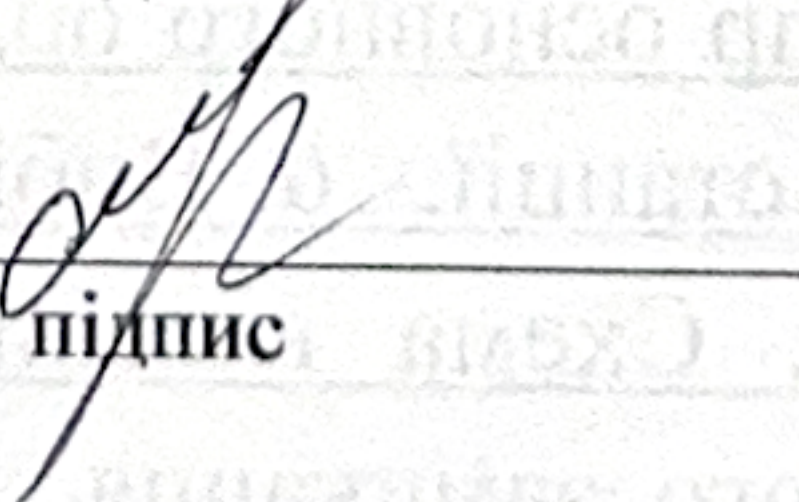
№ з/п	Назва та зміст етапів	Термін виконання етапів роботи		Примітка
		початок	кінець	
1	Вступ. Огляд літературних джерел	20.03.25	27.03.25	
2	Техніко-економічне обґрунтування проекту	28.03.25	31.03.25	
3	Електротехнічна частина	01.04.25	10.04.25	
4	Вибір силового обладнання	11.04.25	21.04.25	
5	Релейний захист і автоматика	22.04.25	04.05.25	
6	Охорона праці	05.05.25	14.05.25	
7	Формування висновків по роботі. Оформлення пояснювальної записки	15.05.25	24.05.25	
8	Виконання ілюстративної частини та оформлення презентації	25.05.25	27.05.25	
9	Перевірка БКР на плагіат.	28.05.25	31.05.25	
10	Попередній захист БКР. Рецензування БКР.	01.06.25	03.06.25	
11	Захист БКР	За графіком		

Студент


підпис

Тарасов О.П.

Керівник


підпис

Малогулко Ю.В.

АНОТАЦІЯ

УДК 621.311.22

Тарасов Олександр Павлович «Проектування електричної частини теплоелектроцентралі потужністю 240 МВт з розрахунком релейного захисту станції». Бакалаврська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», освітня програма – «Електричні станції». Вінниця: ВНТУ, 2025. 99 с.

Укр. мовою. Бібліогр.: 26 назв; рис.: 18, табл. 28.

У бакалаврській кваліфікаційній роботі розглянуто питання проектування електричної частини теплоелектроцентралі (ТЕЦ) загальною встановленою потужністю 240 МВт. Проведено вибір основного електротехнічного обладнання, розроблено принципову схему електропостачання, а також виконано техніко-економічне обґрунтування прийнятих рішень.

Особливу увагу приділено розрахунку та вибору систем релейного захисту для забезпечення надійної та безпечної експлуатації станції. У роботі виконано аналіз нормованих режимів роботи, розраховано короткі замикання та параметри захисних пристроїв. Розглянуто питання автоматизації, контролю та диспетчеризації енергетичного об'єкта.

Запропоновані рішення спрямовані на підвищення ефективності роботи ТЕЦ, зниження ризиків аварійних ситуацій та поліпшення техніко-економічних показників.

Ключові слова: теплоелектроцентрально, проектування, електрична частина, релейний захист, короткі замикання, система електропостачання, автоматизація, енергетична безпека.

ABSTRACT

Tarasov Oleksandr “Design of the electrical part of a thermal power plant with a capacity of 240 MW with the calculation of the relay protection of the station”. Bachelor's qualification work in the specialty 141 – “Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics”, educational program – “Electric power plants”. Vinnytsia: VNTU, 2025. 99 p.

In Ukrainian. Bibliography: 26 titles; Fig.: 18, Table. 28.

The bachelor's qualification work considers the issue of designing the electrical part of a thermal power plant (TPP) with a total installed capacity of 240 MW. The main electrical equipment was selected, a schematic diagram of the power supply was developed, and a feasibility study of the decisions made was performed.

Particular attention is paid to the calculation and selection of relay protection systems to ensure reliable and safe operation of the station. The paper analyzes the normalized operating modes, calculates short circuits and parameters of protective devices. Issues of automation, control and dispatching of the energy facility are considered.

The proposed solutions are aimed at increasing the efficiency of the TPP, reducing the risks of emergency situations and improving technical and economic indicators

Keywords: TPP, design, electrical part, relay protection, short circuits, power supply system, automation, energy security.

ЗМІСТ

ВСТУП	5
1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУ	8
2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА	11
2.1 Розрахунок графіків електричних навантажень	11
2.2 Вибір силового обладнання	15
2.3 Вибір структурної схеми станції	16
2.4 Вибір схеми ВРУ-150 кВ	22
2.5 Вибір схеми власних потреб	24
2.6 Розрахунок струмів КЗ	26
2.7 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадратичного струму	39
2.8 Вибір комутаційної апаратури	42
2.9 Вибір струмоведучих частин	43
2.10 Вибір лінійних реакторів	48
2.11 Вибір вимірювальних трансформаторів	51
2.12 Вибір засобів обмеження перенапруг та високочастотних загороджувачів	54
2.13 Вибір акумуляторних батарей	55
2.14 Розрахунок грозозахисту ВРУ-150 кВ	58
2.15 Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-150 кВ	61
3 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ І АВТОМАТИКА	64
3.1 Вибір системи оперативного управління ТЕЦ	64
3.2 Вибір системи дистанційного управління	65
3.3 Система сигналізації	66
3.4 Засоби релейного захисту і автоматики	68
3.5 Вибір робочого та пускорезервного трансформатора власних потреб	69
3.5.1 Розрахунок струмів КЗ на виводах генератора та за блочним трансформатором	70
3.6 Захист від багатofазних КЗ в обмотці статора і на виводах генератора	72
3.7 Захист від замикань на землю в обмотці статора	73
3.8 Захист обмотки статора від зовнішніх несиметричних КЗ та несиметричних перевантажень	74
3.9 Захист ротора від перевантаження струмом збудження	75

3.10	Захист від асинхронного режиму при втраті збудження	76
3.11	Захист від перевищення напруги на виводах турбогенератора і трансформатора	77
4	ОХОРОНА ПРАЦІ	81
4.1	Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкту	82
4.1.1	Технічні рішення з безпечної організації робочих місць	82
4.1.2	Електробезпека	84
4.2	Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії	86
4.2.1	Мікроклімат	86
4.2.2	Склад повітря робочої зони	87
4.2.3	Виробниче освітлення	88
4.2.4	Виробничий шум	88
4.2.5	Виробнича вібрація	89
4.3	Пожежна безпека	90
	ВИСНОВОК	94
	СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	96
	ДОДАТКИ	99

ВСТУП

Теплоелектроцентралі (ТЕЦ) призначено для централізованого постачання промисловим підприємствам та містам електроенергії та тепла.

Особливості станції такого типу заключаються в специфіці пароводяного контуру та способі видавання електроенергії. Електростанція розташовується поблизу центра електричних навантажень, тому значна частина електроенергії видається в район обслуговування на генераторній напрузі, а надлишок – в енергосистему на підвищеній напрузі. На ТЕЦ також більша потужність теплового обладнання, це призводить до більших втрат електроенергії на власні потреби станції.

В якості палива на ТЕЦ рекомендується використовувати газ, мазут та високоякісне вугілля, щоб зменшити вплив щоб зменшити негативний вплив станції на навколишнє середовище.

Таким чином ТЕЦ має переваги: надійність теплопостачання, більш низький рівень експлуатаційних витрат, відносно меншу кількість персоналу. Удосконалення будівництва ТЕЦ досягається використанням серійних ТЕЦ ЗВГМ (заводського виготовлення на газомазутному паливі) та ТЕЦ ЗВТП (на твердому паливі).

Доцільно споруджувати ТЕЦ в дві черги, причому перша черга повинна мати, як мінімум, два агрегати, що дозволяє забезпечити надійне енергопостачання в період будівництва.

Крім того, доцільно використовувати атомні ТЕЦ та атомні станції теплопостачання (АСТ).

Необхідність розробки Енергетичної стратегії України обумовлена надзвичайно великим значенням, яке має енергетика в сучасних умовах. Вона забезпечує життєдіяльність всіх галузей господарства. Енергоозброєність економіки та її енергоефективність стали в сучасному світі важливими показниками рівня розвитку держави, стану її національної безпеки.

Стратегічною метою розвитку електроенергетичного комплексу (ЕЕК) є його докорінна перебудова на основі новітніх технологій із забезпеченням маневреності, енергетичної та економічної ефективності, екологічної прийнятності, зовнішньої конкурентоспроможності та ринкових умов функціонування, стале, надійне, безпечне, та ефективне постачання електричної енергії галузям економіки і соціальної сфери країни [1].

З урахуванням коштів на реконструкцію і розвиток системоутворюючих та розподільних мереж, загальні потреби ЕЕК в інвестиційних ресурсах становлять сотні мільярдів гривень.

Необхідно не тільки істотно зменшити енергоємність всіх секторів економіки країни, але й суттєво знизити як абсолютні показники споживання природного газу, так і його частку в обсягах споживання первинних ПЕР. Одночасно потрібно збільшити обсяги та частку споживання вугілля за рахунок його власного видобутку та реалізації певних обсягів його імпорту, а також обсяги економічно доцільного використання нетрадиційних джерел енергії.

На сьогодні стан всіх без винятку галузей ПЕК характеризується кризовими явищами, обумовленими загальними, все ще незадовільним економічним станом в країні.

В ЕЕК необхідно розробити програми розвитку:

- атомної енергетики;
- теплових електричних станцій;
- комбінованого виробництва електричної і теплової енергії;
- гідроенергетики;
- електричних мереж;
- електроенергетичного машинобудівного комплексу;
- енергетичного будівельного комплексу;
- розвитку нетрадиційних та відновлюваних джерел енергії;
- розвитку промислової енергетики;

- розвитку енергетичного господарства житлово-комунального сектору;
- екологізації енергетичного сектору країни.

ТЕС – це основні маневрові потужності в об'єднаній енергосистемі в складі 104 енергоблоків, з яких 90 – працюють на вугіллі (в довоєнні часи).

Більшість ТЕС Міненерго, у першу чергу конденсаційні, споруджувалися у 50-70 роки ХХ сторіччя і тривалість їх експлуатації складає від 25 до 50 років. Напрацювання значної частини основного енергетичного устаткування з тиском пари 90, 130, 240 кГс/см² досягло 150-260 тис. год, тобто більша частина турбінного (К-100-90, К-150-130, К-200-130, К-300-240, К-800-240-1) та котельного (ТПП-210, ТПП-110, ТП-230, ТП-100, ТП-92 та ін.) устаткування відпрацювала розрахункові 100 тис год., перевищила межу граничного ресурсу 170 тис.год. та фізичного зносу 210 тис.год.

Внаслідок повномасштабного вторгнення росії в Україну, енергетична інфраструктура країни зазнала значних руйнувань, зокрема теплоелектроцентралі (ТЕЦ) та теплоелектростанції (ТЕС).

За даними «Укренерго», станом на травень 2024 року усі ТЕС України були або пошкоджені, або повністю зруйновані внаслідок ракетних атак. Це призвело до зменшення виробництва електроенергії тепловими електростанціями з традиційних 30% до лише 5%. Компанія ДТЕК повідомила, що близько 90% потужностей теплової генерації було зруйновано або пошкоджено внаслідок понад 180 атак. Для відновлення пошкоджених потужностей необхідно близько 14–16 млрд грн

Загалом, усі ТЕЦ та ТЕС України зазнали пошкоджень або були зруйновані внаслідок російських атак. Це спричинило значний дефіцит електроенергії, особливо в зимовий період, та потребує масштабних зусиль для відновлення енергетичної інфраструктури.

Таким чином, спорудження ТЕЦ потужністю 240 МВт прискорить технічне переозброєння електроенергетики України.

1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУ

Станом на 2025 рік розвиток електроенергетичної галузі України відбувається в умовах інтеграції об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України до європейської енергосистеми ENTSO-E, зростання ролі відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) та поступового переходу до більш децентралізованої і гнучкої структури генерації.

Попри зростання конкурентоспроможності відновлюваних джерел енергії (сонячна, вітрова генерація), теплоелектроцентралі (ТЕЦ) залишаються важливим елементом системи енергопостачання, особливо в умовах міських агломерацій, де забезпечують комбіноване виробництво електричної та теплової енергії. Сучасна стратегія розвитку ТЕЦ передбачає:

- підвищення їх теплової економічності шляхом модернізації обладнання;
- зниження питомих витрат на виробництво електроенергії за рахунок впровадження високоефективних когенераційних технологій;
- підвищення рівня гнучкості для компенсації нестабільної генерації ВДЕ.

На теперішньому етапі питомі витрати палива на виробництво електроенергії на ТЕЦ складають у середньому 340–360 г/кВт·год (для сучасних когенераційних блоків), а питомі витрати на виробництво тепла — 190–210 кг/Гкал, залежно від рівня модернізації обладнання.

Режим роботи більшості ТЕЦ сьогодні орієнтується як на покриття базового теплового навантаження, так і на забезпечення гнучкості електричних режимів у пікові періоди. Сучасні малі та середні когенераційні установки дедалі частіше інтегруються до локальних розподілених енергетичних систем, що відповідає європейським тенденціям розвитку Smart Grid.

Згідно з планами Міністерства енергетики та оновленою Енергетичною стратегією України до 2030 року, в найближчі роки очікується:

- скорочення питомої ваги ТЕЦ у загальному виробництві електроенергії до 10–12 % за рахунок збільшення частки ВДЕ та атомної генерації;

- модернізація наявного фонду ТЕЦ з метою підвищення гнучкості та енергоефективності;
- розвиток мережевої інфраструктури для забезпечення стабільної роботи енергосистеми за умов інтеграції з ENTSO-E.

Таблиця 1.1 - Актуальна структура генерації електроенергії в ОЕС України (2025 р.)

Джерело генерації	Частка у загальному виробництві, %	Примітка
Атомні електростанції (АЕС)	$\approx 50 \%$	4 діючі АЕС, $\approx 13\text{--}14$ ГВт встановленої потужності
Відновлювані джерела енергії (ВДЕ): СЕС, ВЕС	$\approx 15\text{--}18 \%$	Динамічне зростання, особливо у південних та центральних регіонах
Теплові електростанції (ТЕС)	$\approx 20\text{--}22 \%$	Включаючи маневрову потужність
Теплоелектроцентралі (ТЕЦ)	$\approx 10 \%$	В основному для теплозабезпечення великих міст
Гідроелектростанції (ГЕС, ГАЕС)	$\approx 7\text{--}10 \%$	Включаючи регулюючу потужність

Загальна потужність ОЕС України на 2025 рік становить близько 38–40 ГВт, при цьому:

- АЕС забезпечують $\approx 50 \%$ виробництва електроенергії;
- ВДЕ (СЕС, ВЕС) — $\approx 15\text{--}18 \%$ (і тенденція до зростання);
- ТЕС та ТЕЦ — $\approx 25\text{--}30 \%$, з них частка ТЕЦ — близько 10 %.

Економічна доцільність проекту підтверджується прогнозованим зниженням експлуатаційних витрат, зменшенням втрат електроенергії на 5–7 %, а також підвищенням енергоефективності регіональної енергосистеми в цілому.

Сьогодні перспективи теплоелектроцентралей (ТЕЦ) в Україні визначаються кількома ключовими факторами:

Роль у забезпеченні теплопостачання міст - ТЕЦ залишаються базовим джерелом тепла для централізованих систем опалення у великих містах (Київ, Харків, Дніпро, Львів, Одеса, Запоріжжя та ін.); повна відмова від ТЕЦ наразі технічно неможлива, оскільки альтернативи централізованому опаленню для мільйонних міст ще не готові; навпаки — модернізація ТЕЦ із впровадженням когенерації дозволяє підвищити ефективність теплопостачання.

Гнучкість для енергосистеми - ТЕЦ можуть працювати у гнучких режимах і допомагати компенсувати коливання генерації ВДЕ (сонячної, вітрової); це важливо у зв'язку з інтеграцією України до ENTSO-E, де підвищуються вимоги до регулювання частоти і балансу потужностей.

Перехід на альтернативне паливо - у багатьох містах розпочато проекти з переведення ТЕЦ на біомасу, RDF, інші види відновлюваного палива — це дає ТЕЦ нову нішу у стратегії декарбонізації; приклади — ТЕЦ у Вінниці, Кам'янці-Подільському, Києві (пілотні проекти).

Енергетична безпека і стійкість в умовах війни та післявоєнної відбудови ТЕЦ важливі як резервні джерела енергії в міських енергетичних вузлах; роль локальної генерації зростає (багато ВДЕ — нестабільні, а централізовані мережі часто вразливі до атак).

Інтеграція у концепцію Smart Grid - сучасні проекти модернізації ТЕЦ передбачають цифровізацію, автоматизацію процесів, підключення до Smart Grid; це дозволяє інтегрувати ТЕЦ у гнучке управління енергосистемою (децентралізовані вузли генерації).

Перспективи ТЕЦ в Україні сьогодні — це не повернення до старої ролі "брудної базової генерації", а: модернізація ТЕЦ у високоефективні когенераційні установки; перехід на альтернативне паливо; гнучке балансування енергосистеми в умовах високої частки ВДЕ; забезпечення стійкості теплопостачання міст та інтеграція у цифрові Smart Grid. Тобто ТЕЦ у новій ролі — як "гнучкі енергетичні вузли" міських систем.

2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Розрахунок графіків електричних навантажень

Режим роботи електростанцій задається графіками електричних навантажень району, що обслуговується. Потужність станцій повинна забезпечувати виконання графіків навантаження з врахуванням втрат електроенергії в елементах електропередачі, а також втрати на власні потреби станції.

При розрахунку графіків навантаження приймаємо величину постійних та змінних втрат потужності [2]:

а) в мережах району: $\Delta P_{1*}' = 0.01$; $\Delta P_{2*}' = 0.06$;

б) в мережах системи: $\Delta P_{1*}'' = 0.02$; $\Delta P_{2*}'' = 0.14$;

Розрахунок виконуємо за алгоритмом, який наведено в [2], для зимової та літньої доби. Результати розрахунку зводяться в таблицю 2.1.

За даними розрахунку будуємо добові графіки навантаження для зими та літа ($P_{р.вид.t}$, $P_{с.вид.t}$, $P_{с.вид.t}$) і річний графік за тривалістю ($P_{вир.p}$), приймаючи тривалість зимового періоду 183, літнього – 182 дні.

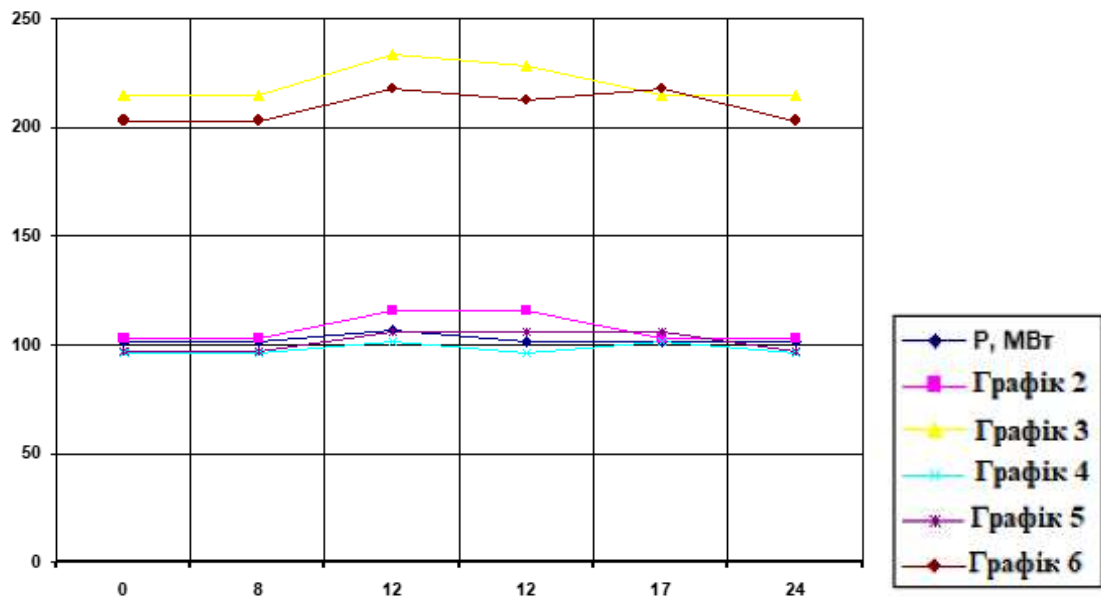
Використовуючи річний графік за тривалістю, визначаємо основні техніко-економічні показники роботи станції (таблиця 2.3).

Таблиця 2.1- Дані для побудови графіків електричних навантажень (зима/літо)

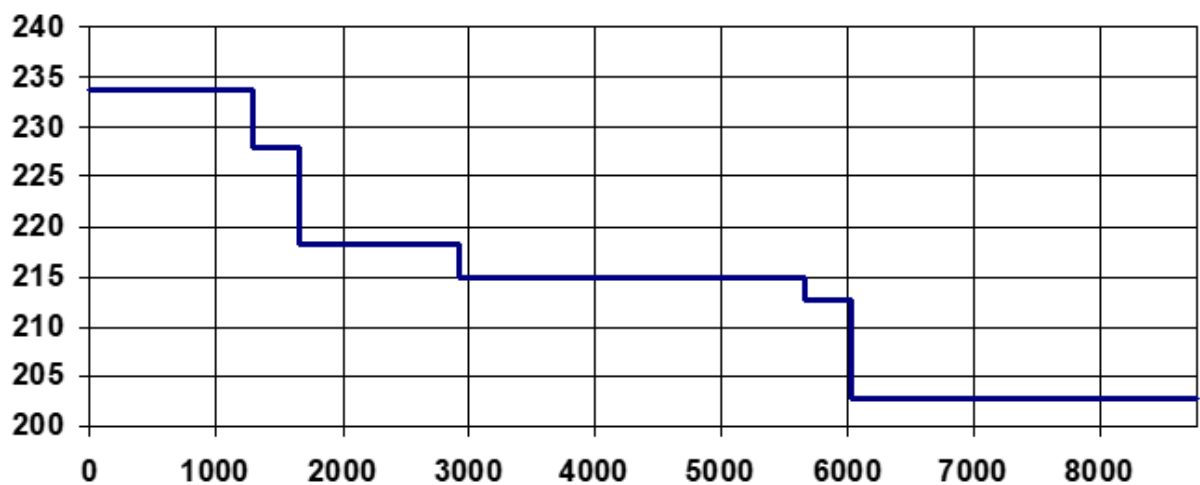
Складові витрат потужності	Години доби					Прим.
	0 ÷ 8	8 ÷ 10	10 ÷ 12	12 ÷ 17	17 ÷ 24	
Навантаження району						
%	$\frac{95}{90}$	$\frac{100}{95}$	$\frac{95}{90}$	$\frac{100}{95}$	$\frac{95}{90}$	
МВт	$\frac{95}{90}$	$\frac{100}{95}$	$\frac{95}{90}$	$\frac{100}{95}$	$\frac{95}{90}$	
Втрати потужності в мережах району, МВт						
- постійні	1	1	1	1	1	
- змінні	$\frac{5,4}{4,9}$	$\frac{6,0}{5,4}$	$\frac{5,4}{4,9}$	$\frac{6,0}{5,4}$	$\frac{5,4}{4,9}$	
Потужність, що видається до району, МВт	$\frac{101,4}{95,9}$	$\frac{107}{101,4}$	$\frac{101,4}{95,9}$	$\frac{107}{101,4}$	$\frac{101,4}{95,9}$	$P_{р.вид.t}$
Навантаження системи:						
%	$\frac{90}{85}$	$\frac{100}{95}$	$\frac{100}{95}$	$\frac{100}{95}$	$\frac{90}{85}$	
МВт	$\frac{90}{85}$	$\frac{100}{95}$	$\frac{100}{95}$	$\frac{100}{95}$	$\frac{90}{85}$	
Втрати потужності в мережах системи, МВт						
- постійні	2	2	2	2	2	
- змінні	$\frac{11,3}{10,1}$	$\frac{14}{12,6}$	$\frac{14}{12,6}$	$\frac{14}{12,6}$	$\frac{14}{12,6}$	
Потужність, що видається в систему, МВт	$\frac{103,3}{97,1}$	$\frac{116,7}{106,6}$	$\frac{116,7}{106,6}$	$\frac{116,7}{106,6}$	$\frac{103,3}{97,1}$	$P_{с.вид.t}$
Сумарна потужність, що видається з шин ЕС, МВт	$\frac{204,7}{193}$	$\frac{223}{208}$	$\frac{217,4}{202,5}$	$\frac{223}{208}$	$\frac{204,7}{193}$	
Витрати на власні потреби станції, МВт	$\frac{10,2}{9,8}$	$\frac{10,7}{10,3}$	$\frac{10,5}{10,1}$	$\frac{10,7}{10,3}$	$\frac{10,2}{9,8}$	$P'_{ВП} = 5\%$ $K_{п}=0,8;$
Потужність, що виробляється генераторами ЕС, МВт	$\frac{214,9}{202,8}$	$\frac{233,7}{218,3}$	$\frac{227,9}{212,6}$	$\frac{233,7}{218,3}$	$\frac{214,9}{202,8}$	$P_{с.вир.t}$

Таблиця 2.2 – Дані для побудови річного графіка за тривалістю навантаження

P, МВт	233,7	227,9	219,3	214,9	212,6	202,8
t, год	1281	366	1274	2745	364	2730
t _Σ , год	1281	1647	2921	5666	6030	8760



а) добові графіки електричних навантажень;



б) річний графік за тривалістю навантаження

Рисунок 2.1 - Графіки електричних навантажень

Таблиця 2.3 – Техніко-економічні показники роботи станції

Показник	Розрахункова формула	Числове значення
Максимальне навантаження станції, МВт	$P_{\max}$	233,77
Річний виробіток електроенергії, МВт·год	$E_p = \sum_{i=1}^m P_{\text{вир.}t_i} \cdot t_i$	1881717
Встановлена потужність станції, МВт	$P_{\text{вст}}$	240
Середнє навантаження станції, МВт	$P_{\text{ср}} = \frac{E_p}{8760}$	214,8
Коефіцієнт заповнення графіка	$K_z = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\max}}$	0,919
Коефіцієнт використання встановленої потужності	$K_b = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{вст}}}$	0,895
Число годин використання максимального навантаження, год	$T_{\max} = \frac{E_p}{P_{\max}}$	8051,8
Число годин використання встановленої потужності, год	$T_{\text{вст}} = \frac{E_p}{P_{\text{вст}}}$	7840,5
Коефіцієнт резерву	$K_{\text{рез}} = \frac{K_{\text{вст}}}{P_{\max}}$	1,027
Річне споживання електроенергії власними потребами станції, МВт·год	$E_{\text{ВПР}} = \sum_{i=1}^m P_{\text{ВП.}t} \cdot t_i$	89101,3
Річний відпуск електроенергії, з шин станції, МВт·год	$E_{\text{вид.р}} = E_p - E_{\text{ВПР}}$	1792615,7
Час максимальних втрат потужності, год	$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760$	7560,2

За даними розрахунку будуюмо добові графіки навантаження для зими (183 дня) та літа (182 дня) і графік за тривалістю навантаження.

2.2 Вибір силового обладнання

Таблиця 2.4 – Технічні характеристики генераторів

Параметр	Числове значення	
Тип генератора	ТВС-32 УЗ	ТВВ-160-2ЕУЗ
$n_{\text{ном}}$, об/хв	3000	3000
$S_{\text{ном}}$, МВА	40	188
$P_{\text{ном}}$, МВт	32	160
$U_{\text{ном}}$, кВ	10,5	18
$\cos\varphi_{\text{ном}}$	0,8	0,85
$I_{\text{ном}}$, кА	2,2	5,65
Схема з'єднань обмоток статора	У	У
Опори, в.о.:		
- $x_{d''}$	0,153	0,213
- $x_{d'}$	0,26	0,304
- x_d	2,648	1,713
- x_2	0,187	0,250
- x_0	0,074	0,100

Таблиця 2.5 – Технічні характеристики турбін

Параметр	Числове значення	
Тип турбіни	Т-25-90	ПТ-135/165-130/15
$P_{\text{ном}}$, МВт	25	135
p , ата	90	130
t° , С	535	565
D , т/год	130	740

Таблиця 2.6 – Технічні характеристики котельних агрегатів

Параметр	Числове значення	
Марка	Е-160-100	2хЕ-420-140
$P_{\text{ном}}$, МВт	-	-
p , ата	100	140
t° , С	540	570
D , т/год	160	2х420
паливо	газ	газ

2.3 Вибір структурної схеми станції

Кількість ЛЕП-150 кВ [2]:

$$n = \frac{P'_{\max}}{P_{\text{гр}}} + 1; \quad (2.1)$$

де $P'_{\max}$ – максимальна потужність, що видається в систему з врахуванням втрат, МВт; $P_{\text{гр}}$ – гранична потужність ЛЕП, МВт;

$$n = \frac{116}{100} + 1 = 2,16 \approx 3.$$

Визначимо кількість кабельних ЛЕП-10, які відходять до району від шин ГРУ-10 кВ:

кількість секцій 10 кВ:	$n_c = 3$ шт;
максимальне навантаження району:	$P'_{\text{р.макс}} = 107$ МВт;
навантаження секції:	$P_c = 64,2$ МВт;
кількість лінійних реакторів на секції:	$n_{\text{р.с}} = 1$ шт;
струм реактора:	$I_{\text{л.р}} = 2,58$ А;

Таким чином, встановлюємо на кожну секцію 10 кВ по одному лінійному реактору. Кількість фідерів на реактор:

$$n_{\phi} = \frac{P_c}{P_{\phi.\text{доп}}}; \quad (2.2)$$

$$n_{\phi} = \frac{35,7}{5} = 7,14 \text{ шт.}$$

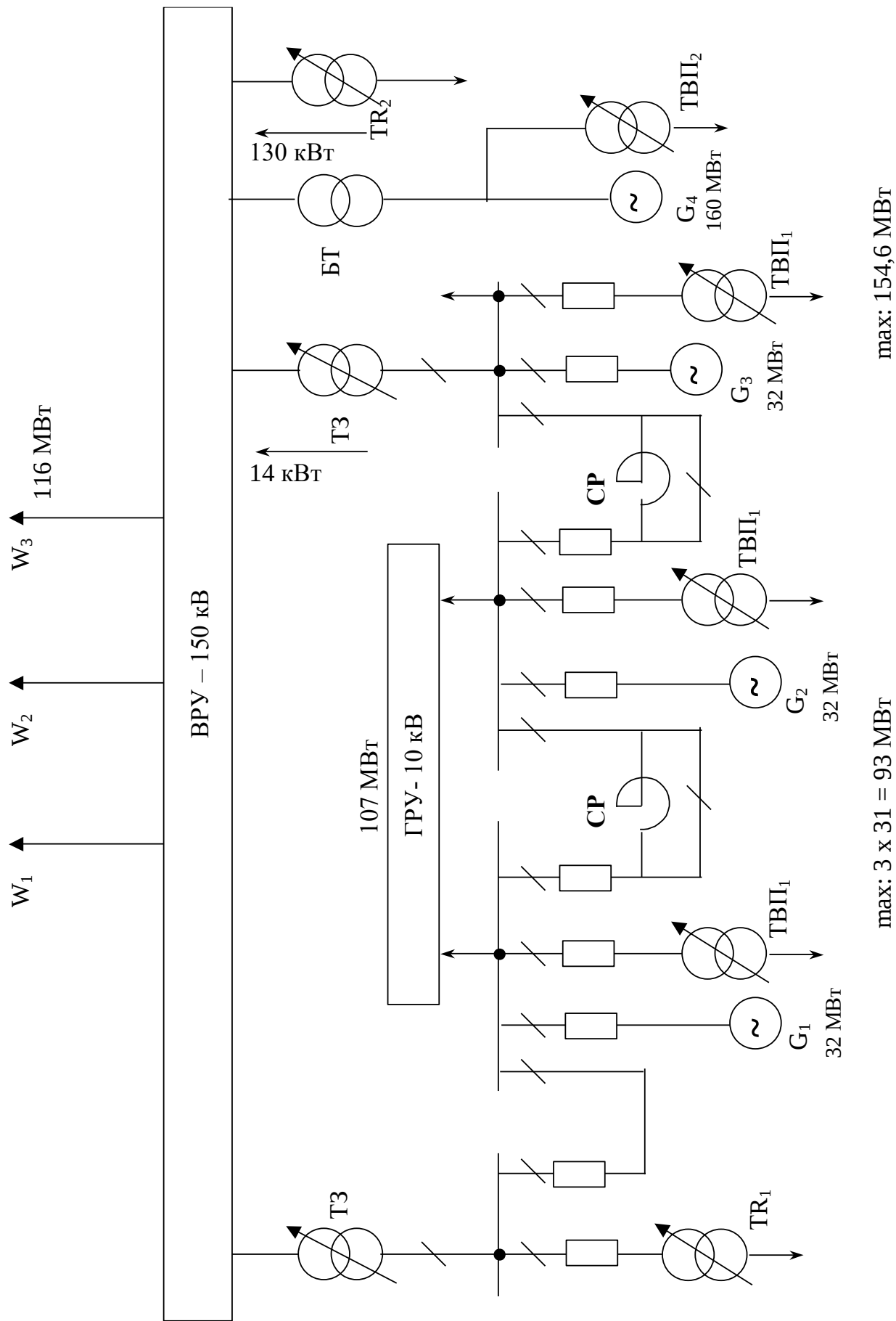
Встановлюємо в кожну вітку подвійного реактора по 4 фідера.

Струм фідера:

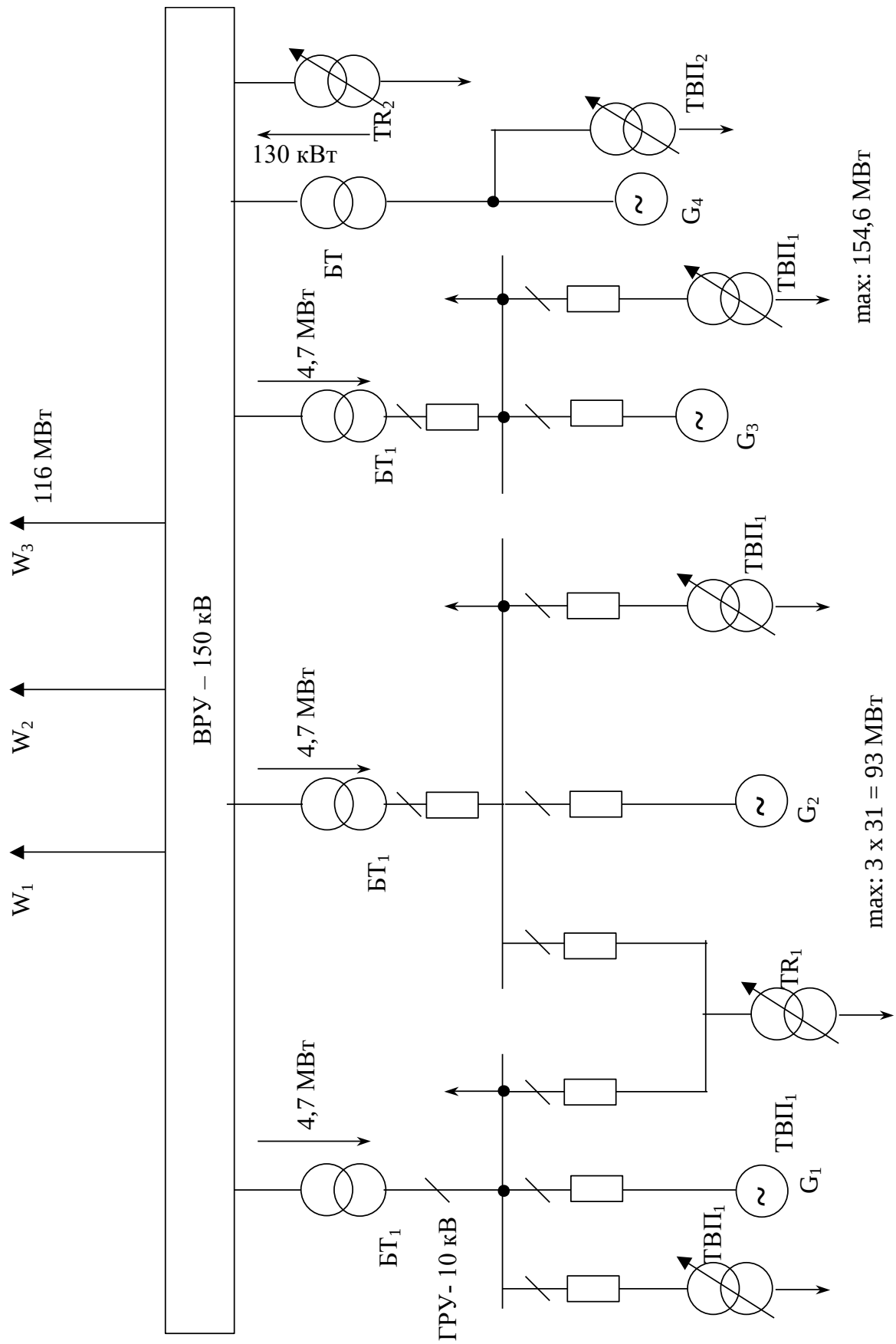
$$I_{\phi} = \frac{2,58}{8} = 0,323 \text{ кА.}$$

Струм вітки реактора:

$$I_{\text{в.р}} = 4 \cdot 0,323 = 1,292 \text{ кА.}$$



a)



б)

Рисунок 2.2 Варіанти структурної схеми станції

Розрахункова потужність робочого трансформатора власних потреб:

$$S_{\text{ТВП.розр}} = \frac{P'_{\text{Вп}}}{100} \cdot K_{\text{п}} \cdot P_{\text{Г.ном}}, \quad (2.3)$$

де $P'_{\text{Вп}}$ - максимальні витрати на власні потреби, %; $K_{\text{п}}$ - коефіцієнт попиту;

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

$$S_{\text{ТВП.розр}}^{25} = \frac{5}{100} \cdot 0,8 \cdot 32 = 1,28 \text{ МВА.}$$

$$S_{\text{ТВП.розр}}^{160} = \frac{5}{100} \cdot 0,8 \cdot 160 = 6,4 \text{ МВА.}$$

Розрахункова потужність пускорезервного трансформатора

$$S_{\text{ТР.розр}} = 1,5 \cdot S_{\text{ТВП.розр}}^{160}; \quad (2.4)$$

$$S_{\text{ТР.розр}} = 1,5 \cdot 6,4 = 9,6 \text{ МВА.}$$

Розрахункова потужність блочного трансформатора:

$$S_{\text{БТРозр}} = S_{\text{Т.ном}} - S_{\text{ВП.мах}}; \quad (2.5)$$

$$S_{\text{БТРозр}} = 188 - 6,4 = 181,6 \text{ МВА.}$$

$$S_{\text{БТ1розр}} = 40 - 1,28 = 38,72 \text{ МВА.}$$

Розрахункова потужність трансформатора зв'язку:

а) максимальний:

$$S_{\text{мах}} = S_{\text{Г.вст}} - S_{\text{ВП.мах}} - S_{\text{р.мах}} \quad (2.6)$$

$$S_{\text{мах}} = 3 \cdot 40 - 3 \cdot 1,28 - 104/0,8 = 120 - 3,84 - 133,75 = -17,59 \text{ МВА;}$$

а) мінімальний:

$$S_{\text{мін}} = S_{\text{Г.вст}} - S_{\text{ВП.мах}} - S_{\text{р.мін}} \quad (2.7)$$

$$S_{\text{мін}} = 3 \cdot 40 - 3 \cdot 1,28 - 95,9/0,8 = 120 - 3,84 - 118,63 = -2,47 \text{ МВА;}$$

а) аварійний:

$$S_{ав} = S_{т.вст.1} - S_{вп.мах} - S_{р.мах} \quad (2.8)$$

$$S_{ав} = 2 \cdot 40 - 2 \cdot 1,28 - 133,75 = -56,31 \text{ МВА.}$$

При установці двох ТЗ розрахункова потужність складає:

$$S'_{ав} = \frac{56,31}{1,4} = 40,22 \text{ МВА.}$$

Розрахунковий струм секційного реактора:

$$I_{ср.розр} = 0,65 \cdot I_{г.ном}; \quad (2.9)$$

$$I_{ср.розр} = 0,65 \cdot 2,2 = 1,43 \text{ кА.}$$

Приймаємо до установки реактор типу РБГ 10-1600-0,25 УЗ:

$U_{ном} = 10 \text{ кВ}; I_{ном} = 1600 \text{ А}; X_{р.ном} = 0,25 \text{ Ом}; i_{дин} = 49 \text{ кА}; I_T = 19,3 \text{ кА}; t_T = 8 \text{ с.}$

Приведені затрати:

$$З = p_n \cdot K + U \quad (2.10)$$

де $p_n = 0,12$ – нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень, тис. грн; K – капіталовкладення в електроустановку тис.грн; U – щорічні експлуатаційні витрати, тис.грн;

$$U = \frac{a}{100} \cdot K + B \cdot \Delta W, \quad (2.11)$$

де $a = 9,4\%$ - норма амортизаційних відрахувань; $B = 4,04 \text{ грн/кВт·год}$ – вартість 1 кВт·год електроенергії, що втрачається в трансформаторах;

ΔW – річні витрати електроенергії в трансформаторах, кВт·год;

$$\Delta W = n \cdot \Delta P_x \cdot 8760 + \frac{1}{h} \cdot \Delta P_k \left(\frac{S_{мах}}{S_{т.ном}} \right)^2 \cdot \tau \quad (2.12)$$

де n – число трансформаторів, що працюють паралельно; $\Delta P_x, \Delta P_k$ – втрата ХХ та КЗ трансформатора, кВт; $S_{мах}$ – сумарна потужність, що проходить через

трансформатори, МВА; $S_{T, \text{ном}}$ – номінальна потужність одного трансформатора, МВА.

Таблиця 2.7 – Технічні характеристики трансформаторів

Позначення	Тип трансформатора	$S_{\text{ном}}, \text{МВА}$	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	$U_{\text{к}}, \%$	$\Delta P_{\text{х}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$	$I_{\text{х}}, \%$
БТ	ТДЦ-250000/150	250	$\frac{165}{18}$	11	170	640	0,5
БТ ₁	ТРДН-63000/150	63	$\frac{158}{10,5 - 10,5}$	10,5	52	235	0,65
ТЗ	ТРДН-63000/150	63	$\frac{158}{10,5 - 10,5}$	10,5	52	235	0,65
ТВП ₁	ТМН-1600/10	1,6	$\frac{10}{6,3}$	5,5	2,8	16,5	1,3
ТВП ₂	ТДНС-10000/35	10	$\frac{18}{6,3}$	88	12	60	0,75
ТР ₁	ТДНС-1000/35	10	$\frac{10,5}{6,3}$	108	12	60	0,75
ТР ₂	ТДН-16000/150-70У1	16	$\frac{158}{6,6}$	11	19	88	0,8

Визначаємо річні втрати електроенергії в трансформаторах:

$$\begin{aligned}
 \Delta W_I &= \Delta W_{\text{БТ}} + \Delta W_{\text{ТЗ}} = \left[170 \cdot 8760 + 640 \cdot \left(\frac{152,9}{250} \right)^2 \cdot 7560,2 \right] + \\
 &+ \left[2 \cdot 52 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 235 \cdot \left(\frac{17,5}{63} \right)^2 \cdot 7560,2 \right] = \\
 &= 3301442 + 980685 = 4282127 \text{ кВт} \cdot \text{год}, \\
 \Delta W_{II} &= \Delta W_{\text{БТ}} + \Delta W_{\text{БТ1}} = \\
 &= 3301442 + \left[3 \cdot 52 \cdot 8760 + \frac{1}{3} \cdot 235 \cdot \left(\frac{17,5}{63} \right)^2 \cdot 7560,2 \right] = 4713432 \text{ кВт} \cdot \text{год}
 \end{aligned}$$

Таблиця 2.8 – Капіталовкладення в електроустановку

Обладнання	Кількість, шт.	Вартість одиниці, тис. грн.	Капіталовкладення, тис. грн.	
			I варіант	II варіант
БТ	1/1	1444	1444	1444
ТЗ (БТ ₁)	2/3	677	1354	2031
Вимикачі:				
– 150 кВ	8/9	1182	9456	10638
– 10 кВ	11/11	76	836	836
Секційний реактор	2/0	30	60	-
Разом:			13150	14949

Щорічні експлуатаційні витрати:

$$U_I = 0,094 \cdot 13150 + 4,04 \cdot 10^{-3} \cdot 4282127 = 1236,1 + 17299 = \\ = 18534,88 \text{ тис. грн}$$

$$U_{II} = 0,094 \cdot 14949 + 4,04 \cdot 10^{-3} \cdot 4713432 = 1405,21 + 19057,23 = \\ = 20462,34 \text{ тис. грн}$$

Приведені затрати:

$$Z_I = 0,12 \cdot 13150 + 18534,88 = 20112,88,09 \text{ тис. грн};$$

$$Z_{II} = 0,12 \cdot 14949 + 20462,34 = 22256,22,50 \text{ тис. грн.}$$

$\Delta Z = 9,63 \% > 5\%$, тобто приймаємо I варіант структурної схеми станції.

2.4 Вибір схеми ВРУ-150 кВ

Намічаємо два варіанти схеми:

- а) схема «дві робочі та обхідна система збірних шин»;
- б) схема «два зв'язаних багатокутника»;

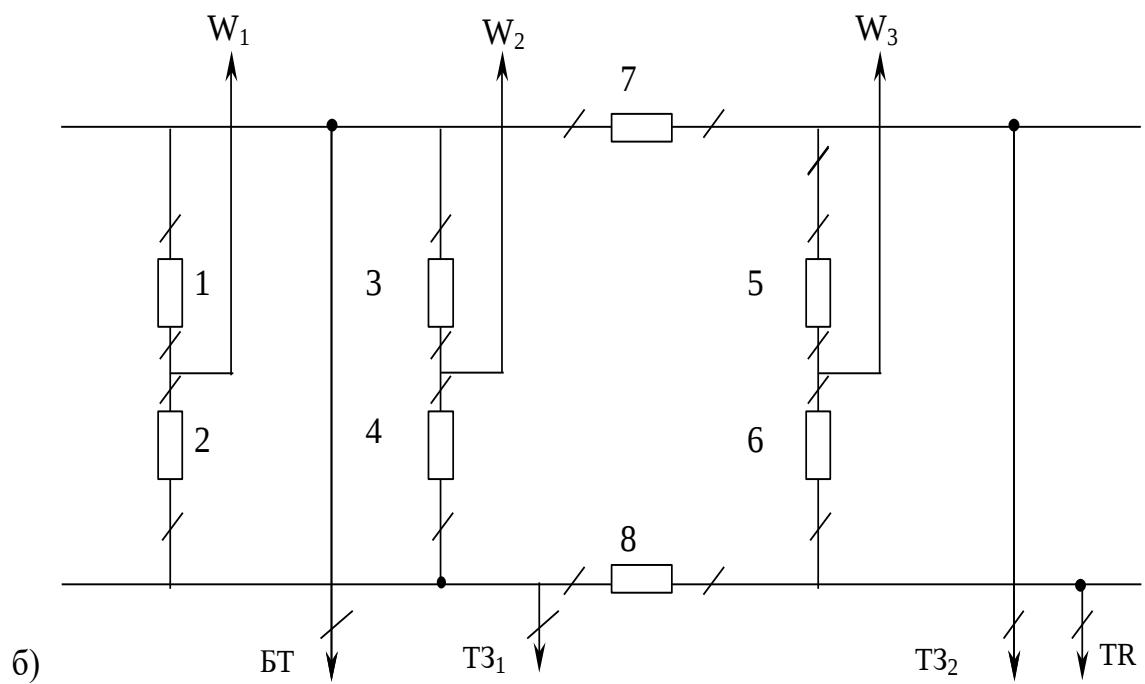
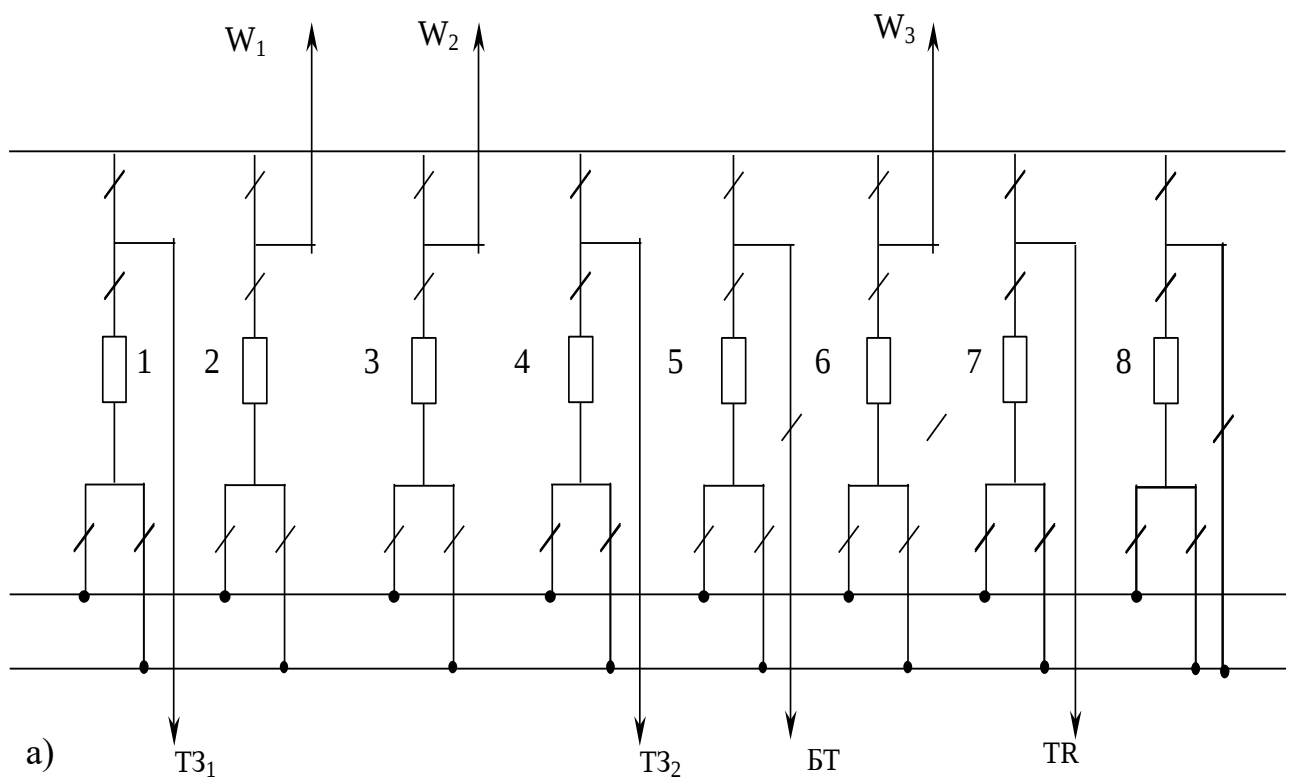


Рисунок 2.3 – Варіанти схем ВРУ – 150 кВ

Розрахунок наведено в Додатку Б.

Приймаємо типову схему «дві робочі та обхідна система збірних шин».

2.5 Вибір схеми власних потреб

Кожний турбогенератор має робочий ТВП з двома секціями 6 кВ (А та В), до яких підключаються споживачі власних потреб. Для регулювання напруги всі трансформатори мають пристрій РПН.

Резервне живлення здійснюється від двох пускорезервних трансформаторів TR_1 та TR_2 , які мають зв'язок з робочими секціями через магістраль резервного живлення МРЖ - 6 кВ. В якості аварійного джерела живлення використовується дизель генератор.

До секцій також підключаються трансформатори напругою 6/0,4 кВ:

- а) для генераторів ТВС-32УЗ: ТСЗ-160/10;
- б) для генератора ТВВ-160-2Е32УЗ: ТСЗ-160/10;

2.6 Розрахунок струмів КЗ

Складаємо заступну схему електроустановки та визначаємо параметри її елементів: $S_6 = 1000 \text{ МВА}$; $U_6 = U_{\text{ср.ном}}$.

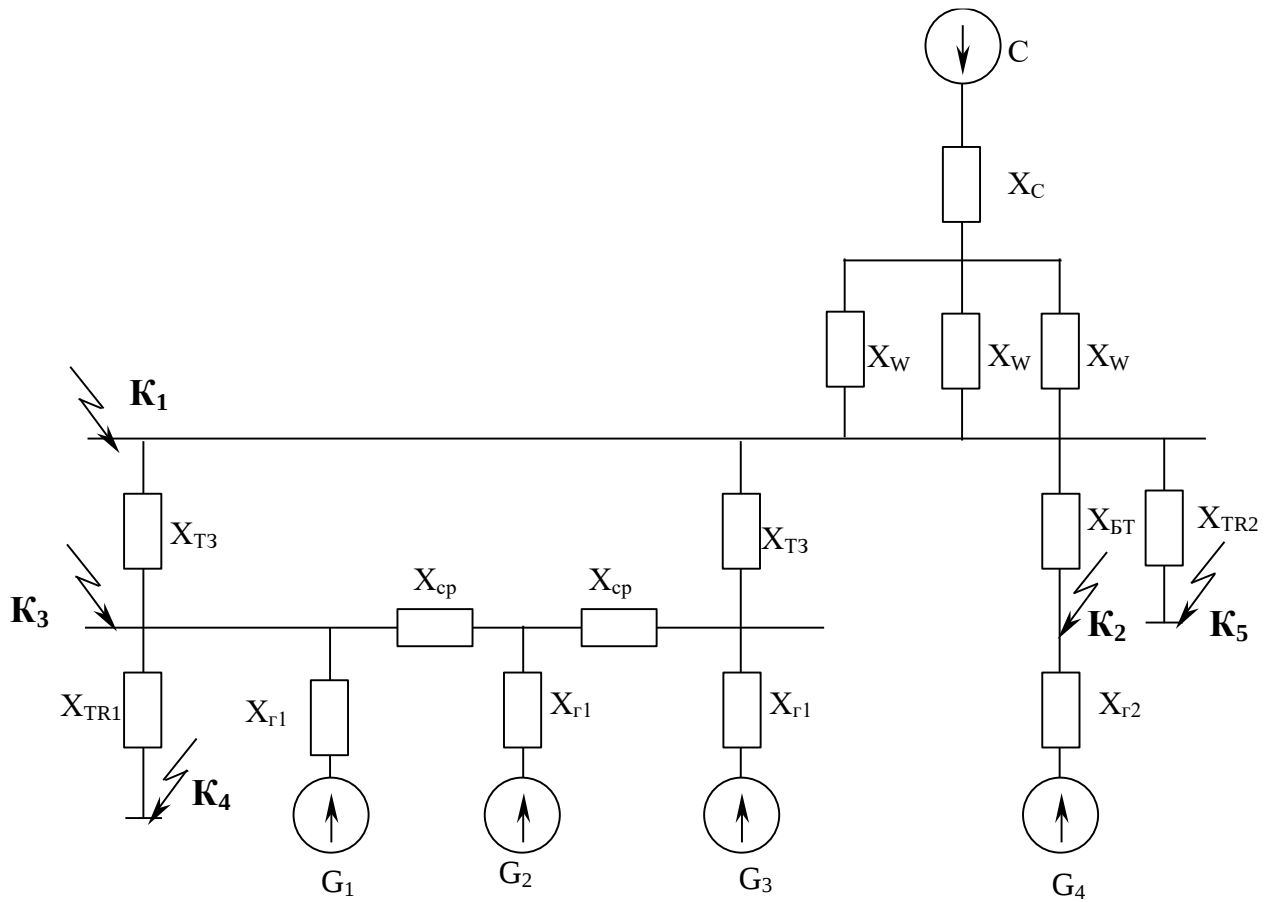


Рисунок 2.5 – Заступна схема електроустановки

Генератор:

$$X_{\Gamma} = X_d'' \cdot \frac{S_6}{S_{\Gamma.\text{ном}}}; \quad (2.18)$$

$$X_{\Gamma 1} = 0,153 \cdot \frac{1000}{40} = 3,83;$$

$$X_{\Gamma 1} = 0,213 \cdot \frac{1000}{188} = 1,13.$$

Трансформатор:

$$X_T = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{T.\text{ном}}}; \quad (2.19)$$

$$X_{T3} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 1,67;$$

$$X_{BT} = \frac{11}{100} \cdot \frac{1000}{250} = 0,44$$

$$X_{TR1} = \frac{8}{100} \cdot \frac{1000}{10} = 8;$$

$$X_{TR2} = \frac{11}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 6,88.$$

Секційний реактор:

$$U_{CP} = X_{p.ном} \cdot \frac{S_6}{U_{CP,ном}^2}; \quad (2.20)$$

$$U_{CP} = 0,25 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 2,27.$$

ЛЕП:

$$X_W = X_{пит.е} \cdot 1 \cdot \frac{S_6}{U_{cp.ном}^2}; \quad (2.21)$$

$$X_W = 0,4 \cdot 72 \cdot \frac{1000}{154^2} = 1,21.$$

Енергосистема

$$X_c = X_{с.ном*} \cdot \frac{S_6}{S_{с.ном}}; \quad (2.22)$$

$$X_C = 0,25 \cdot \frac{1000}{2830} = 0,09.$$

Спростимо заступну схему

$$X_1 = \frac{X_W}{3} + X_c = \frac{1,21}{3} + 0,09 = 0,49;$$

$$X_2 = X_{I_2} + X_{BT} = 1,13 + 0,44 = 1,57;$$

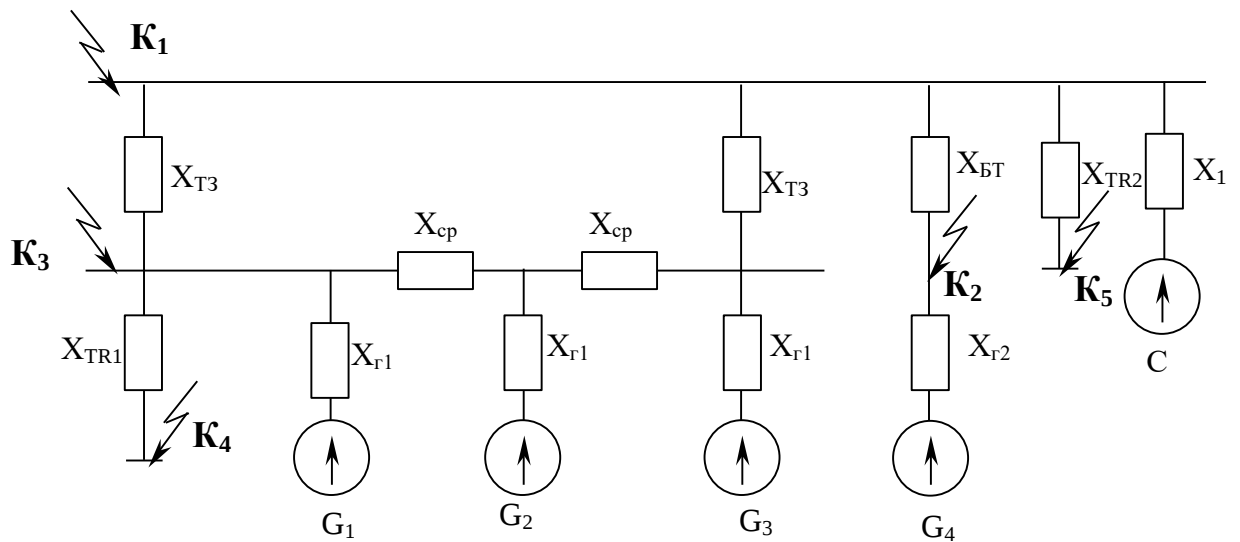


Рисунок 2.6 – Спрощена заступна схема

Базовий струм

$$I_{\text{бі}} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.номі}}}; \quad (2.23)$$

$$I_{\text{бі}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 154} = 3,75 \text{ кА};$$

$$I_{\text{бі2}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 18} = 32,11 \text{ кА};$$

$$I_{\text{бі3}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55,05 \text{ кА};$$

$$I_{\text{бі4}} = I_{\text{бі5}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,75 \text{ кА}.$$

Початкове значення періодичної складової струму K_3 :

$$I_{\text{п.оі}} = \frac{E'' \cdot I_{\text{бі}}}{X_{\text{рез*}}} \quad (2.24)$$

$$\text{де } E'' = \begin{cases} 1,13 & \text{– для турбогенератора } G_4; \\ 1,08 & \text{– для турбогенераторів } G_{1\div 3}; \\ 1,0 & \text{– для енергосистеми та власних потреб.} \end{cases}$$

$X_{рез*i}$ – відносний результуючий опір кола КЗ, в.о.;

Складові струмів КЗ [2]:

$$\text{– періодичну} \quad : I_{п,\tau} = \gamma_{п,\tau} \cdot I_{п,0}; \quad (2.25)$$

$$\text{– аперіодичну} \quad : i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п,0} \cdot e^{-\tau/T_a}; \quad (2.26)$$

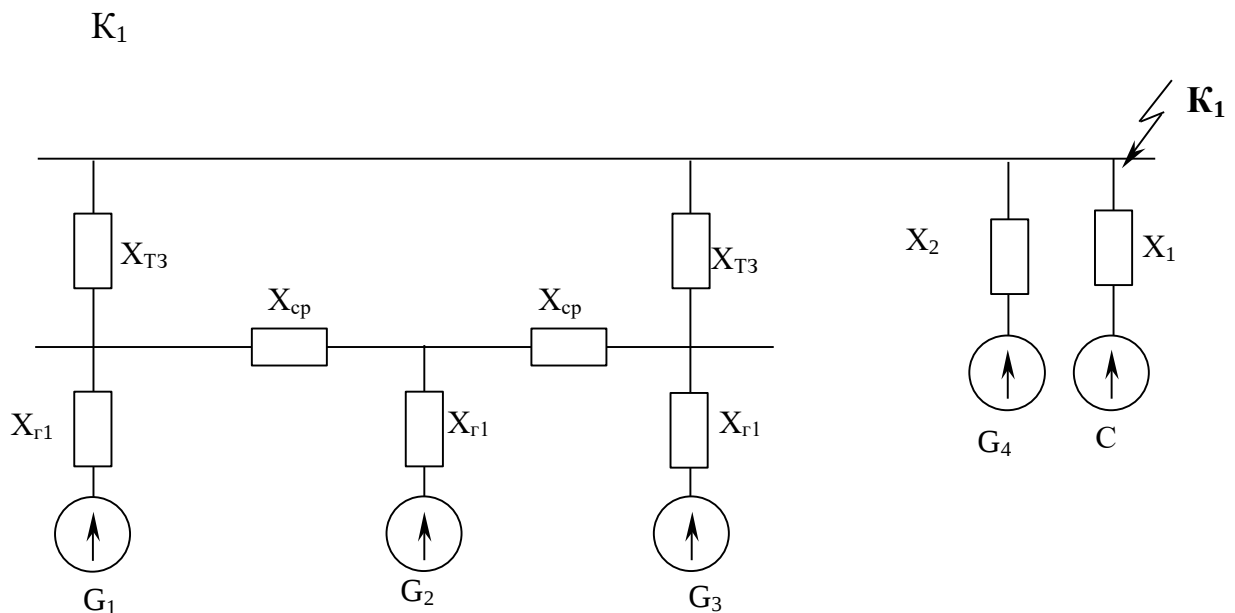
$$\text{– ударний струм} : i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{п,0}. \quad (2.27)$$

$$\text{де} \quad \tau = t_{BV} + 0,01, \quad (2.28)$$

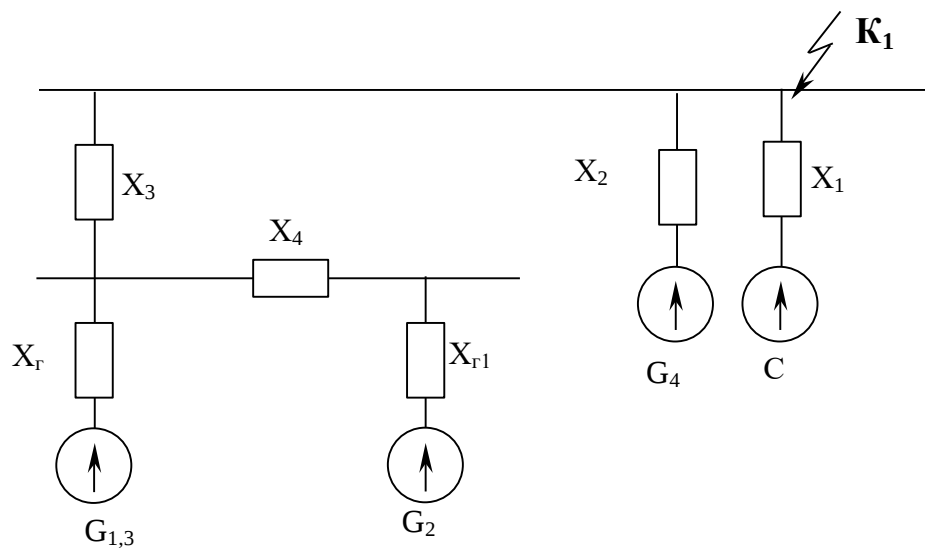
де t_{BV} – власний час вимикання вимикача, с; T_a – постійна часу кола КЗ, с; K_y – ударний коефіцієнт; $j_{п\tau}$ – розрахунковий коефіцієнт.

Для визначення $\gamma_{п,\tau}$ запишемо:

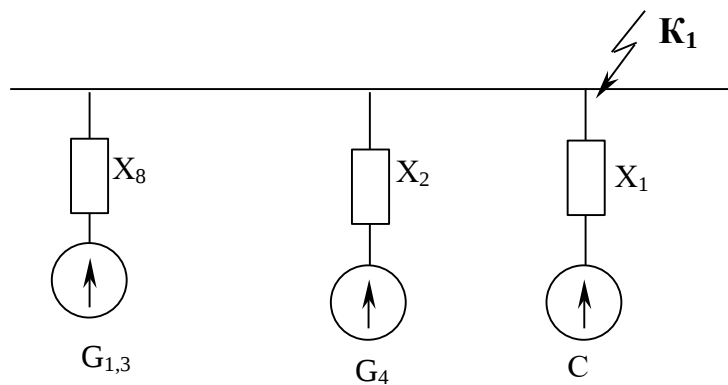
$$\left. \begin{aligned} I'_{НОМ} &= \frac{S_{г.вст}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.ном.}}; \\ \frac{I_{п,0}}{I'_{НОМ}}; \\ t &= \tau. \end{aligned} \right\} \quad (2.29)$$



a)



б)



в)

Рисунок 2.7 – Розрахунок к.з. в точці K1

$$X_3 = \frac{X_{T3}}{2} = \frac{1,67}{2} = 0,84;$$

$$X_4 = \frac{X_{CP}}{2} = \frac{2,27}{2} = 1,14;$$

$$X_5 = \frac{X_{r1}}{2} = \frac{3,83}{2} = 1,42;$$

$$X_6 = X_{r1} + X_4 = 3,83 + 1,14 = 4,97;$$

$$X_7 = \frac{X_5 \cdot X_6}{X_5 + X_6} = \frac{1,42 \cdot 4,97}{1,42 + 4,97} = 1,1;$$

$$X_8 = X_7 + X_3 = 1,1 + 0,84 = 1,94;$$

$$I_{п.о.G_{1+3}} = 1,08 \cdot \frac{3,75}{1,94} = 2,09 \text{ кА};$$

$$I_{п.о.G_4} = 1,3 \cdot \frac{3,75}{1,57} = 2,70 \text{ кА};$$

$$I_{п.о.с} = 1 \cdot \frac{3,75}{0,49} = 7,65 \text{ кА};$$

K₂

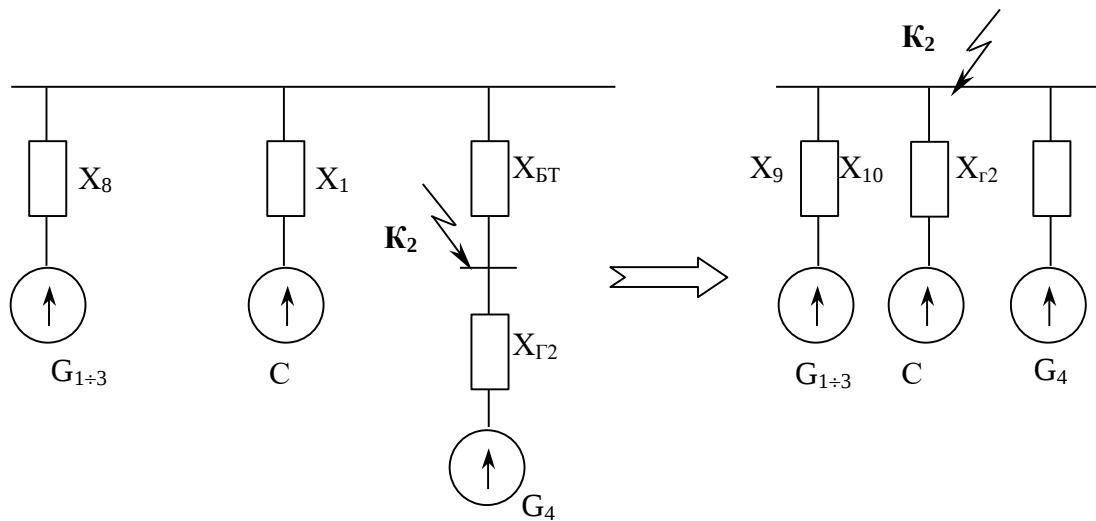


Рисунок 2.8 – Розрахунок к.з. в точці K2

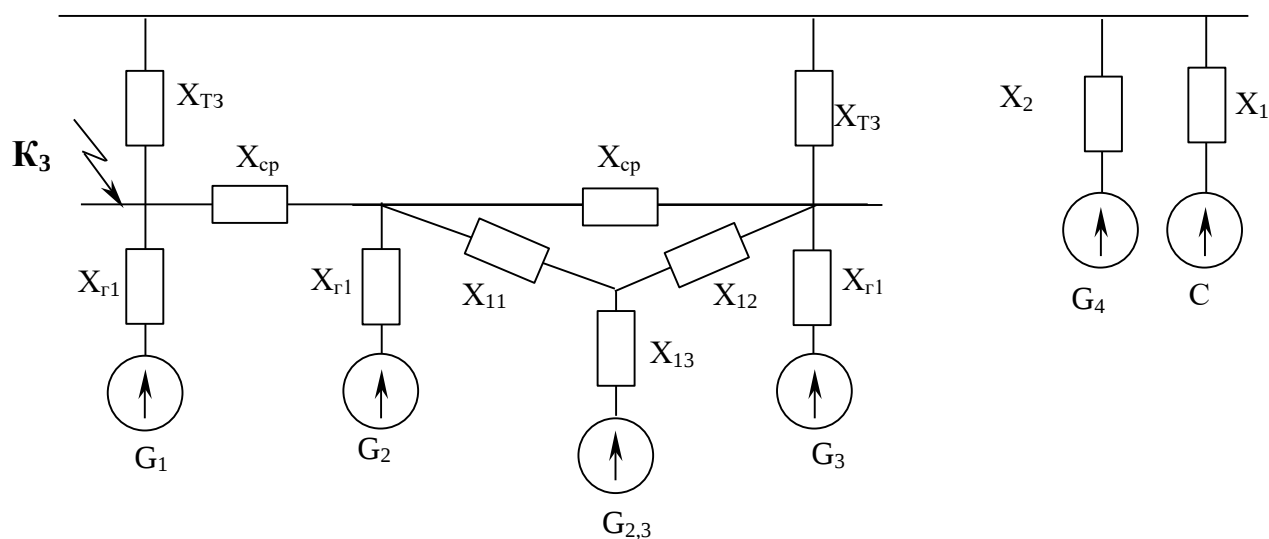
Розподіляємо X_{BT} між X_3 та X_1 :

$$\left. \begin{aligned} \Delta X &= X_{BT} (X_8 + X_1); \\ X_9 &= X_8 + \left(\frac{\Delta X}{X_1} \right); \\ X_{10} &= X_1 + \left(\frac{\Delta X}{X_8} \right); \end{aligned} \right\} \quad (2.30)$$

$$\Delta X = 0,44 \cdot (1,94 + 0,49) = 1,07;$$

$$X_9 = 1,94 + \left(\frac{1,07}{0,49} \right) = 4,12;$$

$$I_{\Pi,0.G_4} = 1,13 \cdot \frac{32,11}{1,13} = 32,11 \text{ кА};$$



$$\left. \begin{aligned} \Delta \mathbf{X} &= \mathbf{X}_{\Gamma 1} + \mathbf{X}_{\text{CP}} + \mathbf{X}_{\Gamma 1}; \\ \mathbf{X}_{11} &= \mathbf{X}_{12} = \mathbf{X}_{\Gamma 1} \cdot \frac{\mathbf{X}_{\text{cp}}}{\Delta \mathbf{X}}; \\ \mathbf{X}_{13} &= \mathbf{X}_{\Gamma 1} \cdot \frac{\mathbf{X}_{\Gamma 1}}{\Delta \mathbf{X}}; \end{aligned} \right\} \quad (2.31)$$

$$X_{11} = X_{12} = 3,83 \cdot \frac{2,27}{9,93} = 0,88;$$

$$X_{13} = \frac{3,83^2}{9,93} = 1,48;$$

$$X_{14} = X_{11} + X_{cp} = 0,88 + 2,27 = 3,15;$$

$$X_{15} = X_{12} + X_{T3} = 0,88 + 1,67 = 2,55;$$

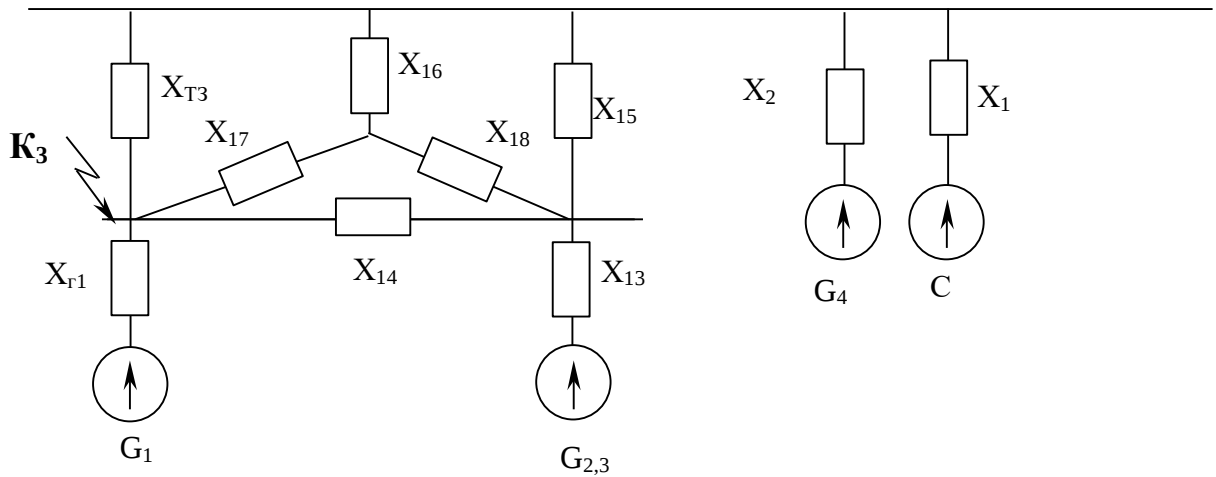


Рисунок 2.10 – Розрахунок к.з. в точці К 3 з перетворенням трикутника в зірку

$$\left. \begin{aligned} \Delta X &= X_{T3} + X_{15} + X_{14}; \\ X_{16} &= X_{T3} \cdot \frac{X_{15}}{\Delta X}; \\ X_{17} &= X_{T3} \cdot \frac{X_{14}}{\Delta X}; \\ X_{18} &= X_{14} \cdot \frac{X_{15P}}{\Delta X}. \end{aligned} \right\}$$

$$\Delta X = 1,67 + 2,55 + 3,15 = 7,37;$$

$$X_{16} = 1,67 \cdot \frac{2,55}{7,37} = 0,58;$$

$$X_{17} = 1,67 \cdot \frac{3,15}{7,37} = 0,71;$$

$$X_{18} = 3,15 \cdot \frac{2,55}{7,37} = 1,09.$$

$$X_{19} = X_{13} + X_{18} = 1,48 + 1,09 = 2,57.$$

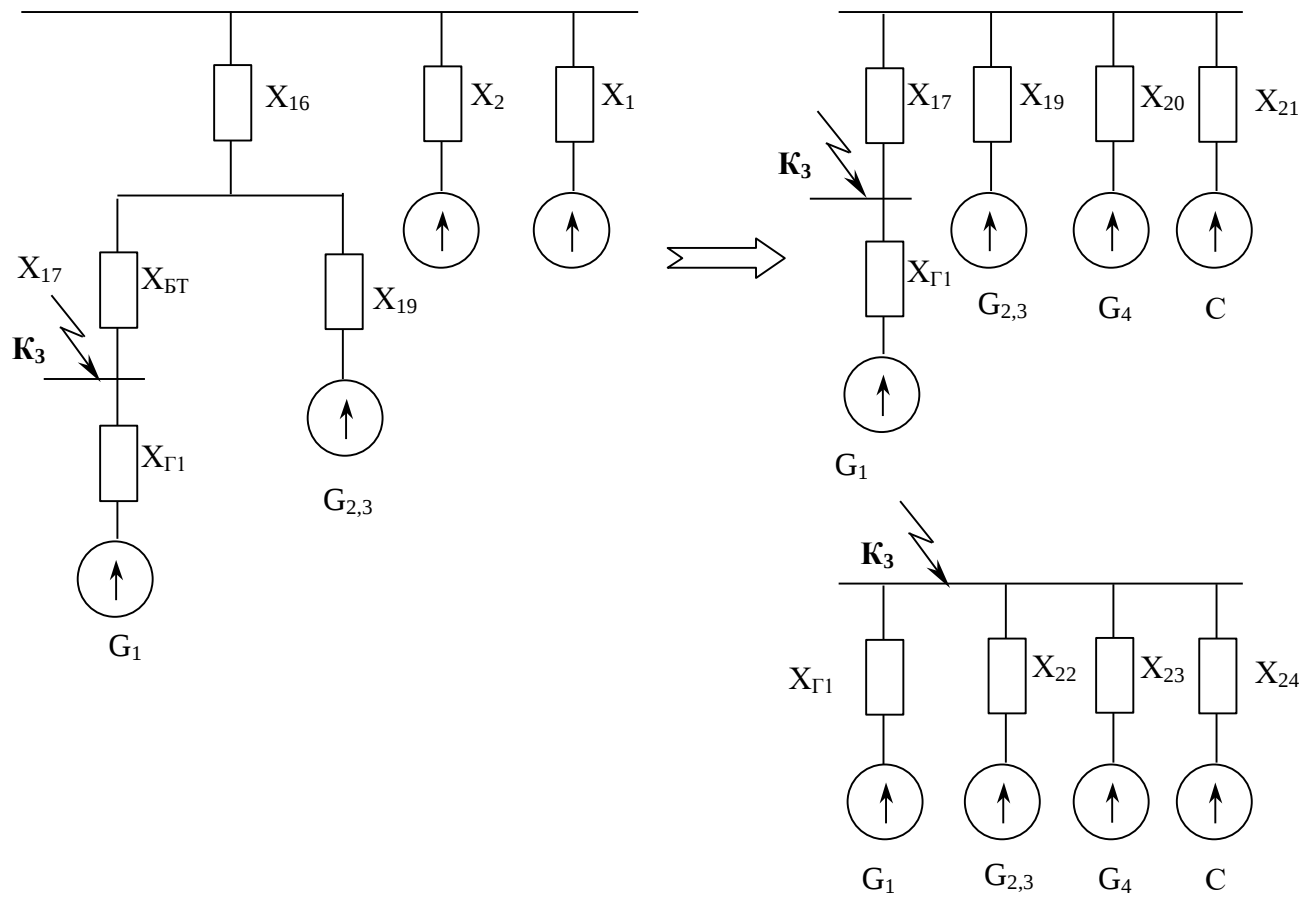


Рисунок 2.11 – Розрахунок к.з. в точці К 3 (згорнута схема)

$$\left. \begin{aligned} \Delta X &= X_{16} \cdot (X_2 + X_1); \\ X_{20} &= X_2 + \left(\frac{\Delta X}{X_1} \right); \\ X_{21} &= X_1 \cdot \left(\frac{\Delta X}{X_2} \right); \end{aligned} \right\}$$

$$\Delta X = 0,58 \cdot (1,57 + 0,49) = 1,19;$$

$$X_{20} = 1,57 + \left(\frac{1,19}{0,49} \right) = 4,00;$$

$$X_{21} = 0,49 + \left(\frac{1,19}{1,57} \right) = 1,25;$$

Розподіляємо X_{17} між X_{19} , X_{20} та X_{21} [2];

$$\left. \begin{aligned} \Delta X &= X_{17} \cdot (X_{19} \cdot X_{20} + X_{19} \cdot X_{21} + X_{20} \cdot X_{21}); \\ X_{22} &= X_{19} + \frac{\Delta X}{X_{20} \cdot X_{21}}; \\ X_{23} &= X_{20} + \frac{\Delta X}{X_{19} \cdot X_{21}}; \\ X_{24} &= X_{21} + \frac{\Delta X}{X_{19} \cdot X_{20}}; \end{aligned} \right\} \quad (2.32)$$

$$\Delta X = 0,71 \cdot (2,57 \cdot 4 + 2,57 \cdot 1,25 + 4 \cdot 1,25) = 0,71(10,28 + 3,21 + 5) = 13,13;$$

$$X_{22} = 2,57 + \left(\frac{13,13}{5} \right) = 5,20;$$

$$X_{23} = 4 + \left(\frac{13,13}{13,21} \right) = 8,09;$$

$$X_{24} = 1,25 + \left(\frac{13,13}{10,28} \right) = 2,53;$$

$$I_{\text{п.о.G1}} = 1,08 \cdot \frac{55,05}{3,83} = 15,52 \text{ кА};$$

$$I_{\text{п.о.G2,3}} = 1,08 \cdot \frac{55,05}{5,20} = 11,43 \text{ кА};$$

$$I_{\text{п.о.G4}} = 1,12 \cdot \frac{55,05}{8,09} = 7,69 \text{ кА};$$

$$I_{\text{п.о.C}} = 1 \cdot \frac{55,05}{2,53} = 21,76 \text{ кА};$$

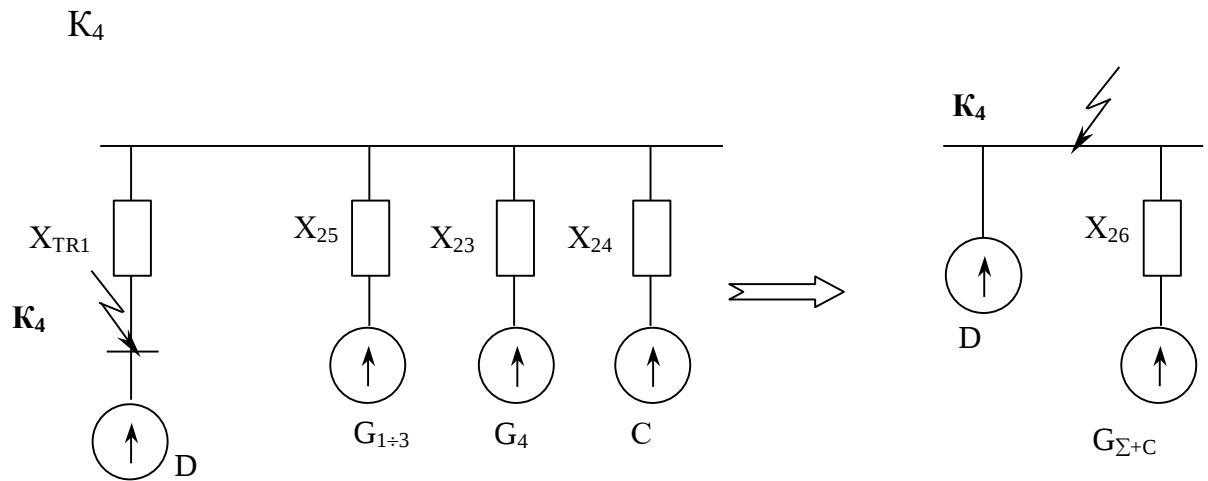


Рисунок 2.12 – Розрахунок к.з. в точці К 4

$$X_{25} = \frac{X_{r1} \cdot X_{22}}{X_{r1} + X_{22}} = \frac{3,83 \cdot 5,2}{3,83 + 5,2} = 2,21;$$

$$X_{26} = \frac{X_{25} \cdot X_{23} \cdot X_{24}}{X_{25} \cdot X_{23} + X_{25} \cdot X_{24} + X_{23} \cdot X_{24}} + X_{TR1}; \quad (2.33)$$

$$X_{26} = \frac{2,21 \cdot 8,09 \cdot 2,53}{2,21 \cdot 8,09 + 2,21 \cdot 2,53 + 8,09 \cdot 2,53} + 8 = 9,03;$$

$$I_{п,о.G_{\Sigma} + C} = 1 \cdot \frac{91,75}{9,03} = 10,16 \text{ кА};$$

$$I_{п,о.D} = 4 \cdot \frac{\sum P_{HOM}}{U_{HOM}} = 4 \cdot \frac{1,25 \cdot S_{TR \text{ розр.}}}{U_{HOM}}; \quad (2.34)$$

$$I_{п,о.D} = \frac{4 \cdot 1,25 \cdot 9,6}{6} = 8 \text{ кА}.$$

K_5

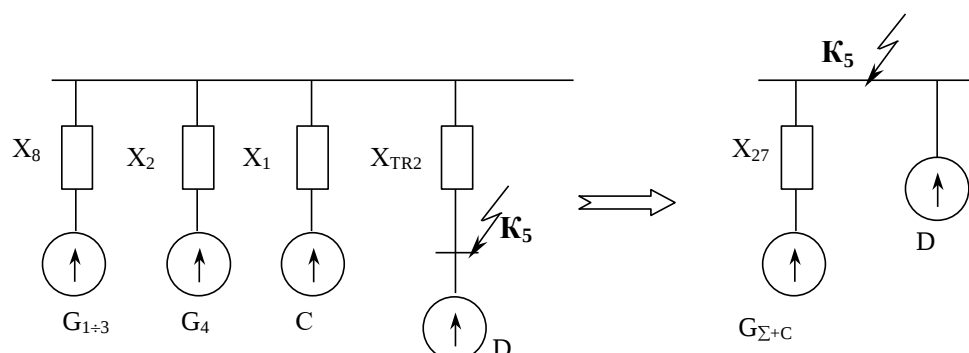


Рисунок 2.13 – Розрахунок к.з. в точці К 5

$$X_{27} = \frac{X_8 \cdot X_2 \cdot X_1}{X_8 \cdot X_2 + X_8 \cdot X_1 + X_2 \cdot X_1} + X_{TR2};$$

$$X_{27} = \frac{1,94 \cdot 1,57 \cdot 0,49}{1,94 \cdot 1,57 + 1,94 \cdot 0,49 + 1,57 \cdot 0,49} + 6,88 = 7,19;$$

$$I_{п.о.G_{\Sigma} + C} = 1 \cdot \frac{91,75}{7,19} = 12,76 \text{ кА};$$

$$I_{п.о.D} = 8 \text{ кА}.$$

Для РУВП-6 кВ за розрахункову точку КЗ приймаємо точку К₅.

Попередньо встановлюємо вимикачі:

1) ВРУ-150 кВ	ВГБУ-220 У1	$t_{BB} = 0,035 \text{ с}$
2) ГРУ-10 кВ	ВГГ-10	$t_{BB} = 0,08 \text{ с}$
4) РУВП-6 кВ	ВРС-10(КРУ типу КУ10С)	$t_{BB} = 0,04 \text{ с}$

Таблиця 2.9 – Дані для визначення складових струмів КЗ

Точка КЗ	Вітка живлення	$\tau, \text{ с}$	$T_a, \text{ с}$	K_y	$e^{-\tau/T_a}$	$\gamma_{п,\tau}$
К ₁ ВРУ-150 кВ	G _{1÷3}	0,045	0,20	1,948	0,8	0,89
	G ₄	0,045	0,25	1,954	0,87	0,87
	Система	0,045	0,03	1,717	0,35	1
К ₃ ГРУ-10 кВ	G ₁	0,09	0,249	1,961	0,65	0,72
	G _{2,3}	0,09	0,20	1,948	0,60	0,91
	G ₄	0,09	0,25	1,954	0,65	1
	Система	0,09	0,08	1,87	0,38	1
К ₂ генератор G ₄	G _{1÷3}	0,045	0,20	1,948	0,8	0,95
	G ₄	0,045	0,267	1,963	0,82	0,86
	Система	0,045	0,03	1,717	0,35	1
К ₅ РУВП-6 кВ	G _Σ + система	0,05	0,048	1,82	0,43	1

Визначимо значення коефіцієнтів $\gamma_{a,\tau}$ для генераторних віток [2]:

К₁ а) G_{1÷3}

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{3 \cdot 40}{\sqrt{3} \cdot 154} = 0,45; \quad \frac{I_{\text{н.о}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{2,09}{0,45} = 4,64; \quad \gamma_{\text{п,т}} = 0,89$$

б) G_4

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{188}{\sqrt{3} \cdot 154} = 0,71 \text{ кА}; \quad \frac{I_{\text{н.о}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{2,7}{0,71} = 3,80 \text{ кА}; \quad \gamma_{\text{п,т}} = 0,87;$$

К₂

а) $G_{1 \div 3}$

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{3 \cdot 40}{\sqrt{3} \cdot 18} = 3,85 \text{ кА}; \quad \frac{I_{\text{н.о}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{8,42}{3,85} = 2,19 \text{ кА}; \quad \gamma_{\text{п,т}} = 0,95$$

б) G_4

$$I'_{\text{НОМ}} = 5,67 \text{ кА}; \quad \frac{I_{\text{н.о}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{32,11}{5,67} = 5,66; \quad \gamma_{\text{п,т}} = 0,86$$

К₃

а) G_1

$$I'_{\text{НОМ}} = 2,2 \text{ кА}; \quad \frac{I_{\text{н.о}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{15,52}{2,2} = 7,05; \quad \gamma_{\text{п,т}} = 0,72$$

б) $G_{2,3}$

$$I'_{\text{НОМ}} = 4,4 \text{ кА}; \quad \frac{I_{\text{н.о}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{11,43}{4,4} = 2,6; \quad \gamma_{\text{п,т}} = 0,91$$

в) G_4

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{188}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 10,35 \text{ кА}; \quad \frac{I_{\text{н.о}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{7,69}{10,35} = 0,74 \text{ кА}; \quad \gamma_{\text{п,т}} = 1$$

Складові струми КЗ від двигунів власних потреб:

$$\left. \begin{aligned} I_{\text{п,т,Д}} &= I_{\text{п,о,Д}} \cdot e^{-\tau/0,07}; \\ i_{\text{а,т,Д}} &= \sqrt{2} \cdot I_{\text{п,о,Д}} \cdot e^{-\tau/0,04}; \\ i_{\text{у,Д}} &= \sqrt{2} \cdot K_{\text{у,Д}} \cdot I_{\text{п,о,Д}} \cdot \end{aligned} \right\} \quad (2.35)$$

$$I_{\text{п,т,Д}} = 8 \cdot e^{-0,05/0,07} = 4,21 \text{ кА};$$

$$i_{\text{а,т,Д}} = 8 \cdot \sqrt{2} \cdot e^{-0,05/0,04} = 3,23 \text{ кА};$$

$$i_{\text{у,Д}} = \sqrt{2} \cdot 1,65 \cdot 8 = 18,61 \text{ кА}.$$

Таблиця 2.10 – Зведена таблиця струмів КЗ

Точка КЗ	Вітка живлення	$I_{п,о}, \text{кА}$	$I_{п,т,}, \text{кА}$	$i_{а,т,}, \text{кА}$	$i_y, \text{кА}$	Примітка
К ₁ ВРУ-150 кВ	G _{1÷3}	2,09	1,86	2,36	5,74	
	G ₄	2,70	2,35	3,31	7,44	
	Система	7,65	7,65	3,78	15,52	
	Сума	12,44	11,86	9,45	28,70	вибір КА та шин
К ₂ Генератор G ₄	G _{1÷3Σ}	8,42	8,00	9,50	23,13	
	Система	30,88	30,88	15,24	74,76	
	Сума без (G ₄)	39,30	38,88	24,74	97,89	шини в основному колі.
	G ₄	32,11	27,61	37,13	88,88	
	Повна сума	71,41	66,49	61,87	186,77	шини до ТВП
К ₃ ГРУ-10 кВ	G _{2,3}	11,43	10,40	9,67	31,39	
	G ₄	7,69	7,69	7,05	21,19	
	Система	21,76	21,76	11,66	57,37	
	Сума без (G ₁)	40,88	39,85	28,38	109,95	ком. апарат.
	G ₁	15,52	11,17	14,22	42,91	
	Повна сума	56,40	51,02	42,60	152,86	шини
К ₃ РУВП-6 кВ	G _Σ + Система	12,76	12,76	7,74	32,74	комутац. апаратура
	Двигуни ВП	8,00	4,21	3,23	18,61	
	Сума	20,76	16,97	10,97	51,35	шини

2.7 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадратичного струму

ВРУ-150 кВ

Максимальні струми:

$$I_{\max_w} = \frac{P_{\text{гр.ЛЕП}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi}; \quad (2.36)$$

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

$$I_{\max \text{ ТЗ}} = 1,5 \cdot \frac{S_{\text{ТЗНОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \quad (2.38)$$

$$I_{\max \text{ ТР}} = \frac{S_{\text{ТРНОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \quad (2.39)$$

$$I_{\max \text{ W}} = \frac{100 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 150 \cdot 0,85} = 453,4 \text{ A};$$

$$I_{\max \text{ БТ}} = \frac{188 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 150 \cdot 0,95} = 762,6 \text{ A};$$

$$I_{\max \text{ ТЗ}} = \frac{1,5 \cdot 63 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 150} = 364,2 \text{ A};$$

$$I_{\max \text{ ТР}_2} = \frac{16 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 150} = 61,7 \text{ A};$$

Імпульс квадратичного струму:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п,о}}^2 (t_{\text{вим}} + T_{\text{а}}) \quad (2.40)$$

$$B_{\text{к}} = 12,44^2 (0,2 + 0,25) = 69,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Генератор G₄

$$I_{\max \text{ G}} = \frac{I_{\text{Б.НОМ.}}}{0,95}; \quad (2.41)$$

$$I_{\max \text{ G}} = \frac{5670}{0,95} = 5968,4 \text{ A}.$$

ГРУ-10 кВ

$$I_{\max \text{ G1}} = \frac{2200}{0,95} = 2315,8 \text{ A};$$

$$I_{\max \text{ ТЗ}} = \frac{1,5 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 5462,4 \text{ A};$$

$$I_{\max TR_1} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 578 \text{ A};$$

$$I_{\max TBП1} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 10} = 92,5 \text{ A}.$$

$$\begin{aligned} B_K &= B_{KЛ} + B_{Ka} = \\ &= (B_{пс} + B_{пг} + B_{пгс}) + B_{Ka} = (I_c^2 + B_{*пг} \cdot I_{п.о.г.}^2 + 2 \cdot I_c \cdot I_{п.о.г.} \cdot T_*) t_{внм} + \\ &+ \left(I_c^2 \cdot T_{a,c} + I_{п.о.г.}^2 \cdot T_{a.г.} + \frac{4 \cdot I_c \cdot I_{п.о.г.}}{\frac{1}{T_{a,c}} + \frac{1}{T_{a.г.}}} \right); \end{aligned} \quad (2.42)$$

$$\begin{aligned} B_K &= (40,88^2 + 0,62 \cdot 15,52^2 + 2 \cdot 40,88 \cdot 0,76 \cdot 15,52) \cdot 0,3 + \\ &+ \left(40,88^2 \cdot 0,25 + 15,52^2 \cdot 0,249 + \frac{4 \cdot 40,88 \cdot 15,52}{\frac{1}{0,25} + \frac{1}{0,249}} \right) = \\ &= (1671,2 + 149,3 + 964,4) + (417,8 + 60 + 317,2) = 3579,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \end{aligned}$$

РУВП-6 кВ.

$$I_{\max TR_2} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 1541,4 \text{ A};$$

$$I_{\max TR_1} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 963,4 \text{ A};$$

$$I_{\max TBП1} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 6} = 154,1 \text{ A}.$$

$$\begin{aligned} B_K &= I_{п.о.с}^2 = (t_{внм} + T_{a.сх}) + I_{п.о.д}^2 (0,5 \cdot T'_д + T_{a.сх}) + \\ &+ 2 \cdot I_{п.о.д}^2 \cdot T_{a.сх} = \frac{T_{a.сх} \cdot I_{п.о.с} + T_{a.д} \cdot I_{п.о.д}}{I_{п.о.с} + I_{п.о.д}}; \end{aligned} \quad (2.43)$$

де

$$T_{a.сх} = \frac{T_{a.сх} \cdot I_{п.о.с} + T_{a.д} \cdot I_{п.о.д}}{I_{п.о.с} + I_{п.о.д}}; \quad (2.44)$$

$$T_{a.сх} = \frac{0,048 \cdot 12,76 + 0,04 \cdot 8}{20,76} = 0,045 \text{ с};$$

$$B_K = 12,76^2 \cdot (0,3 + 0,045) + 8^2 (0,5 \cdot 0,07 + 0,045) + \\ + 2 \cdot 8 \cdot 12,76(0,07 + 0,045) = 56,2 + 5,1 + 23,5 = 84,8 \text{ кА} \cdot \text{с}.$$

2.8 Вибір комутаційної апаратури

Таблиця 2.11 - ВРУ-150 кВ

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	ВГБУ-220 У1	РНД 3.1-150/1000 У1
$U_{уст} = 150 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 150 \text{ кВ}$
$I_{max} = 762,6 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{п,т} = 11,86 \text{ кА}$	$I_{вик.ном} = 40 \text{ кА}$	-
$i_{a,т} = 9,45 \text{ кА}$	$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot B_{ном} \cdot I_{вим.ном} = \\ = \sqrt{2} \cdot 0,35 \cdot 40 = 19,74 \text{ кА}$	-
$I_{п,о} = 12,44 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	-
$i_y = 28,7 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{дин} = 100 \text{ кА}$
$B_K = 69,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = \\ = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблиця 2.12 -ГРУ-10 кВ

а) коло G_1

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	МГУ-20	РВР-20/8000 У3
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 2315,8 \text{ А}$	$I_{ном} = 5000 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$
$I_{п,т} = 39,85 \text{ кА}$	$I_{вик.ном} = 63 \text{ кА}$	-
$I_{a,т} = 28,38 \text{ кА}$	$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,1 \cdot 63 = 8,88 \text{ кА};$	-
$\sqrt{2} \cdot I_{п,т} + i_{a,т} = 84,57 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{вим.ном} (1+B_H) = \\ = 97,7 \text{ кА}$	-
$I_{п,о} = 40,88 \text{ кА}$	$I_{дин} = 63 \text{ кА}$	-
$i_y = 109,95 \text{ кА}$	$i_{дин} = 161 \text{ кА}$	$i_{дин} = 125 \text{ кА}$
$B_K = 3579,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 63^2 \cdot 3 = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 45^2 \cdot 4 = \\ = 8100 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблиця 2.13 -РУВП 6 кВ

Розрахункові дані	Каталожні дані
	ВРС-10 (КРУ типу КУ 10 С)
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 1541,4 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$
$I_{п,т} = 12,76 \text{ кА}$	$I_{вик.ном} = 20 \text{ кА}$
$i_{а,т} = 7,74 \text{ кА}$	$i_{а1.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,3 \cdot 20 = 8,46 \text{ кА};$
$I_{п,о} = 12,76 \text{ кА}$	$I_{дин} = 20 \text{ кА}$
$i_y = 32,74 \text{ кА}$	$i_{дин} = 52 \text{ кА}$
$B_k = 84,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

2.9 Вибір струмоведучих частин

ВРУ-150 кВ

а) збірні шини:

$$I_{max} = 762,6 \text{ А};$$

$$I_{п,о} = 12,44 \text{ кА} < 20 \text{ кА};$$

$$i_y = 28,7 \text{ кА} < 50 \text{ кА}.$$

Приймаємо провід марки АС 400/51:

$$d = 27,5 \text{ мм};$$

$$I_{доп} = 825 \text{ А};$$

$$D = 350 \text{ см};$$

Фази розташовуємо горизонтально, середня геометрична відстань між фазами:

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D = 1,26 \cdot 350 = 441 \text{ см}.$$

Перевірка за максимальним струмом:

$$I_{max} = 762,6 \text{ А} < I_{доп} = 825 \text{ А}.$$

Перевірка на коронування [2]

- максимальне значення початкової критичної напруженості електричного поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right); \quad (2.45)$$

де $m = 0,82$ коефіцієнт шорсткуватості проводів;

r_0 – радіус проводу, см.

$$E_0 = 0,82 \cdot 30,3 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,375}} \right) = 31,17 \text{ кВ/см};$$

- напруженість електричного поля біля поверхні проводів:

$$E = \frac{0,354 \cdot U_{\max}}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{сп}}}{r_0}}; \quad (2.46)$$

де $U_{\max}$ – максимальна допустима напруга установки, кВ;

$$E = \frac{0,354 \cdot 165}{1,375 \cdot \lg \frac{441}{1,375}} = 16,94 \text{ кВ/см}.$$

Умова перевірки

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0. \quad (2.33)$$

$$1,07 \cdot 16,94 = 18,13 \text{ кВ/см} < 0,9 \cdot 31,17 = 28,05 \text{ кВ/см}.$$

Умова виконується

б) відгалуження до БТ:

Економічний переріз [2]:

$$q_{\text{ек}} = \frac{I_{\text{норм}}}{j_{\text{ек}}}; \quad (2.48)$$

де $q_{\text{ек}}$ – економічна густина струму, А/мм² (таблиця 4.12 [2]).

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

$$I_{\text{норм}} = \frac{188 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 150} = 724 \text{ А};$$

$$q_{\text{ек}} = \frac{724}{1} = 724 \text{ мм}^2.$$

Встановлюємо провід марки АС 700/86.

$$d = 3,2 \text{ мм};$$

$$I_{\text{доп}} = 1180 \text{ А};$$

в) відгалуження до ТЗ:

$$I_{\text{норм}} = \frac{63 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 150} = 242,8 \text{ А};$$

$$q_{\text{ек}} = \frac{242,8}{1} = 242,8 \text{ мм}^2.$$

Встановлюємо провід марки АС 240/56.

$$d = 22,4 \text{ мм};$$

$$I_{\text{доп}} = 610 \text{ А};$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,12}} \right) = 31,87 \text{ кВ/см};$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 165}{1,12 \cdot \lg \frac{441}{1,12}} = 20,09 \text{ кВ/см}.$$

$$1,07 \cdot 20,09 = 21,5 \text{ кВ/см} < 0,9 \cdot 31,87 = 28,68 \text{ кВ/см}.$$

г) відгалуження до TR₂:

$$I_{\text{норм}} = 61,7 \text{ А};$$

$$q_{\text{ек}} = \frac{61,7}{1} = 61,7 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо провід марки АС 120/27.

$$d = 15,4 \text{ мм};$$

$$I_{\text{доп}} = 375 \text{ А};$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,77}} \right) = 33,31 \text{ кВ/см};$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 165}{0,77 \cdot \lg \frac{441}{0,77}} = 27,5 \text{ кВ/см}.$$

$$1,07 \cdot 27,5 = 29,42 \text{ кВ/см} < 0,9 \cdot 33,31 = 29,98 \text{ кВ/см}.$$

Умова виконується.

ГРУ-10 кВ.

а) збірні шини:

$$I_{\max} = 546,2 \text{ А};$$

$$i_y = 152,86 \text{ кА}$$

$$B_k = 3579,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Встановлюємо алюмінієві шини коробчастого перерізу:

$$I_{\text{доп.ном}} = 6430 \text{ А};$$

$$q = 2 (175 \cdot 80 \cdot 8) = 2 \cdot 2440 = 4880 \text{ мм}^2$$

$$W_{y0-y0} = 250 \text{ см}^3;$$

$$I_{y0-y0} = 2190 \text{ см}^3.$$

З врахуванням поправочного коефіцієнта на температуру:

$$I_{\text{доп.}} = 0,94 \cdot 6430 = 6044,2 \text{ А} > I_{\max} = 5462,4 \text{ А};$$

Перевірка на термічну стійкість

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{3579,9 \cdot 10^6}}{91} = 657,5 \text{ мм}^2 < q = 4880 \text{ мм}^2.$$

Перевірка на механічну міцність:

приймаємо, що швелери з'єднані жорстко по всій довжині та розташовані по вершинах прямокутного трикутника, тоді напруженість в матеріалі шин:

$$\sigma_{\text{ф.мах}} = 2,2 \cdot \frac{i_y^2 \cdot e^2}{a \cdot W_{y0-y0}} \cdot 10^{-2}; \quad (2.49)$$

$$\sigma_{\text{ф.мах}} = 2,2 \cdot \frac{152,86^2 \cdot 2^2}{0,8 \cdot 250} \cdot 10^{-2} = 10,3 \text{ МПа} < \sigma_{\text{доп}} = 40 \text{ МПа}.$$

Вибір ізоляторів.

Максимальна сила, що діє на згинання:

$$F_{3г} = 1,62 \cdot \frac{i_y^2 \cdot l}{f} \cdot 10^{-1}; \quad (2.50)$$

$$F_{3г} = 1,62 \cdot \frac{152,86^2 \cdot 2}{0,8} \cdot 10^{-1} = 9463,3 \text{ Н.}$$

Поправка на висоту шин:

$$K_h = \frac{H_{из} + c + \frac{h}{2}}{H_{из}}; \quad (2.51)$$

$$K_h = \frac{130 + 6,5 + 125/2}{2} = 1,53;$$

Встановлюємо опорний ізолятор типу ИО-10-30,00 УЗ [3]:

$$U_{ном} = 10 \text{ кВ};$$

$$F_p = 30000 \text{ Н};$$

$$H_{из} = 154 \text{ мм.}$$

Перевіряємо ізолятор на механічну міцність:

$$F_{розр} = K_h \cdot F_p; \quad (2.52)$$

$$F_{розр} = 1,62 \cdot 9463,3 = 15330,5 \text{ Н} < 0,6 \cdot 30000 = 18000 \text{ Н.}$$

Умова виконується.

Приймаємо прохідні ізолятори типу ПІ-10/6300-4250 УХЛ1:

$$U_{ном} = 10 \text{ кВ};$$

$$I_{ном} = 6300 \text{ А};$$

$$l = 736 \text{ мм.}$$

$$F_p = 42500 \text{ Н};$$

Перевіряємо ізолятор на механічну міцність:

$$F_{розр} = 0,5 \cdot F_{3г} \leq 0,6 \cdot F_p$$

$$F_{розр} = 0,5 \cdot 9463,3 = 4731,7 \text{ Н} < 0,6 \cdot 42500 = 25500 \text{ Н.}$$

Умова виконується.

Генератор G₄.

Встановлюємо екрановані генераторні струмопроводи

а) в основному колі типу ГРТЕ-20-10000-300:

$$U_{уст} = 18 \text{ кВ} \leq U_{ном} = 20 \text{ кВ};$$

$$I_{max} = 5968,4 \text{ А} \leq I_{ном} = 10000 \text{ А};$$

$$i_y = 97,89 \text{ кА} \leq i_{дин} = 300 \text{ кА}.$$

б) на відгалуженні до ТВП типу ГРТЕ-20-1600-375:

$$U_{уст} = 18 \text{ кВ} \leq U_{ном} = 20 \text{ кВ};$$

$$I_{max} = 321,1 \text{ А} \leq I_{ном} = 1600 \text{ А};$$

$$i_y = 186,77 \text{ кА} \leq i_{дин} = 375 \text{ кА}.$$

РУВП-6 кВ.

Встановлюємо комплектний струмопровід типу ТЗК-6-2000-81:

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

$$I_{max} = 1541,4 \text{ А} < I_{ном} = 2000 \text{ А};$$

$$i_y = 51,35 \text{ кА} < i_{дин} = 81 \text{ кА}.$$

2.10 Вибір лінійних реакторів

Визначаємо результуючий опір кола КЗ при відсутності реактора:

$$X_{рез} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{п.о.}}; \quad (2.54)$$

$$X_{рез} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 56,4} = 0,108 \text{ м}.$$

Потрібний опір кола КЗ:

$$X_{рез}^{потр} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{вим.ном.}}; \quad (2.55)$$

$$X_{\text{рез}}^{\text{потр}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 20} = 0,303 \text{ Ом.}$$

Потрібний опір реактора для обмеження струму КЗ:

$$X_{\text{рез}}^{\text{потр}} = 0,303 - 0,108 = 0,105 \text{ Ом.}$$

Встановлюємо реактор типу РБСГ 10-2Х1600-0,20УЗ [3]:

$$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{ном}} = 2 \cdot 1600 \text{ А};$$

$$X_p = 0,20 \text{ Ом};$$

$$K_{\text{зв}} = 0,51$$

$$i_{\text{дин}} = 60 \text{ кА};$$

$$I_T = 14,3 \text{ кА};$$

$$t_T = 8 \text{ с.}$$

Результуючий опір кола КЗ з врахуванням реактора:

$$X'_{\text{рез}} = 0,108 + 0,20 = 0,308 \text{ Ом.}$$

Фактичне значення періодичної складової струму КЗ за реактором:

$$I_{\text{п.о.}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,308} = 19,71 \text{ кА.}$$

Електродинамічна стійкість

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,956 \cdot 19,71 = 54,36 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 49 \text{ кА};$$

Ударний струм:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,956 \cdot 19,64 = 54,17 \text{ кА} > 49 \text{ кА};$$

Термічна стійкість

$$B_K = I_{\text{п.о.}}^2 (t_{\text{вим}} + T_a) \leq I_T^2 \cdot t_T; \quad (2.56)$$

$$B_K = 19,71^2 (1,0 + 0,23) = 477,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 14,3^2 \cdot 8 = 1635,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Залишкова напруга на шинах ГРУ-10 кВ при КЗ за реактором

$$U_{\text{зал}\%} = X_p \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{п.о.}} \cdot 100}{U_{\text{ном}}} \geq U_{\text{зал, доп}\%} = 65\%; \quad (2.57)$$

$$U_{\text{зал}\%} = 0,20 \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot 19,71 \cdot 100}{10} = 68,2\% > U_{\text{зал, доп}} = 65\%.$$

Втрата напруги при протіканні максимального струму в нормальному режимі роботи:

$$\Delta U_p \% = X_p (1 - K_{\text{зв}}) \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{max}} \cdot 100}{U_{\text{ном}}} \cdot \sin \varphi; \quad (2.58)$$

$$\Delta U_p \% = 0,2(1 - 0,51) \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot 1,292 \cdot 100}{10} \cdot 0,6 = 1,31\% < \Delta U_{\text{р, доп}} = 2\%.$$

Вибраний реактор задовольняє усім вимогам.

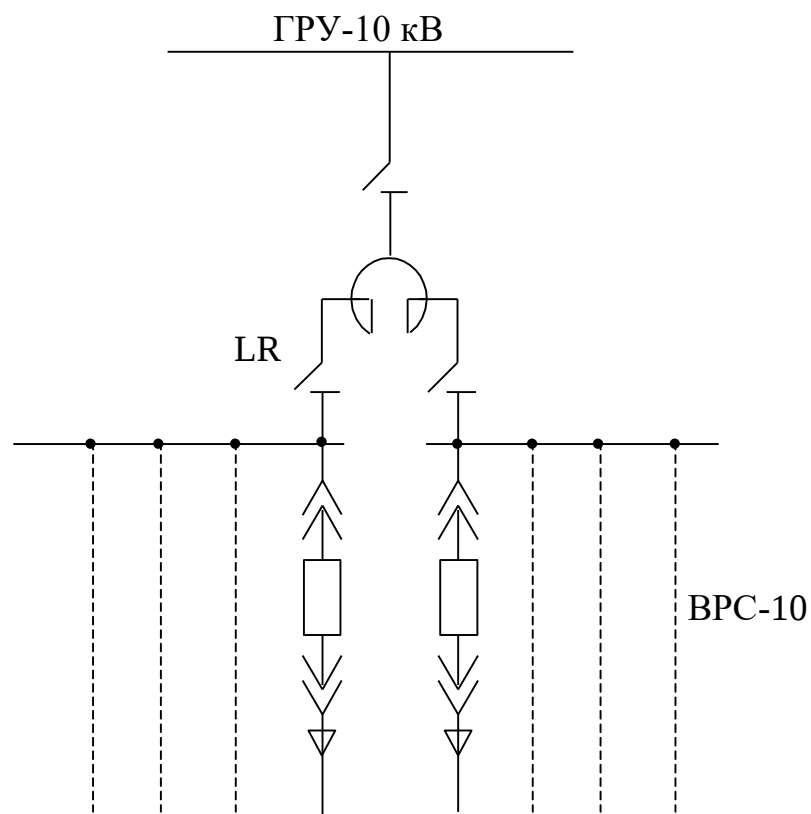


Рисунок 2.14 – Схема лінійного реактора

Вибираємо кабель в колі реактора марка ААГ:

- економічний переріз:

$$q_{\text{ек}} = \frac{323}{1,4} = 230,7 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо два кабелі по $3 \times 120 \text{ мм}^2$, $I_{\text{доп.ном}} = 185 \text{ А}$; поправочний коефіцієнт на температуру повітря $v_0 = 30^\circ\text{С}$, $T_{\text{max}} = 4500 \text{ год}$.

$$K_2 = 0,93.$$

$$I_{\text{доп}} = 0,93 \cdot 2 \cdot 185 = 344,1 \text{ А} > I_{\text{ном}} = 323 \text{ А}.$$

Перевіряємо кабель на термічну стійкість:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{477,8 \cdot 10,6}}{100} = 218,6 < q = 240 \text{ мм}^2.$$

2.11 Вибір вимірювальних трансформаторів

Вибираємо вимірювальні трансформатори струму (ТС) та напруги (ТН) для ЛЕП-150 кВ.

Таблиця 2.14 - Розрахункові та каталожні дані ТС типу ТВ-220.

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{\text{уст}} = 150 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ};$
$I_{\text{max}} = 453,4 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А};$
$i_y = 28,7 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 52 \text{ кА}.$
$B_k = 69,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$r_2 = 8,02 \text{ Ом}$	$r_{2\text{ном}} = 20 \text{ Ом}.$

Примітка: а) $I_{2\text{ном}} = 1 \text{ А}$;

б) 0,2/10Р

в) схема з'єднань обмоток ТС: «повна зірка»;

$$г) I_{розр} = 125 \text{ м.}$$

Перевіряємо ТС на клас точності.

Таблиця 2.15 – Вторинне навантаження ТС

Прилад	Тип	Навантаження, В · А, фази		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	0,5	0,5
Ватметр	Д-335	0,5	-	0,5
Варметр	Д-335	0,5	-	0,5
Лічильник активної енергії	I-680	2,5	-	2,5
Лічильник реактивної енергії	I-676	2,5	-	2,5
РАЗОМ:		6,5	0,5	6,5

Загальний опір приладів:

$$r_{\text{прил}} = \frac{S_{\text{прил}}}{I_{2\text{ном}}^2}; \quad (2.59)$$

$$r_{\text{прил}} = \frac{65}{1^2} = 6,5 \text{ Ом.}$$

Допустимий опір проводів:

$$r_{\text{пр}} = r_{2\text{ном}} - r_{\text{прил}} - r_{\text{к}}; \quad (2.60)$$

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

Розрахунковий переріз проводів:

$$q_{\text{розр}} = \frac{S \cdot I_{\text{розр}}}{r_{\text{пр}}}; \quad (2.61)$$

$$q_{\text{розр}} = \frac{0,0283 \cdot 125}{13,4} = 0,26 \text{ мм}^2.$$

За умовою механічної міцності приймаємо контрольний кабель марки АКРВГ з жилами 2,5 мм².

Вторинне навантаження:

$$r_2 = \frac{0,0283 \cdot 125}{1,5} + 6,5 + 0,14 = 8,02 \text{ Ом} < r_{2\text{ном}} = 20 \text{ Ом.}$$

Встановлюємо ТН типу НКФ-220-58У1:

$$U_{1\text{ном}} = \frac{10000}{\sqrt{3}} \text{ В;} \quad U_{2\text{ном}} = \frac{100}{\sqrt{3}} \text{ В;}$$

$$U_{2\text{дод}} = 100 \text{ В; } S_{2\text{ном}} = 4000 \text{ В}\cdot\text{А.}$$

Таблиця 2.16 – Вторинне навантаження ТН

Прилад	Тип	S _{обм} , В·А	n _{обм} , шт	cosφ	sinφ	n _{прил} , шт	Загальна потужність	
							P, Вт	Q, ВА _p
Ватметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Лічильник активної енергії	I-680	2 Вт	2	0,38	0,925	1	4	9,7
Лічильник реактивної енергії.	I-676	3 Вт	2	0,38	0,925	1	6	14,5
Фіксуючий прилад	ФІП	3	-	1	0	1	3	-
РАЗОМ:							19	24,2

Вторинне навантаження:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{19^2 + 24,2^2} = 308 \text{ В}\cdot\text{А} < S_{2\text{ном}} = 3 \cdot 400 = 1200 \text{ В}\cdot\text{А.}$$

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

Таблиця 2.17 – Вимірювальні трансформатори

Місце установки	Трансформатор струму	Трансформатор напруги
ВРУ-150 кВ	ТВ-220 0,2/10Р	НКФ-220-58У1
Генератор ТВС-32 УЗ	ТШЛ-10 0,5/10Р	ЗНОЛ. 06-10 УЗ
Генератор ТВВ-160-2Е УЗ	ТШ-20-10000/5 0,2/10Р	ЗОМ-1/18 ЗНОМ-18
Блочний трансформатор:		
- сторона ВН	ТВТ-150-I-1000/1 0,5/10Р	-
- сторона НН	ТШ-20 0,2/10Р	-
Трансформатор зв'язку		
- сторона ВН	ТВТ 150-I-600/1 0,5/10Р	-
- сторона НН	ТШЛ-10 0,5/10Р	-
ТВП ₁ , TR ₁ :		
- сторона ВН	ТШЛ-10 0,5/10Р	-
- сторона НН	ТПЛ-10 0,5/10Р	-
ТВП ₂ :		
- сторона ВН	ТШ-20 0,2/10Р	-
- сторона НН	ТПЛ-10 0,5/10Р	-
TR ₂ :		
- сторона ВН	ТВТ 150-I-600/1 0,5/10Р	-
- сторона НН	ТПЛ-10 0,5/10Р	-
Кабельна ЛЕП-10 кВ	ТПЛ-10 0,5/10Р	-
Секційний реактор	ТШЛ-10 0,5/10Р	
РУВП-6 кВ	ТПЛ-10 0,5/10Р	ЗНОЛ. 06-6 УЗ
ГРУ-10 кВ	ТШЛ-10 0,5/10Р	ЗНОЛ. 06-10 УЗ

2.12 Вибір засобів обмеження перенапруг та високочастотних загороджувачів

Для захисту обладнання від атмосферних та комутаційних встановлюємо обмежувачі перенапруг та розрядники:

- ЛЕП-150 кВ, сторона ВН БТ, ТЗ та TR ₂	ОПН-150 У1
- нейтраль БТ, ТЗ та TR ₂	ОПН-110 У1
- сторона НН ТЗ	РВРД-10 У1
- сторона НН БТ	РВМ-18У1
- РУВП-6 кВ	РВРД-6 У1

Для забезпечення нормальної роботи засобів РЗА встановлюємо на ЛЕП-150 кВ високочастотні загороджувачі типу ВЗ-630-0,5 У1.

2.13 Вибір акумуляторних батарей

На ТЕЦ з поперечними зв'язками в тепловій частині потужністю до 200 МВт встановлюється одна акумуляторна батарея (АБ), а при потужності більше ніж 200 МВт – дві АБ. Від однієї батареї можуть житися споживачі трьох агрегатів. Однак не слід допускати збігання пускових режимів всіх масло насосів.

Для електростанцій прийнята схема АБ з елементним комутатором, яка працює в режимі постійного підзаряду.

Вихідні дані для розрахунку:

- напруга на шинах $U_{ш} = 230 \text{ В}$;
- номінальна напруга: $U_n = 220 \text{ В}$;
- напруга на елементі в режимі підзаряду: $U_{пз} = 2,15 \text{ В}$;
- напруга на елементі в режимі розряду: $U_p = 1,75 \text{ В}$;
- напруга на елементі в режимі заряду: $U_3 = 2,75 \text{ В}$;
- загальна кількість елементів: $n = 130$;
- кількість основних елементів: $n_o = 108$;
- кількість додаткових елементів: $n_d = 22$;

Вибираємо АБ для трьох агрегатів по 32 МВт та АБ для агрегата 160 МВт.

Типовий номер батареї:

$$N \geq 1,05 \frac{I_{ав}}{j}; \quad (2.62)$$

де $I_{ав}$ – допустимий струм півгодинного аварійного розряду, який приведено до першого номера акумулятора, ($j = 25 \text{ А/Н}$ при температурі електроліту 25° С);

$$N \geq 1,05 \cdot \frac{390}{25} = 16,4;$$

$$N_2 \geq 1,05 \cdot \frac{453}{25} = 19.$$

Таблиця 2.18 – Навантаження акумуляторної батареї

Електроприймачі						Розрахункові аварійні навантаження	
Найменування	п, шт	P _{ном} , кВт	I _{ном} , А	I _{розр} , А	I _{пуск} , А		
						I _{ав}	I _{пит}
Постійне навантаження	-	-	-	$\frac{20}{30}$	-	$\frac{20}{30}$	$\frac{20}{30}$
Аварійне освітлення	-	-	-	$\frac{160}{200}$	-	$\frac{160}{200}$	
Перетворювальний агрегат оперативного зв'язку	1	7,2	38	30	100	30	30
Електродвигун аварійного маслонасоса ущільнень генератора	$\frac{3}{1}$	$\frac{4}{25}$	$\frac{21,5}{128}$	$\frac{20}{120}$	$\frac{70}{320}$	$\frac{60}{120}$	$\frac{210}{320}$
Електродвигун аварійного маслонасоса системи змащування турбіни	$\frac{3}{1}$	$\frac{8}{14}$	$\frac{43,5}{73,5}$	$\frac{40}{73}$	$\frac{130}{184}$	$\frac{120}{73}$	$\frac{390}{184}$
РАЗОМ:						$\frac{390}{453}$	$\frac{650}{564}$

Перевіряємо АБ за струмом короткочасного аварійного навантаження

$$N \geq \frac{I_{\text{пошт}}}{46}; \quad (2.63)$$

$$N_1 \geq \frac{650}{46} = 14,1;$$

$$N_2 \geq \frac{564}{46} = 12,3$$

Приймаємо типорозмір СК-18, СК-20.

Виконуємо перевірку АБ за допустимою напругою в умовах аварійного короткочасного навантаження:

$$j_n = \frac{I_{\text{пошт}}}{N}; \quad (2.64)$$

$$j_{n1} = \frac{650}{18} = 36,1 \text{ A/N};$$

$$j_{n2} = \frac{564}{20} = 28,2 \text{ A/N};$$

Визначаємо для основних елементів за умови забезпечення мінімальної допустимої напруги у споживачів 85 % $U_{\text{ном}}$ з врахуванням падіння напруги в кабелі 5% $U_{\text{ном}}$:

$$U_{\text{СП1}} = 86 \%$$

$$U_{\text{СП2}} = 88 \%.$$

Струм та напруга підзарядного пристрою основних елементів:

$$\left. \begin{aligned} I_{\text{ПЗП}} &= I_{\text{пос}} + 0,15 \cdot N; \\ U_{\text{ПЗП}} &= U_{\text{ПЗ}} \cdot n_0 \end{aligned} \right\}, \quad (2.65)$$

$$I_{\text{ПЗП1}} = 20 + 0,15 \cdot 18 = 22,7 \text{ A};$$

$$I_{\text{ПЗП2}} = 30 + 0,15 \cdot 20 = 33 \text{ A};$$

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

Вибираємо ПЗП типу ВАЗП-380/260-40/80.

Струм та напруга підзарядного пристрою додаткових елементів:

$$\left. \begin{aligned} I_{\text{ПЗП.дод}} &= 0,05 \cdot N; \\ U_{\text{ПЗП.дод}} &= U_{\text{ПЗ}} \cdot n_{\text{дод}} \end{aligned} \right\}, \quad (2.66)$$

$$I_{\text{ПЗП.д1}} = 0,05 \cdot 18 = 0,9 \text{ A};$$

$$I_{\text{ПЗП.д2}} = 0,05 \cdot 20 = 1 \text{ A};$$

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

Вибираємо автоматичний ПЗП типу АРН-3.

Струм та напруга зарядного пристрою

$$\left. \begin{aligned} I_{3П} &= I_{\text{пос}} + 5 \cdot N; \\ U_{3П} &= U_3 \cdot n \end{aligned} \right\}, \quad (2.67)$$

$$I_{3П1} = 20 + 5 \cdot 18 = 110 \text{ A};$$

$$I_{3П2} = 30 + 5 \cdot 20 = 130 \text{ A};$$

$$U_{3П} = 2,75 \cdot 130 = 357,5 \text{ В.}$$

Вибираємо ЗП типу ТППС-800.

2.14 Розрахунок грозозахисту ВРУ-150 кВ

Вихідні дані для розрахунку:

- висота блискавковідводу: $h = 22 \text{ м}$;
- розрахункова висота для якої визначається зона захисту: $h_x = 12 \text{ м}$.

Так як $\frac{2}{3} \cdot h = \frac{2}{3} \cdot 22 = 14,7 \text{ м} > h_x = 12 \text{ м}$, то

- радіус захисту:

$$r_x = 1,5(h - 1,25 \cdot h_x); \quad (2.68)$$

- ширина зони захисту [4]

$$B_x = 3(h_0 - 1,25 \cdot h_x), \quad (2.69)$$

де
$$h_0 = 4h - \sqrt{9 \cdot h^2 + 0,25 \cdot L^2} \quad (2.70)$$

де L – відстань між блискавковідводами, м.

Таблиця 2.19- Дані для побудови зон захисту блискавковідводів ВРУ-150 кВ

Пари блискавковідводів	$L, \text{ м}$	$h_0, \text{ м}$	$B_x, \text{ м}$	$r_x, \text{ м}$
1-2, 3-4, 5-6, 7-8, 9-10	4,5	18,3	9,9	10,5
1-2, 3-5, 2-4, 4-6, 5-7, 7-9, 6-8, 8-10	22,2	21,1	18,3	10,5
1-4, 2-3, 3-6, 4-5, 5-8, 6-7, 7-10, 8-9	50,2	17,6	7,8	10,5

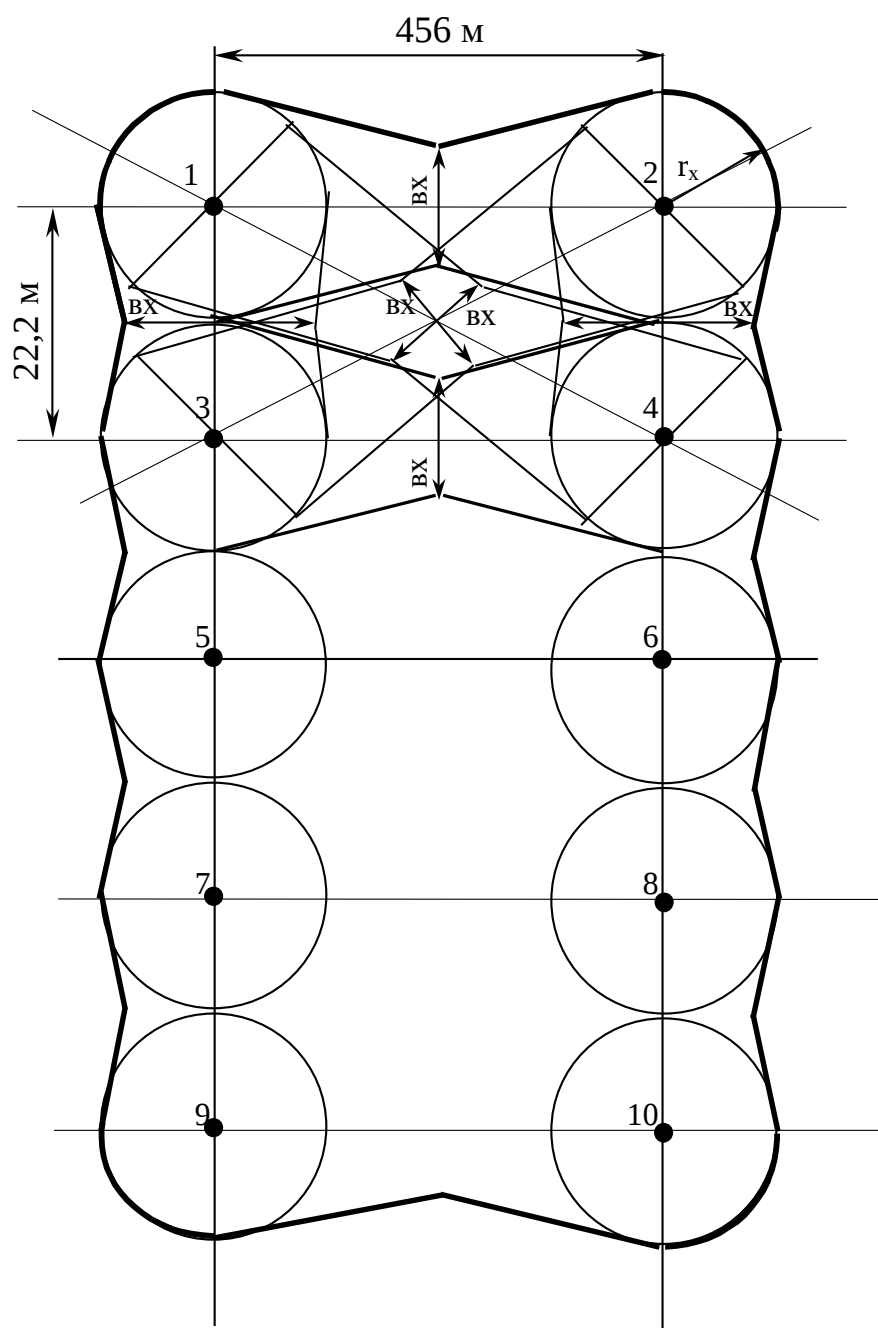


Рисунок 2.15 – Вид на зону захистів блискавковідводів ВРУ-150 кВ

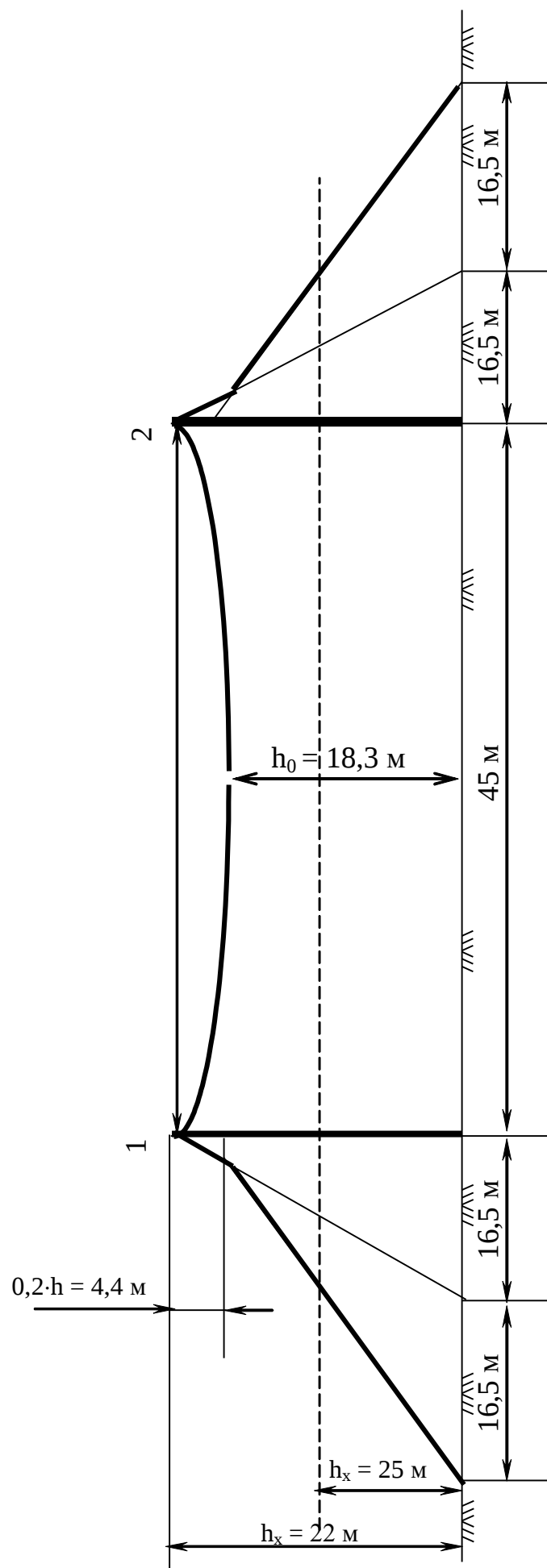


Рисунок 2.16 – Вид на зону захисту блискаковідводів ВРУ-150 кВ збоку

2.15 Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-150 кВ

Заземлювальний пристрій (ЗП) виконується у вигляді сітки з горизонтальних смуг (40х4 мм), які доповнюються по периметру вертикальними заземлювачами (Ø 20 мм).

Вихідні дані для розрахунку:

- площа ЗП: $S = (90 \times 48) \text{ м}^2$;
- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:

$$S_1 = 200 \text{ Ом} \cdot \text{м};$$

$$S_2 = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м};$$

- глибина закладення ЗП $t = 0,7 \text{ м}$;
- товщина верхнього шару ґрунту: $h = 2 \text{ м}$;
- кількість вертикальних заземлювачів: $n_B = 36 \text{ шт.}$;
- довжина вертикальних заземлювачів: $l_B = 2 \text{ м}$.

Середня відстань між вертикальними заземлювачами:

$$a = \frac{2 \cdot (48 + 90)}{36} = 7,7 \text{ м}.$$

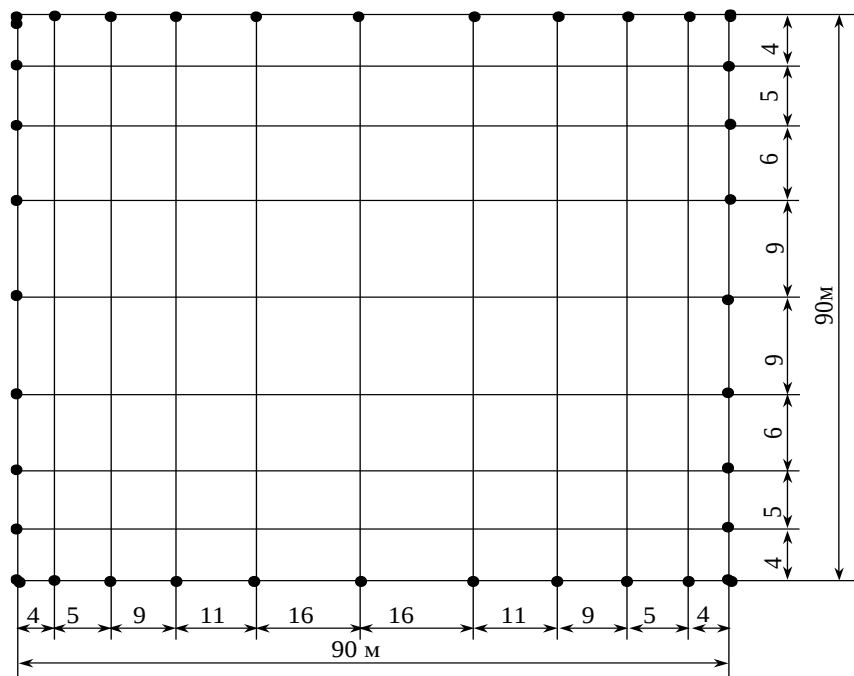


Рисунок 2.17 – Схема заземлювального пристрою ВРУ-150 кВ

Визначимо величини:

$$\sqrt{S} = \sqrt{90 \cdot 48} = \sqrt{4320} = 65,72 \text{ м};$$

$$\frac{S_1}{S_2} = \frac{200}{100} = 2;$$

$$\frac{a}{l_B} = \frac{7,7}{2} = 3,85;$$

$$\frac{h-t}{l_B} = \frac{2-0,7}{2} = 0,65;$$

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{2+0,7}{65,72} = 0,041 < 0,1;$$

Опір ЗП [4,5]:

$$R_3 = A \cdot \frac{S_{\text{екв}}}{\sqrt{S}} + \frac{S_{\text{екв}}}{L_B + L_B}, \quad (2.71)$$

де A – функція відключення $\frac{l_B + t}{\sqrt{S}}$, $S_{\text{екв}}$ – еквівалентний питомий опір ґрунту

Ом·м; L_G , L_B – загальна довжина горизонтальних та вертикальних заземлювачів, м.

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot \frac{l_B + t}{\sqrt{S}}, \quad (2.72)$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot 0,041 = 0,41,$$

$$L_G + L_B = (48 \cdot 11 + 90 \cdot 9) + 36 \cdot 2 = 528 + 810 + 72 = 1410 \text{ м.}$$

Визначаємо, що $\frac{S_{\text{екв}}}{S_2} = 1,31$, тоді

$$S_{\text{екв}} = 1,31 \cdot 100 = 131 \text{ Ом·м},$$

$$R_3 = 0,41 \cdot \frac{131}{65,72} + \frac{131}{1440} = 0,817 + 0,093 = 0,910 \text{ Ом} > R_{3,\text{доп}} = 0,5 \text{ Ом.}$$

Приєднуємо до ЗП природний заземлювач системи „трос-опора” :

$$R_{Т-О} = 1,1 \text{ Ом};$$

$$R'_3 = \frac{0,91 \cdot 1,1}{0,91 + 1,1} = 0,498 \text{ Ом} < R_{з,доп} = 0,5 \text{ Ом}.$$

В другому розділі виконано проектування електротехнічної частини ТЕЦ потужністю 240 МВт, яка має зв'язок з енергосистемою за допомогою трьох ЛЕП-150 кВ, а з районом – 24 кабельних ЛЕП-10 кВ. Виконано розрахунок графіків електричних навантажень, вибір структурної схеми станції, схеми ВРУ-150, а також виконано розрахунок грозозахисту та заземлення ВРУ-150 кВ.

3 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ І АВТОМАТИКА

3.1 Вибір системи оперативного управління ТЕЦ

Оперативне управління на блочній конденсаційній електростанції (ТЕЦ) тепловим та електричним обладнанням блоку, включаючи вимикачі зі сторони вищої напруги передбачають централізовано з блочного щита управління (БЩУ).

Розподільчий пристрій (РП) підвищених напруг виділяють в самостійні оперативні ділянки на ЦЩУ. На ЦЩУ зосереджується також інформація про роботу блоків, сигналізація, централізована система управління [7].

Для оперативного двостороннього зв'язку на ЦЩУ встановлюють комбіновані комутатори гучномовного та телефонного зв'язку, додаткові промислові багатоканальні телевізійні установки (ТМ–512). На ЦЩУ виносять управління та контроль наступними елементами ТЕС: вимикачами РП (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); загально станційними 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; вимір та збільшення активної та реактивної потужності: сигналізація виклику персоналу, сигналізація про несправності на блоці, а також загально станційні засоби центральної сигналізації, телемеханіка, проти аварійна телемеханіка, проти аварійна автоматика, система автоматичного регулювання частоти і активної потужності (САРЧП), групового управління збуджувачем (ГУЗ) автоматики пожежегасіння та інше.

З кожного БІДУ здійснюються операції пуску, зупинки та нормальна експлуатація блоків.

На БЩУ вносяться управління та контроль: системою збудження генераторів; перевід генератора з робочого збудження на резервне та навпаки, вимикачами введів робочих трансформаторів власних потреб блоку; вимикачами і автоматами блочних робочих і резервних трансформаторів 6/0,4 кВ власних потреб (ВП) 0,4 кВ головного корпусу; електродвигунами ВП блоку дизель–генераторної станції, трансформаторами фільтрів, а також сигналізацією виклику персоналу при несправностях на місцевих щитах управління і в електропристроях, які відносяться до даного блоку. На ТЕЦ установлена система управління устаткуванням, що містить у собі управління комутаційними апаратами, регулювання і вимір.

На станції організується 5 ділянок оперативного обслуговування: паливно–транспортна, котлотурбінна, електрична, хімічна, теплової автоматики і вимірів.

Управління генераторами, трансформаторами, ЛЕП, комутаційними апаратами, лініями ВП здійснюється з ЦЩУ, за яким знаходиться начальник зміни, що керує оперативними бригадами цехів. Керування електродвигунами, котельними агрегатами, живильно–деаераторною установкою здійснюється з центрального щита, розташованого в центрі головного корпусу.

3.2 Вибір системи дистанційного управління

Система дистанційного управління призначена для контролю і управління устаткуванням, що знаходиться на відстані. Дистанційне керування здійснюється вимикачами, контакторами, роз'єднувачами і т.д. Прийнято дві системи дистанційного управління: індивідуальна і виборча. Для вимикачів, роз'єднувачів застосовується індивідуальна система управління. Для управління БЩУ технологічним устаткуванням енергоблоків застосовується виборча система дистанційного керування. Її відмінна риса полягає в тому, що для групи об'єктів використовується загальний ключ управління і клавішний номеронабирач.

3.3 Система сигналізації

На щитах управління ЕС передбачені спеціальні види технологічної сигналізації.

1. Сигналізація положення (комутаційного апарата).
 - Червона лампа – «ввімкнено»;
 - Зелена лампа – «вимкнено».
2. Аварійна сигналізація – сигналізація аварійного вимкнення комутаційних апаратів. Здійснюється сиреною або дзвоником і миготінням зеленої лампи.
3. Попереджуюча сигналізація – сигнали про настання нормального режиму в роботі агрегатів. Здійснюється звуковими дискретними сигналами та індивідуальними світловими сигналами (тільки з написом).
4. Сигналізація дії захисту – супроводжується звуковими сигналами і миготінням ламп аварійного вимикання 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 найбільше важливих і частих розпоряджень.

Автоматика і блокування

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

- 1 АВР відповідальних споживачів ВП
- 2 АЧР на шинних ВП (на базі ІВЧ – 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 (загально станційні та блочні).
- 9 Автоматика системи паливовиготовлення та паливоподачі.
- 10 Автоматика системи хімічного очищення води.
- 11 Автоматика системи ведення заданого режиму котла та турбіни.
- 12 Автоматика пуску та зупинки агрегатів.

Зв'язок

Внутрішній зв'язок на ТЕЦ містить у собі:

1. Оперативний зв'язок.
2. Технологічний зв'язок.

Об'єм оперативного зв'язку:

- а) установка на ЦЩУ комутатора диспетчерського зв'язку типу ЕДШС – 5 і комутатора типу ДИСа.
- б) оперативний зв'язок ТЕЦ – двобічний зв'язок з використанням гучномовця.
- в) пожежна сигналізація типу СПДУ з установкою здавачів у всіх помешканнях.

Зовнішній зв'язок ТЕЦ включає:

1. Зв'язок із диспетчером енергосистеми по високочастотному каналу і пристроях телемеханіки.
2. Вихід на місцевий телефонний зв'язок.
3. Прямий зв'язок із електроцехом, цехом водопостачання, ВРП, паросиловим цехом, цехом перерозподілу мазуту.
4. Радіопошуковий зв'язок (із зворотною відповіддю).
5. Охоронний зв'язок і сигналізація.
6. Радіофікація від міської мережі через штаб цивільної оборони (ЦО).

Телемеханіка

На ТЕЦ, що проектується передбачений пристрій телевимірювання і телесигналізації. Цей пристрій здійснює передачу даних ТЕЦ у ЦДП енергосистеми в об'ємі:

1. Телесигналізація положення основних вимикачів головної схеми.
2. Безупинне телевимірювання сумарної потужності генераторів ТЕЦ.

3.4 Засоби релейного захисту і автоматики

РЗ є найважливішою частиною автоматики електроустановок і енергосистем. Її основне завдання полягає в тому, щоб виявити ушкоджену ділянку електричної системи і як можливо швидше видати керуючий сигнал на його відключення. Додаткова задача РЗ полягає в сигналізації про виникнення сиг. режимів.

Основні захисти на ТЕЦ занесені в таблицю 3.1.

Таблиця 3.1 – Основні захисти на ТЕЦ

Елемент, що захищається	Вид пошкодження	Тип захисту та використані реле
Збірні шини	1. Всі види КЗ	Диференційний захист шин
ВРП–500–220, кВ.	2. Багатофазні КЗ	ДЗШ струмова відсічка, РТ–40
ЛЕП–500–220 кВ	1. Всі види КЗ	Дистанційний захист ПДЗ–2801(ЛЕП–220кВ).
Шини власних потреб 6 кВ	1. Всі види КЗ, симетричних перенапруг, пошкодження магістралі резервного живлення (МРЖ).	Повздовжній диф. захист і ДЗТ 13/3
	2. Між фазне КЗ на (МРЖ).	Повздовжній диф. захист, РНГ–565
Кабельні лінії 6 кВ	1. Захист від багатофазних КЗ 2. Захист від однофазних КЗ	Неповний диференційний захист ДЗШ–10 Двохступеневий струмовий захист (струмова відсічка та МСЗ) на реле типу РТ–80 та вихідному реле РП–23
Трансформатор власних потреб (ТВП)	1. Всі види КЗ в обмотках і на виводах	Повздовжній диф. захист 1 ДЗТ–21
	2. Зовнішнє КЗ	Дистанційний захист з боку ВН та з боку НН ТВП (блок–реле БРЕ – 2801) на резервному ТВП додатково з боку ВН – струмова відсічка на реле типу РТ–40

	3. Симетричне перевантаження	МСЗ, РТ–40
	4. Пожежа в трансформаторі	Газове реле BV–80
	5. Пошкодження на шинах ВП–6 кВ 6. Пошкодження на магістралі резервного живлення 6 кВ	Дистанційний захист БРЕ –2801 Диференційний захист на реле РНТ–561
Магістраль резервного живлення (МРЖ)	1. Всі види КЗ, симетричних перенапруг, пошкодження магістралі резервного живлення (МРЖ)	Повздовжній диф. захист ДЗТ–13/3

Продовження таблиці 3.1

	2. Між фазне 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	МСН нульової послідовності
	4. Зовнішні симетричні перевантаження	МСЗ з незалежною витримкою часу РТ – 40
	5. Зовнішні симетричні КЗ	МСЗ з пуском по напрузі є два реле РНТ, фільтр реле зворотної послідовності РНФ – 1М, мінімальне реле напруги РН–54/160
	6. Зовнішні багатофазні несиметричні КЗ	СЗ (направлений в бік ВН та не направлений в бік СН) зворотної послідовності (фільтр–реле струму та направлення потужності типу РМОП – 2 та ненаправлене фільтр–реле струму РТФ1–М), струмовий захист нульової послідовності.
Двигун	1. Багатофазні КЗ в обмотках статора і на його виводах. 2. Однофазне замикання 3. Обрив однієї фази провідника 4. Перенапруга двигуна 5. Понижена напруга 6. Виникнення асинхронного ходу при обриві обмотки збудження в синхронному двигуні	Струмова відсічка диференц. повздовжній захист, РНТ–565 Захист нульової послідовності, або захист зворотної послідовності РТЗ–50 РТЗ– 50
		Запобіжники, теплові розчіплювачі в автоматах або магнітних пусках, МСЗ Захист від мін. Напруги РН–54, РНФ–І Захист від асинхронного ходу РТ–80
Шиноз'єднувальний вимикач	1. Міжфазні КЗ 2. Замикання на землю	МСЗ, РТ–40/6 Захист від замикань на землю РТЗ–50 (РТ–40/0,2)

3.5 Вибір робочого та пускорезервного трансформатора власних потреб

На ТЕЦ схеми власних потреб будуються по блочному принципу: РП

кожного блоку приєднується через робочий ТВП до відгалуження від блоку. ТВП приєднується між генератором і трансформатором.

3.5.1 Розрахунок струмів КЗ на виводах генератора та за блочним трансформатором

Для визначення рівня струмів за аномальних режимів оперативним персоналом використовуються спрощені схеми (рисунку 3.1 а, б) та приблизні розрахунки.

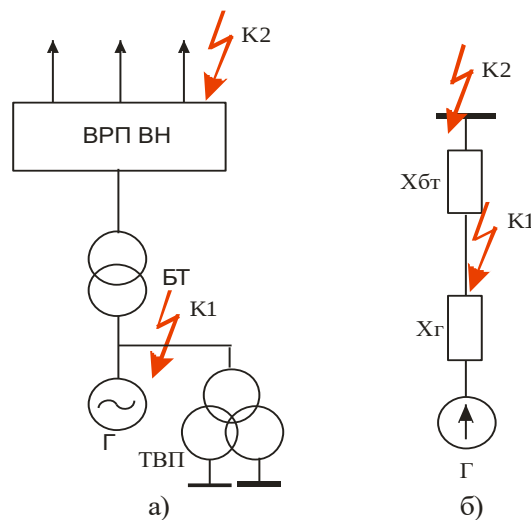


Рисунок 3.1 – розрахункова схема : а – схема блоку; б – схема заміщення

Задамося базисними величинами:

$$S_B = S_{Г.ном} = 188 \text{ (МВА)}$$

Розрахуємо опори схеми заміщення:

$$x_{Г} = x_{д}'' \frac{S_B}{S_{Г.ном}} = 0,213 \frac{188}{188} = 0,213;$$

$$x_{Т} = \frac{U_{К\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{Т.ном}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{188}{250} = 0,083. \quad (3.3)$$

Опір нульової послідовності для трифазного трансформатора

$$x_{0Т} = 1 \cdot x_{Т} = 1 \cdot 0,083 = 0,083. \quad (3.4)$$

Таблиця 3.3 – Технічні характеристики генераторів

Параметр	Числове значення	
Тип генератора	ТВС-32 УЗ	ТВВ-160-2ЕУЗ
$n_{\text{НОМ}}$, об/хв	3000	3000
$S_{\text{НОМ}}$, МВА	40	188
$P_{\text{НОМ}}$, МВт	32	160
$U_{\text{НОМ}}$, кВ	10,5	18
$\cos\varphi_{\text{НОМ}}$	0,8	0,85
$I_{\text{НОМ}}$, кА	2,2	5,65
Схема з'єднань обмоток статора	У	У
Опори, в.о.:		
- $x_{d''}$	0,153	0,213
- $x_{d'}$	0,26	0,304
- x_d	2,648	1,713
- x_2	0,187	0,250
- x_0	0,074	0,100

Рівень поперечної надперехідної ЕРС обмотки статора визначають за формулою:

$$E''_{q*} = \sqrt{(U_{\text{НОМ}*} \cos \varphi_{\text{НОМ}})^2 + (U_{\text{НОМ}*} \sin \varphi_{\text{НОМ}} + I_{\text{НОМ}} \cdot x''_d)^2} = 1,127, \quad (3.5)$$

$$\text{де } U_{\text{НОМ}*} = I_{\text{НОМ}} = 1; \sin \varphi_{\text{НОМ}} = \sqrt{1 - \cos^2 \varphi_{\text{НОМ}}} = \sqrt{1 - 0,85^2} = 0,526.$$

Розрахуємо струми КЗ на затискачах генератора (точка К3);

$$I_*^{(3)} = \frac{E''_{q*}}{x''_d} = \frac{1,127}{0,213} = 5,29$$

$$I^{(3)} = I_*^{(3)} \cdot I_{\Gamma.\text{НОМ}} = 5,29 \cdot 5,65 = 29,89 (\text{кА}) \quad (3.6)$$

$$I_{2*}^{(2)} = \frac{E''_{q*}}{x''_d + x_2} = \frac{1,127}{0,213 + 0,25} = 2,432$$

де x_2 – опір зворотної послідовності генератора.

Розраховуємо струми КЗ за блоковим трансформатором (точка К₂)

$$I_*^{(3)} = \frac{E''_{q*}}{x''_d + x_T} = \frac{1,127}{0,213 + 0,083} = 3,811$$

$$I^{(3)} = 3,811 \cdot 5,65 = 21,65 (\text{кА}) \quad (3.7)$$

3.6 Захист від багатофазних КЗ в обмотці статора і на виводах генератора

Використовуємо повздовжній диференційний захист з циркулюючими струмами на реле ДЗТ–11/5.В даному випадку схема з'єднання обмоток статора – "зірка–зірка", застосовуємо трансформатори струму на лінійних виводах з коефіцієнтом трансформації 10000/5, а в нейтралі – 14000/5, для поперечного диференційного захисту – 2500/5; тоді робоча кількість витків обмотки реле

$$W_{\text{роб}} = 144 \text{ витка.}$$

Максимальну розрахункову силу первинного струму небалансу при зовнішньому КЗ визначимо:

Максимальне розрахункове значення первинного струму небалансу $I_{\text{нб.роз.макс}}$ у встановленому режимі протікання через ТГ зовнішнього розрахункового максимального струму;

$$I_{\text{нб.роз.макс}} = \varepsilon \cdot K_{\text{одн}} \cdot I_{\text{зовн.роз.макс}} = 0,1 \cdot 0,5 \cdot 39300 = 1965 \text{ (A)}, \quad (3.8)$$

де $K_{\text{одн}} = 0,5$, оскільки трансформатори струму різні;

$I_{\text{зовн.роз.макс}}$ — визначається максимальним струмом зовнішнього КЗ або асинхронного режиму,

Визначаємо робочу МРС при протіканні по робочій обмотці струму небалансу

$$F_{\text{роб}} = \frac{K_{\text{відстр}} \cdot I_{\text{нб.розр.макс}} \cdot W_{\text{роб}}}{n_{\text{тс}}} = \frac{1.6 \cdot 1965 \cdot 144}{4000} = 226,192 \text{ (A} \cdot \text{витка)} \quad (3.9)$$

визначаємо гальмівну МДС за виразом

$$F_{\text{гальм}} = 136 \cdot \sqrt{\frac{F_{\text{роб}}^2}{100^2} - 1} = 136 \cdot \sqrt{\frac{226,37^2}{100^2} - 1} = 276,192 \text{ (A} \cdot \text{витка)}. \quad (3.10)$$

Визначаємо значення вторинного гальмівного струму

$$I_{\text{гальм.втор}} = \frac{I_{\text{зовн.розр.макс}}}{n_{\text{тс}}} = \frac{39300}{2000} = 19.65 \text{ (A)}. \quad (3.11)$$

Розрахункове число витків гальмівної обмотки складає

$$W_{\text{гальм.розр}} = \frac{F_{\text{гальм}}}{I_{\text{гальм.втор}}} = \frac{276,192}{19,65} = 14,056 \text{ (витків)} \quad (3.12)$$

приймаємо найближче ціле значення – 15 витків.

Захист від замикань між витками однієї фази обмотки статора

Використовується одноступінчатий повздовжній диференційний струмовий захист з реле струму типу РТ–40–Ф з фільтром першої гармоніки.

$$I_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{сз}}}{K_{\text{Т}}} = \frac{0,2 \cdot 56500}{300} = 3,77 \text{ (А)}. \quad (3.13)$$

3.7 Захист від замикань на землю в обмотці статора

Використовуємо комплект захисту ЗЗГ–1 – захист напруги першої та третьої гармонік без зони нечутливості. Захист складається з двох органів :

- 1) максимального реле напруги першої гармоніки – яке захищає 85–90% витків обмотки статора зі сторони лінійних виводів;
- 2) реле напруги третьої гармоніки з гальмуванням – яке захищає до 35% витків обмотки статора зі сторони нейтралі і саму нейтраль.

До цих реле підводять напругу зі сторони лінійних виводів від ТН типу ЗНОМ з напругами $U_{\phi} / \frac{100}{\sqrt{3}} / \frac{100}{3} \text{ В}$, а для реле з гальмуванням додатково підводиться напруга зі сторони нульових виводів від спеціально встановленого ТН типу ЗНОЛ або ЗОМ з напругами $(\frac{U_{\phi}}{\sqrt{3}})100 \text{ В}$.

Цей захист діє з незалежною витримкою часу до 0.5 с.

3.7 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 між фазну 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:

$$Z_{сз} = \frac{0,95 \cdot U_{Г.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot 1,5 \cdot I_{Г.НОМ} \cdot k_{відс} \cdot k_{в} \cdot \cos(\varphi_{мч} - \varphi_{нав})} =$$

$$= \frac{0,95 \cdot 18}{\sqrt{3} \cdot 1,5 \cdot 5,65 \cdot 1,2 \cdot 1,05 \cdot \cos(80^\circ - 32^\circ)} = 1,38 \text{ Ом.} \quad (3.14)$$

де $K_{відс}=1.2$, $K_{в}=1.05$, $\varphi_{мч}=80^\circ$ —кут максимальної чутливості, $\varphi_{нав}=32^\circ$ — кут навантаження реле. . Тоді $Z_{сз} = 1,38 \text{ Ом}$

Коефіцієнт чутливості захисту повинен задовольняти умові:

$$K_{ч} = \frac{Z_{сз}}{Z_{уч}} = \frac{1,38}{0,51} = 2,71 > 1,2$$

$$Z_{діл} = Z_{т} + Z_{г} = \frac{11}{100} \cdot \frac{18^2}{1000} + 0,213 \cdot \frac{18^2}{188} = 0,51 \quad (3.15)$$

Витримка часу першого ступеню захисту узгоджується з найбільшою витримкою часу резервних захистів від між фазних КЗ на елементах, приєднаних до шин ВН:

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

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

3.8 Захист обмотки статора від зовнішніх несиметричних КЗ та несиметричних перевантажень

Застосовується струмовий захист зворотної послідовності з інтегрально—залежною витримкою часу. Він виконується одним реле струму зворотної послідовності з фільтром – РТФ–6М. Це реле складається з п'яти елементів :

1) пусковий орган без витримки часу, який забезпечує пуск та повернення інтегрального органу та блокування органу "відсічка П"

$$I_{сзп0} = 0,1 \cdot I_{Г.НОМ} = 0,1 \cdot 5650 = 565 \text{ (А)}$$

2) інтегральний орган з інтегрально—залежною витримкою часу, який

забезпечує правильну роботу захисту при зміні струму зворотньої послідовності і охолодженні ротора після усунення перевантаження

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{\Gamma 2*}^2} = \frac{8}{2,434^2} = 1,35 \text{ (с)}. \quad (3.16)$$

3) "Відсічка I" спрацьовує без витримки часу і передбачається для дії захисту з незалежною витримкою часу в якості резервного захисту від зовнішніх несиметричних КЗ

$$I_{\text{сз2I}} = 0,4 \cdot I_{\Gamma.\text{ном}} = 0,4 \cdot 5650 = 2260 \text{ (А)}. \quad (3.17)$$

4) "Відсічка II" спрацьовує без витримки часу і передбачається для резервування швидкодіючих захистів ТГ з незалежною витримкою часу.

$$I_{\text{сз2II}} = \frac{I_2^{(2)}}{K_{\text{ч}}} = \frac{13750}{1,2} = 11459,09 \text{ (А)}. \quad (3.18)$$

5) Сигнальний орган спрацьовує без витримки часу і передбачається для фіксації з незалежною витримкою часу недопустимого несиметричного навантаження генератора

$$I_{\text{сз2сиг}} = 0,05 \cdot I_{\Gamma.\text{ном}} = 0,05 \cdot 5650 = 282,5 \text{ (А)} \quad (3.19)$$

3.9 Захист ротора від перевантаження струмом збудження

Застосовується інтегральний захист з двома ступенями з залежною витримкою часу — блок РЗР–1М, який містить наступні елементи:

1. Вхідний перетворюючий пристрій, який настраюється таким чином:

$$\frac{I_{\text{роб.ном.втор}}}{I_{\text{рзр.ном}}} = 0,7 - 1,2, \quad (3.20)$$

де $I_{\text{рзр.ном}} = 2,5 \text{ (А)}$.

2. Сигнальний орган спрацьовує без витримки часу при струмах збудження, які перевищують довготривале допустиме значення:

$$I_{\text{сз.сигн.перв}} = 1,05 \cdot I_{f.\text{ном}} = 1,05 \cdot 3900 = 4095 \text{ (А)} \quad (3.21)$$

$$t_{\text{сз}} = 10 \text{ (с)}.$$

3. Пусковий орган спрацьовує без витримки часу і контролює пуск та спрацювання повертаючого органа

$$I_{сз,по,перв} = 1,1 \cdot I_{f,ном} = 1,1 \cdot 3900 = 4290 \text{ (A)} . \quad (3.22)$$

4. Інтегральний орган працює з двома інтегрально–залежними витримками часу в залежності від накопичення теплоти в обмотці збудження при перевантаженні та охолодження після усунення перевантаження. Зміна уставок інтегрального органа не здійснюється. Для підключення реле РЗР–1М використовується пристрій И – 528, з трансформатором постійного струму.

Тимчасовий додатковий захист ротора від перевантаження струмом збудження при його роботі з резервним збудником

Застосовується максимальний захист напруги з незалежною витримкою часу. Напруга спрацювання захисту

$$U_{сз} = 1,5 \cdot I_{рот,ном} \cdot R_{рот,ном} = 1,5 \cdot 3900 \cdot 0,136 = 795,16 \text{ (В)} ; \quad (3.23)$$

$$t_{сз} = 20 \text{ (с)}.$$

3.10 Захист від асинхронного режиму при втраті збудження

Застосовується одноступеневий дистанційний захист з незалежною витримкою часу і використовується для захисту одне з трьох реле опору комплекту КРС–2. Реле включають на різницю фазних струмів від ТС та на між фазну напругу від ТН , щоб кругова характеристика розташовувалась в третьому та четвертому квадрантах комплексної площини опорів і не охоплювала початок координат. Лінія максимальної чутливості на комплексній площині при куті максимальної чутливості 80° розташовується в третьому квадранті під кутом 260° .

Діаметр кола характеристики приймаємо рівним:

$$d = 1,1 \cdot x_{d*} = 1,1 \cdot 1,713 = 1,884 ; \quad (3.24)$$

$$\text{із зміщення } Z_M = 0,4 \cdot x'_{d*} = 0,4 \cdot 0,304 = 0,122 . \quad (3.25)$$

При цих параметрах забезпечується відстройка захисту від нормального

режиму, режиму недозбудження та від асинхронного режиму в енергосистемі.
Час спрацювання захисту $t_{сз} = 1-2$ с.

Захист приводиться в дію після появи струму в статорі генератора з витримкою часу, яка забезпечує режим самосинхронізації.

3.11 Захист від перевищення напруги на виводах турбогенератора і трансформатора

Застосовуємо максимальний захист напруги з незалежною витримкою часу, призначену для попередження недопустимого перевищення напруги в режимі х.х. або скидання навантаження. В якості пускового органа використовується реле напруги типу РН–58/200 з високим коефіцієнтом повернення (0,9). Для виведення захисту з дії в робочому режимі генератора застосовується реле струму РТ–40/Р.

На блоках без вимикача у генератора реле струму контролює струм в колі ВН трансформатора. Реле напруги вмикається на між фазну напругу ТН на виводах генератора. Реле часу повинно бути термічно стійким. Напруга спрацювання пускового органу приймається:

$$U_{с.з.} = 1,2 \cdot U_{г.ном.} = 1,2 \cdot 18000 = 21600 \text{ В}$$
$$U_{с.р.} = \frac{U_{с.з.}}{n_n} = \frac{21600}{240} = 90 \text{ В.}$$

Струм спрацювання блокуючого реле:

$$I_{с.з.} = 0,1 \cdot I_{г.ном} = 0,1 \cdot 5650 = 565 (\text{А});$$
$$I_{с.р.} = 565 \cdot \frac{1}{2000} = 0,283 (\text{А}); \quad (3.26)$$

витримка часу $t_{сз} = 0,3$ с.

Захист від замкнень на землю в одній точці кола ротора

Використовуємо захист типу КЗР–3, що виконується з накладанням на коло збудження змінного струму частотою 25 Гц.

Захист від всіх видів КЗ в обмотках трансформатора, на його виводах,

ошиновці ВН та від між фазних КЗ в обмотці статора турбогенератора

Застосовуємо загальний повздовжній диференційний струмовий захист з реле тішу ДЗТ–21, що виконується трифазною на всіх сторонах та трирелейною для підвищення чутливості і надійності. Струм спрацювання захисту

$$I_{\text{номВН}} = \frac{I_{\text{номГ}}}{K_{\text{БТ}}} = \frac{5650}{165/18} = \frac{565}{9,167} = 616,4\text{А};$$
$$I_{\text{с.з.}} = 0,3 \cdot I_{\text{номВН}} = 0,3 \cdot 616,4 = 184,91\text{А};$$

коефіцієнт чутливості

$$K_{\text{ч}}^{(3)} = I_{\text{к min}}^{(3)} / I_{\text{с.з.}} = 0,87 \cdot I_{\text{к maxВН}}^{(3)} / I_{\text{с.з.}} = \frac{0,87 \cdot 3,811 \cdot 5650}{9,167 \cdot 184,91} = \frac{2034}{184,91} = 11 > 2 \dots \quad (3.27)$$

Захист від замикань всередині кожуха трансформатора

Використовується газове реле типу РЗТ–8О Газове реле складається з двох елементів – сигнального і вимикаючого. Сигнальний елемент спрацьовує при пошкодженнях, які супроводжуються слабким газоутворенням після накопичення визначеного об'єму газу в реле. При значному пошкодженні, яке призводить до бурного виділення газу, підвищується тиск всередині бака і утворюється потік масла в сторону розширювача, який діє на вимикаючий елемент. Останній спрацьовує при перевищенні заданої швидкості потоку масла. При цьому газ з бака трансформатора потрапляє в газове реле і призводить до спрацювання сигнального елемента пізніше дії вимикаючого елемента

Захист від зовнішніх КЗ на землю в колі із заземленими нейтралями при роботі трансформатора із заземленою нейтраллю

Встановлюємо двохступеневий струмовий захист нулевої послідовності з незалежною витримкою часу. Перша ступінь – з реле струму РТ–40 та реле часу. Друга ступінь – з реле струму типу РТ–40 та реле часу. Реле струму вмикають на струм нейтралі трансформатора блока. Уставка більш чутливого II комплексу повинна задовольняти двом вимогам:

а) забезпеченню надійного спрацювання при самовільному неповнофазному відключенні блока при мінімальному навантаженні:

Уставка I комплекта:

$$I_{с.з.I} = I_{номВН} / K_H = 616,36 / 1,5 = 410,91(A),$$

$$I_{с.р.I} = \frac{I_{с.з.I}}{\eta_{T1}} = \frac{410,91}{1000/5} = 2,05(A).$$

Установка II комплекта:

- за умови забезпечення надійного спрацювання при неповнофазному вимиканні блоку при мінімальному навантаженні:

$$I_{с.з.II} = 0,4 \cdot I_{номВН} / K_{\text{ч}} = 0,4 \cdot 616,36 / 1,2 = 205,45A,$$

$$I_{с.р.II} = \frac{205,45}{200} = 1,03A;$$

Коефіцієнт чутливості захисту

$$K_{\text{ч}} = \frac{0,87 \cdot I_{П.О*}^{(3)} \cdot I_{Г.ном}}{K_{БТ} \cdot I_{сзI}} = \frac{2034}{410,91} = 4,95 > 1,2..$$

Витримка часу ділення:

- за умови узгодження з резервними захистами елементів, які приєднані до шин високої напруги:

$$t_{сз.діл} = t_{с.з.ел.мах} + \Delta t = 0,5 + 0,5 = 1с;$$

- за умови узгодження з захистом, який діє з прискоренням:

$$t_{сз.діл} = t_{с.з.прс.} + \Delta t = 0,1 + 0,5 = 0,6с.$$

Приймаємо $t_{сз.діл} = 1с$.

Витримка часу першої ступені комплекту II:

$$t_{сз.I} = t_{сз.діл} + \Delta t = 1 + 0,5 = 1,5с.$$

Витримка часу другої ступені комплекту II:

$$t_{сз.2} = t_{сз.I} + \Delta t = 1,5 + 0,5 = 2с.$$

У третьому розділі дипломної роботи було виконано комплексний аналіз, вибір та обґрунтування релейного захисту і автоматики для теплоелектроцентралі (ТЕЦ) потужністю 240 МВт:

- проведено вибір системи оперативного управління для забезпечення централізованого та дистанційного керування усім технологічним та електротехнічним обладнанням станції;

- розглянуто структуру та функціональні особливості системи дистанційного управління, аварійної і попереджувальної сигналізації, автоматизованих систем регулювання та блокувань;

- визначено перелік та призначення основних і резервних захистів генераторів, трансформаторів, розподільчих пристроїв 150 кВ та 6/10 кВ, ліній електропередач та споживачів власних потреб;

- розроблено структуру телемеханіки, що забезпечує передачу інформації в диспетчерські центри ОЕС України;

- ретельно обґрунтовано застосування сучасних диференційних, дистанційних, струмових та газових захистів, що дозволяють оперативно виявляти і локалізувати аварійні ситуації, мінімізуючи ризики пошкодження обладнання та перерв в електропостачанні;

- виконано розрахунки струмів короткого замикання (КЗ) в усіх ключових точках схеми, що дало змогу правильно вибрати комутаційну апаратуру та налаштувати захисти відповідно до фактичних умов експлуатації;

- проведено вибір робочого та пускорезервного трансформаторів власних потреб з урахуванням специфіки блочної структури ТЕЦ.

Запропонована комплексна структура РЗА забезпечує:

- високу швидкодію і надійність захисту;
- селективність при відключенні пошкодженого обладнання;
- можливість інтеграції у сучасні цифрові системи моніторингу і керування Smart Grid.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ

У цьому розділі бакалаврської роботи розглянуті заходи з охорони праці під час експлуатації релейного захисту та автоматики ТЕЦ. При виконанні робіт з монтажу та обслуговування електрообладнання системи релейного захисту та автоматики ТЕЦ передбачається створення належного температурного режиму, який забезпечує необхідні санітарно-гігієнічні норми праці і виробництва продовольчих товарів. Усі металеві неструмопровідні частини (корпуси електродвигунів, шаф, світильників, тощо), які можуть опинитися під напругою в наслідок пошкодження ізоляції, заземлюються шляхом приєднання до нульового проводу живлячої мережі.

Визначаємо шкідливі виробничі фактори, які впливають на оперативно-ремонтний персонал, що обслуговує електрообладнання системи РЗА ТЕЦ, у відповідності з прийнятою класифікацією [11, 12]:

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, переважно аерозолі фіброгенної дії (металевий і будівельний 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: інтелектуальні, сенсорні та емоційні навантаження, ступінь монотонності навантажень, режим роботи.

У цьому розділі будуть досліджені такі питання як технічні рішення щодо безпечної організації робочих місць, електробезпека, мікроклімат, склад

повітря робочої зони, виробниче освітлення, виробничий шум, виробничі вібрації, безпеки в надзвичайних ситуаціях для працівників в цілому та для об'єкта проектування під час його експлуатації.

4.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкту

4.1.1 Технічні рішення щодо безпечної організації робочих місць

Для забезпечення робіт, що їх проводять в колах вимірювальних приладів і пристроїв релейного захисту, всі вторинні обмотки вимірювальних трансформаторів струму і напруги слід постійно заземлювати.

За необхідності розриву кола струму вимірювальних приладів і реле кола вторинної обмотки трансформатора струму попередньо закорочується на спеціально призначених для цього затискачах.

Розривати кола, підключені до вторинної обмотки трансформатора струму, забороняється. За необхідності розриву цих кіл вони мають бути попередньо замкнуті перемичкою, встановленою до передбачуваного місця розриву (рахуючи від трансформатора струму). Під час встановлення перемички слід застосовувати інструмент з ізолювальними рукоятками.

Під час роботи на трансформаторах струму або в колах, підключених до їх вторинних обмоток, слід виконувати такі заходи безпеки: зажими вторинних обмоток до закінчення монтажу кіл, що до них підключаються, мають бути замкнені накоротко. Після приєднання змонтованих кіл до трансформатора струму закоротку слід переносити на найближчу збірку затискачів і знімати тільки після повного закінчення монтажу та перевірки правильності приєднання змонтованих кіл; під час перевірки полярності до подавання імпульсів струму в первинну обмотку прилади слід приєднувати до затискачів вторинної обмотки. Забороняється використовувати шини первинних обмоток як струмовідні під час монтажних та зварювальних робіт.

Робота в колах пристроїв релейного захисту, електроавтоматики і телемеханіки (РЗАіТ) проводиться за виконавчими схемами. Під час робіт в

пристроях РЗАіТ слід користуватися слюсарно-монтажним інструментом з ізолювальними рукоятками.

Під час перевірки кіл вимірювання, сигналізації, керування і захисту за необхідності в приміщенні електроустановок напругою понад 1000 В дозволяється залишатися одному члену бригади за умовами роботи (наприклад, регулювання вимикачів, перевірка ізоляції); працівник, який перебуває окремо від керівника робіт, повинен мати групу III. Під час робіт в колах трансформаторів напруги з подачею напруги від стороннього джерела знімаються запобіжники з боку вищої і нижчої напруги, а також відключаються автомати від вторинних обмоток. За необхідності проведення будь-яких робіт в колах чи на апаратурі РЗАіТ за умови ввімкненого основного обладнання слід вжити додаткових заходів щодо запобігання його випадковому відключенню.

Забороняється на панелях або поблизу місця розміщення релейної апаратури провадити роботи, які викликають сильний струс релейної апаратури, що може спричинити до помилкових дій реле.

Перемикання, вмикання і вимикання вимикачів, роз'єднувачів та іншої комутаційної апаратури, пускання і зупинення агрегатів, регулювання режиму їх роботи, необхідні під час налагодження або перевірки пристроїв РЗАіТ, провадять тільки оперативні працівники.

Записувати покази електrolічильників та інших вимірювальних приладів, встановлених на щитах керування і в РУ, дозволяється:

- одноособово працівникам з групою II за наявності місцевих оперативних працівників (з чергуванням двох осіб) і з групою III — без місцевих оперативних працівників;
- працівникам інших організацій з групою III у супроводі місцевого оперативного працівника.

Приєднання вимірювальних приладів, встановлення і зняття електrolічильників, підключених до вимірювальних трансформаторів, за наявності випробувальних блоків або спеціальних затискачів, що дають змогу

безпечно закорочувати кола струму, виконуються без зняття навантаження і напруги.

4.1.2 Електробезпека

Основні технічні рішення щодо запобігання електротравмам:

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, покажчики напруги, пристрої для створення безпечних умов праці під час проведення випробувань і вимірювань в електроустановках (покажчики напруги для фазування, покажчики 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 [3], 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.

За безпечність конструкції, правильність вибору матеріалів, якість виготовлення, а також за відповідність засобів захисту чинним в Україні нормативним документам повинні нести відповідальність керівники підприємств, установ, організацій (незалежно від форми власності), що виготовляють ці засоби захисту, орган, який видав сертифікат на виробництво

та на реалізацію захисних засобів, в тому числі і засобів захисту зарубіжного виробництва.

Керівники підприємств, установ, організацій та інші посадові особи несуть персональну відповідальність за виконання вимог цих Правил у межах покладених на них завдань та функціональних обов'язків згідно з чинним законодавством. Працівників, які обслуговують електроустановки, необхідно забезпечити усіма необхідними засобами захисту, навчити правилам користування цими засобами і зобов'язати застосовувати їх для створення безпечних умов праці.

4.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

4.2.1 Мікроклімат

Для забезпечення нормального мікроклімату в робочій зоні встановлюють оптимальну та допустиму температуру, відносну вологість і швидкість руху повітря у певних діапазонах в залежності від періоду року та категорії робіт і допустиму інтенсивність опромінення [16].

Таблиця 4.1 – Нормовані параметри мікроклімату в робочій зоні з категорією робіт Па

Період року	Категорія робіт	Допустимі		
		t, °C	W, %	V, м/с
Теплий	Середньої важкості Па	18-27	65 при 26°C	0,2-0,4
Холодний		17-23	До 75%	не більше 0,3

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату проектом передбачено [17]:

1. Температура внутрішніх поверхонь будівельних конструкцій робочої зони і зовнішніх поверхонь обладнання при забезпеченні допустимих параметрів мікроклімату не повинні бути більше ніж на 2°C за діапазон норм.

2. Якщо температура поверхонь вище або нижче допустимої температури повітря, то робочі місця повинні бути віддалені від них на відстань не менше їм.

3. Для забезпечення нормованих значень руху кисню проектом передбачається витяжна та припливна вентиляційні системи.

4.2.2 Склад повітря робочої зони

В умовах даних робіт можливим забруднювачем являється нетоксичний пил.

Таблиця 4.2 – Концентрація шкідливих речовин в повітрі

Назва речовини	ГДК, мг/м ³		Клас небезпечності
	Максимальна разова	Середня добова	
Пил нетоксичний	0,5	0,15	4

Для видалення шкідливих домішок з повітря у виробничих приміщеннях проектом передбачено застосування вентиляції і кондиціювання повітря [17].

Природню аерацію в теплу пору року можна регулювати за допомогою фрамуг, які встановлюються у віконних проїмах і через витяжні ліхтарі, які встановлюються на даху приміщення – це безканальна вентиляція. Більш активна вентиляція забезпечується пристроєм вентиляційних каналів, які споруджуються у стінах приміщення. При цьому для підсилення швидкості руху повітря на виході теплого повітря зовні, а саме на трубі, яка розташовується на даху будівлі, встановлюють спеціальні камери-патрубки.

Природна вентиляція не передбачає підігрів та зволоження повітря, яке поступає у приміщення, і очистка від пилу повітря, яке видаляється на зовні, тому для досягнення максимального рівня вентиляції ще використовують механічну вентиляцію.

4.2.3 Виробниче освітлення

Норми освітленості при штучному освітленні та КПО при природному та суміщеному освітленні (відповідно до ДБН В.2.5-28-2018 [18], характеристика зорової роботи – дуже високої точності, розряд зорової роботи – II, підрозряд – в) зазначені у таблиці 4.3.

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 4.3 – Вимоги до освітлення приміщень виробничих підприємств

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		Природне Ен пр	Сумісне Е сум
						всього	у т. ч. від загального		
Дуже високої точності	Від 0,15 до 0,3 включно	II	в	малий середній великий	світлий середній темний	1500	200	-	4,2

Для загального освітлення приміщень рекомендується використовувати головним чином, світлодіодні лампи, що обумовлюється наступними перевагами: високою світловою віддачею (до 75 лм/Вт і більше); довгим часом використання (до 10000 годин); малою яскравістю поверхні, що світиться; спектральним складом випромінюючого світла (для деяких видів ламп цей склад є близьким до природного світла, що забезпечує гарну передачу кольорів).

4.2.4 Виробничий шум

Для відносної логарифмічної шкали в якості нульових рівнів обрані показники, що характеризують мінімальний поріг сприйняття звуку людським

вухом на частоті 1000 Гц. Нормативним документом, який регламентує рівні шуму для різних категорій робочих місць службових приміщень, є «ССБТ. Шум Загальні вимоги безпеки».

Основні параметри виробничого шуму на постійних робочих місцях в промислових приміщеннях [19] наведені у таблиці 4.4.

Для забезпечення допустимих параметрів шуму в приміщенні, проектом передбачено засоби колективного захисту: акустичні, архітектурно-планувальні й організаційно-технічні. 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 4.4 – 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

Для зниження шуму в приміщенні, необхідно:

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

4.2.5 Виробнича вібрація

На нашому підприємстві присутня вібрація типу – За. Тобто технологічна вібрація, яка діє на персонал цеху, або яка передається на робочі місця, не маючи джерел випромінювання.

Основні параметри вібрації, такі як середньоквадратичне значення віброприскорення та віброшвидкості, логарифмічні рівні [10] приведені у таблиці 4.5.

Таблиця 4.5 – Середньоквадратичні значення віброприскорення та віброшвидкості

Категорія вібрації по санітарним нормам	Напрямок дії	Нормативні, корекційовані по частоті та еквівалентні корекційовані значення			
		Віброприскорення		Віброшвидкість	
		$\text{м} \cdot \text{с}^{-2}$	ДБ	$\text{м} \cdot \text{с}^{-2} \cdot 10^{-2}$	ДБ
Загальна	Z_o, Y_o, X_o	0,1	100	0,2	92

Для зменшення дії вібрацій на працюючих проектом передбачено: динамічне погашення вібрації – приєднання до захисного об'єкту системи, реакції якої зменшують розмах вібрації об'єкта в точках приєднання системи; зміна конструктивних елементів машин; застосування засобів індивідуального захисту, а саме рукавиці, вкладиші і прокладки, віброзахисне взуття з пружнодемпферуючим низом.

4.3 Пожежна безпека

Пожежну безпеку промислових і інших об'єктів регламентують Правила пожежної безпеки в Україні [21, 22]. Пожежо- вибухонебезпечність речовин і матеріалів визначається за ДСТУ 8829: 2019 [23], за якою визначається категорія приміщень за вибуховою та пожежною безпекою [24].

Приміщення розподільчих пристроїв за вибухонебезпечною та пожежонебезпечною відноситься до категорії Д –речовини і/або матеріали, що зазначені вище для категорій приміщень В (крім горючих газів, горючих пилу і/або волокон), а також негорючі речовини і/або матеріали в холодному стані (за температури навколишнього середовища), за умов, що приміщення, в яких знаходяться (зберігаються, переробляються, транспортуються) зазначені вище

речовини і/або матеріали, не відносяться до категорій А, Б або В, з зонами П-ІІІ (зони в приміщеннях, де виділяється горючий пил чи волокна з нижньою концентраційною границею (НКТ) спалахування $> 65 \text{ г/м}^3$ до об'єму повітря, в яких знаходяться тверді горючі речовини – ізоляційні оболонки електрообладнання, меблі тощо).

Будівлі п/ст, в яких розташовані ці приміщення, характеризуються ІІ-ІІІ ступенем вогнестійкості. Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій (у хвилинах) та максимальні межі поширення вогню по них (см) за ДБН В.1.1.7-2016 [25] наведено в таблиці 4.5.

Таблиця 4.5 – Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій та максимальні межі поширення вогню по них

Ступінь вогнестійкості будинків	Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій (у хвилинах) і максимальні межі поширення вогню по них (см)								
	стіни				коло-ни	сходові площадк и, сходи, балки, марші сходових кліток	пере-криття між по-верхові (у т.ч. горищні та над підвалами)	елементи суміщених покриттів	
	несучі та сходових кліток	само-несучі	зов-ніш-ні не-несу-чі	внут-рішні не-несучі (пере-городки)				плити, насти-ли, прого-ни	бал ки, фер ми, арк и, рам и
ІІ	REI 120 M0	REI 60 M0	E 15 M0	E1 15 M0	R 120 M0	R 60 M0	REI 45 M0	RE 15 M0	R 30 M0
ІІІ	REI 120 M0	REI 60 M0	E 15 M0, E 30, M1	E1 15 M1	R 120 M0	R 60 M0	REI 45 M1	Не нормуються	

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

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

Протипожежні перешкоди та мінімальні межі їх вогнестійкості за ДБН В.1.1.7-2016 [25] наведено в таблиці 4.6.

Таблиця 4.6 – Протипожежні перешкоди та мінімальні межі їх вогнестійкості

Протипожежні перешкоди	Типи протипожежних перешкод або їх елементів	Мінімальна межа вогнестійкості протипожежної перешкоди (у хвиликах)	Тип заповнення прорізів, не нижче	Тип протипожежного тамбуршлюзу, не нижче
Стіни	2	REI 60	2	1
Перегородки	2	EI 15	3	2
Перекриття	2	REI 60	2	1

Протипожежні відстані між житловими, громадськими, адміністративно-побутовими будинками промислових підприємств, гаражами слід приймати за таблицею 4.7 (чисельник). В умовах забудови, що склалася, протипожежні відстані між житловими будинками та від житлових будинків до будівель і споруд іншого призначення слід визначати згідно з протипожежними вимогами даних норм, наведеними у таблиці 4.7. Протипожежні відстані від житлових, громадських, адміністративно-побутових будинків промислових підприємств, гаражів до виробничих, складських, сільськогосподарських будинків і споруд слід приймати за таблицею 4.7 (знаменник).

Таблиця 4.7 – Протипожежні відстані між житловими, громадськими, адміністративно-побутовими будинками промислових підприємств, гаражами, а також до виробничих будинків і споруд

Ступінь вогнестійкості будинку	Відстані при ступені вогнестійкості будинків, м		
	I, II	III	IIIa, IIIб, IV, IVa, V
II	6/9	8/9	10/12
III	8/9	8/12	10/15

На території розподільчих пристроїв на кожному з об'єктів потрібно встановити від 12 до 25 вогнегасників ВП-5, ВВП-5 або аналогічних ємністю 6 або 9 л [26].

ВИСНОВОК

У даній дипломній роботі було виконано комплексне техніко-економічне обґрунтування та електротехнічне проектування теплоелектроцентралі потужністю 240 МВт, яка призначена для комбінованого виробництва електричної та теплової енергії. Проект відповідає актуальним вимогам розвитку електроенергетичної галузі України в умовах інтеграції до європейської енергосистеми ENTSO-E, підвищення гнучкості генерації та забезпечення енергетичної безпеки в умовах післявоєнного відновлення.

У ході роботи були проведені:

- розрахунок графіків електричних навантажень ТЕЦ для зимового та літнього періодів;
- вибір структурної схеми станції та схем високовольтного та низьковольтного розподілу електроенергії;
- визначення оптимальних параметрів силового обладнання, трансформаторів, вимикачів та струмопровідних частин;
- розрахунок режимів короткого замикання з відповідним підбором комутаційної апаратури;
- вибір і розрахунок схем релейного захисту та автоматизації;
- проектування систем грозозахисту і заземлення станції.

Під час проектування було враховано сучасні вимоги до підвищеної енергоефективності ТЕЦ, мінімізації втрат енергії, забезпечення високої надійності та стійкості роботи в умовах інтеграції значної частки ВДЕ в енергосистему України. Вибрані технічні рішення також спрямовані на зниження впливу на навколишнє середовище шляхом використання сучасного високоефективного обладнання та можливості перевodu станції на альтернативні види палива у перспективі.

Розроблена схема електричної частини ТЕЦ забезпечує:

- стабільний відпуск електроенергії в енергосистему України (через ЛЕП-150 кВ);

- ефективне теплопостачання споживачів району (через 24 кабельні лінії 10 кВ);
- високу маневровість і здатність компенсувати коливання генерації ВДЕ;
- відповідність сучасним вимогам Smart Grid завдяки впровадженню автоматизованих систем управління.

Отримані техніко-економічні показники підтверджують доцільність впровадження даного проекту, що сприятиме підвищенню надійності та ефективності роботи об'єднаної енергетичної системи України та забезпеченню її сталого розвитку.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Лежнюк, П. Д., Лагутін, В. М., & Тептя, В. В. (2009). *Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник*. Вінниця: ВНТУ.
praci.vntu.edu.ua+3JetIQ+3jetic.vntu.edu.ua+3
2. Лагутін, В. М., Тептя, В. В., & Вишневський, С. Я. (2009). *Власні потреби електричних станцій: навчальний посібник*. Вінниця: ВНТУ.
JetIQ
3. Тептя, В. В., Комар, В. О., Нетребський, В. В., & Рубаненко, О. О. (2022). *Релейний захист високовольтних електродвигунів. Частина 2: електронний навчальний посібник комбінованого (локального та мережного) використання*. Вінниця: ВНТУ.
feeem.vntu.edu.ua+3jetic.vntu.edu.ua+3JetIQ+3
4. Кутін, В. М., & Рубаненко, О. Є. (2015). *Релейний захист та системна автоматика: лабораторний практикум*. Вінниця: ВНТУ.
JetIQ+4feeem.vntu.edu.ua+4jetic.vntu.edu.ua+4
5. Тептя, В. В., Комар, В. О., Нетребський, В. В., & Рубаненко, О. О. (2022). *Мікропроцесорні захисти та протиаварійна автоматика: навчальний посібник*. Вінниця: ВНТУ.
JetIQ+2jetic.vntu.edu.ua+2
6. Могильницький, М. І., & Погорілий, В. А. (2015). *Проектування електричних станцій та підстанцій: навчальний посібник*. Львів: Видавництво Львівської політехніки.
7. Сахнюк, В. П., & Ткаченко, В. О. (2020). *Теплові електричні станції: проектування та експлуатація*. Харків: ХНУМГ ім. О. М. Бекетова.
8. Іванов, М. С., & Коломієць, В. М. (2016). *Системи релейного захисту на базі мікропроцесорних пристроїв*. Дніпро: НМетАУ.
9. Дьяків, А. М., & Гаєвий, Б. І. (2022). *Технічна експлуатація та надійність електроенергетичних систем*. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ.
10. Сич, І. І., & Лях, В. Я. (2015). *Проектування теплових електростанцій з елементами САД-систем*. Львів: Афіша.
11. ДСНіП «Гігієнічна класифікація праці за показниками

шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу». Наказ МОЗ № 248 від 08.04.2014.

12. ДСТУ-Н Б А 3.2-1: 2007 Настанова щодо визначення небезпечних і шкідливих факторів та захисту від їх впливу при виробництві будівельних матеріалів і виробів та їх використання в процесі зведення та експлуатації об'єктів будівництва. URL: <https://profidom.com.ua/a-3/a-3-2/824-dstu-n-b-a-3-2-12007-nastanova-shhodo-viznachenna-nebezpechnih-i-shkidlivih-faktoriv->.

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

14. 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.

15. 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>.

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

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

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

19. 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>.

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

21. НАПБ А.01.001-14. Правила пожежної безпеки в Україні. К. : МВС України, 2014. 47 с.

22. ДСТУ 8828:2019 Пожежна безпека. Загальні положення. URL: <https://dwg.ru/dnl/15125>.

23. ДСТУ 8829:2019 Пожежовибухонебезпечність речовин і матеріалів. Номенклатура показників і методи їхнього визначення. Класифікація. URL: <https://www.alutal.com.ua/wp-content/uploads/2021/02/dstu-8829-2019-1.pdf>.

24. ДСТУ Б В.1.1-36:2016 Визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпек. URL: https://dbn.co.ua/load/normativy/dstu/dstu_b_v_1_1_36/5-1-0-1759.

25. ДБН В.1.1-7:2016 Пожежна безпека об'єктів будівництва. Загальні вимоги. URL: http://www.poliplast.ua/doc/dbn_v.1.1-7-2002.pdf.

26. Наказ Міністерства внутрішніх справ України «Про затвердження Правил експлуатації та типових норм належності вогнегасників». URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0225-18#Text>.

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А

Назва роботи: «Проектування електричної частини теплоелектроцентралі потужністю 240 МВт з розрахунком релейного захисту станції»

Тип роботи: Бакалаврська кваліфікаційна робота
(кваліфікаційна робота, курсовий проект (робота), реферат, аналітичний огляд, інше (зазначити))

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

Керівник: к.т.н., доцент, доцент кафедри ЕСС Малогулко Ю.В.
(прізвище, ініціали, посада)

Показники звіту подібності

StrikePlagiarism	
Оригінальність	61,6 %
Загальна схожість	38,4 %

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

(підпис)

Тарасов О.П.

(прізвище, ініціали)

Опис прийнятого рішення

Робота допущена до захисту

Особа, відповідальна за перевірку

(підпис)

Вишневський С.Я.

(прізвище, ініціали)

Експерт

(за потреби)

(підпис)

(прізвище, ініціали, посада)

ДОДАТОК Б

Приведені затрати:

$$З = P_n \cdot K + U + M(З), \quad (Б.1)$$

де K – капіталовкладення в електроустановку, тис. грн. U – щорічні експлуатаційні витрати, тис. грн.; $M(З)$ – очікуваний збиток із-за відмови вимикачів, тис. грн;

$$P_n = 0,15; a = 9,4 \%;$$

$$K = n_k \cdot c_k, \quad (Б.2)$$

де n_k – кількість комірок, шт.; c_k – вартість комірки, тис. грн.;

$$U = \frac{a}{100} \cdot K; \quad (Б.3)$$

$$M(З) = Y_0 \cdot \sum_o K_j \cdot \sum_{i=1}^n \omega_i \cdot \Delta P_i \cdot T_i, \quad (Б.4)$$

де $Y_0 = 3,04$ грн/кВт·год – питомий збиток; K_j – коефіцієнт режиму схеми (K_0 або K_p); ω_j – параметр потоку раптових відмов вимикача, 1/рік; ΔP_i – потужність, що втрачається; T_i – час простою, год.

Таблиця Б.1 - Показники надійності елегазових вимикачів

Напруга, кВ	Складова параметра потоку відмов, 1/рік		Час відновлення, T_v , год.	Частота планових ремонтів, 1 рік	Тривалість планових ремонтів, T_0 , год
	ω_1	ω_2			
220	0,0125	0,005	100	0,2	150

Таблиця Б.2 – Дані для розрахунку надійності схеми ВРУ-150 кВ

Показник	Розрахункова формула	Числове значення для варіанта	
Кількість комірок, шт.	n_k	8	8
Вартість комірки, тис. грн.	c_k	1182	1182
Параметр потоку раптових відмов генераторних та лінійних вимикачів 1/рік	$\omega_{г.в} = 0,6 \cdot \omega_1$ $\omega_{л.в} = 0,6 \left(\omega_1 + \omega_2 \frac{1}{100} \right)$	0,00075 0,00960	0,00075 0,00966
Коефіцієнти ремонтного (K_p) і нормального (K_0) режимів роботи ВРУ	$K_p = \frac{\mu \cdot T_{п}}{8760}$ $K_0 = 1 - n_k \cdot K_p$	0,003425 0,9726	0,003425 0,9726
Час простою елемента, год:	T_0 $T_{ВП} = T_0 - \frac{T_B^2}{2 \cdot T_{п}}$	1 66,7	1 66,7
Математичне очікування числа відмов генераторних та лінійних вимикачів в нормальному та ремонтному режимах	$K_0 \cdot \omega_{г.в}$ $K_p \cdot \omega_{г.в}$ $K_0 \cdot \omega_{л.в}$ $K_p \cdot \omega_{л.в}$	0,000729 0,009395 0,0000026 0,0000331	0,000729 0,009395 0,0000026 0,0000331

Таблиця Б.3 – Розрахункові показники надійності схем ВРУ-150 кВ

Відмова елемента	ΔP , МВт	Час простою, год	K ₀		K _p	
			$\omega_{ГВ}$	ω_{AB}	$\omega_{ГВ}$	ω_{AB}
І варіант						
БТ, ТЗ+2W + БТ	130	1	2	2	14	17
		66,7	-	-	7	1
ІІ варіант						
2W + ТЗ	16	1	-	-	-	2
		66,7	-	-	-	-
W+БТ, 2W+БТ, ТЗ+W+БТ БТ+ТЗ+ D(W,TR)	130	1	1	2	7	14
		66,7	-	-	-	-

Очікуваний збиток:

$$M(3)_I = 3,03[0,000729 \cdot 2 \cdot 1 \cdot 130 + 0,009395 \cdot 2 \cdot 1 \cdot 130 + 0,0000026 (14 \cdot 1 \cdot 130 + 7 \cdot 66,7 \cdot 130) + 0,0000331 (17 \cdot 1 \cdot 130 + 1 \cdot 66,7 \cdot 130)] =$$

$$= 3,3 [0,19 + 2,44 + 0,16 + 0,36] = 9,54 \text{ тис. грн.}$$

Додатковий збиток для схеми „дві робочі та обхідна система збірних шин” внаслідок неправильних операцій з роз’єднувачами:

$$M(3)_d = Y_0 \cdot \left(K_{2ш} \cdot T_{ш} \cdot P_{\Sigma} \sum_{i=1}^n \omega_i \right); \quad (Б.5)$$

де $K_{2ш} = 0,1$ – коефіцієнт для ТЕС; $T_{ш} = 2$ год – час погашення лінії; P_{Σ} – сумарна потужність генеруючих джерел, які включено до схеми, МВт;

$$M(3)_d = 3,03 [0,1 \cdot 2 \cdot 154,6 \cdot (4 \cdot 0,00075 + 4 \cdot 0,00966)] = 3,9 \text{ тис. грн.};$$

$$M(3)_{\Sigma I} = 9,54 + 3,9 = 13,44 \text{ тис. грн.}$$

$$M(3)_{II} = 3,03 [0,000729 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 130 + 0,009395 \cdot 2 \cdot 1 \cdot 130 + 0,0000026 \cdot 7 \cdot 1 \cdot 130 + 0,0000331 (2 \cdot 1 \cdot 16 + 14 \cdot 1 \cdot 130)] = 7,85 \text{ тис. грн.}$$

Таблиця Б.4 – Приведені затрати схем ВРУ-150 кВ

Складові втрат	Числове значення тис. грн	
	I	II
Капіталовкладення	9456	9456
Щорічні експлуатаційні витрати	888,86	888,86
Очікуваний збиток	13,44	7,85
Приведені затрати	2320,70	2315,11

$$\Delta Z = 0,24 \% < 5\%, \text{ тобто варіанти практично однакові.}$$

ДОДАТОК В

ІЛЮСТРАТИВНИЙ МАТЕРІАЛ

Вінницький національний технічний університет
Кафедра електричних станцій та систем

«Проектування електричної частини теплоелектроцентралі потужністю 240 МВт з розрахунком релейного захисту станції»

Виконав: ст. гр. ЕС-216 Тарасов О.П.
Керівник: к.т.н., доц. Малогулко Ю.В.

Вінниця 2025

Теплоелектроцентралі (ТЕЦ) призначено для централізованого постачання промисловим підприємствам та містам електроенергії та тепла.

Особливості станції такого типу заключаються в специфіці пароводяного контуру та способі видавання електроенергії. Електростанція розташовується поблизу центра електричних навантажень, тому значна частина електроенергії видається в район обслуговування на генераторній напрузі, а надлишок – в енергосистему на підвищеній напрузі. На ТЕЦ також більша потужність теплового обладнання, це призводить до більших втрат електроенергії на власні потреби станції.

Доцільно споруджувати ТЕЦ в дві черги, причому перша черга повинна мати, як мінімум, два агрегати, що дозволяє забезпечити надійне енергопостачання в період будівництва.

Внаслідок повномасштабного вторгнення росії в Україну, енергетична інфраструктура країни зазнала значних руйнувань, зокрема теплоелектроцентралі (ТЕЦ) та теплоелектростанції (ТЕС).

За даними «Укренерго», станом на травень 2024 року усі ТЕС України були або пошкоджені, або повністю зруйновані внаслідок ракетних атак. Це призвело до зменшення виробництва електроенергії тепловими електростанціями з традиційних 30% до лише 5%. Компанія ДТЕК повідомила, що близько 90% потужностей теплової генерації було зруйновано або пошкоджено внаслідок понад 180 атак. Для відновлення пошкоджених потужностей необхідно близько 14–16 млрд грн

Загалом, усі ТЕЦ та ТЕС України зазнали пошкодження або були зруйновані внаслідок російських атак. Це спричинило значний дефіцит електроенергії, особливо в зимовий період, та потребує масштабних зусиль для відновлення енергетичної інфраструктури.

Таким чином, спорудження ТЕЦ потужністю 240 МВт прискорить технічне переозброєння електроенергетики України.

ГРАФІКИ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ СТАНЦІЇ

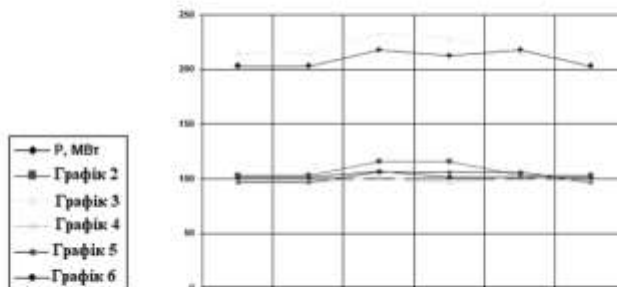


Рисунок 1 - Добові графіки навантажень системи

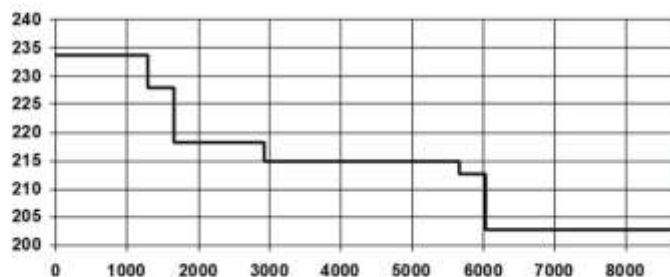


Рисунок 2 - Річний графік за тривалістю навантаження

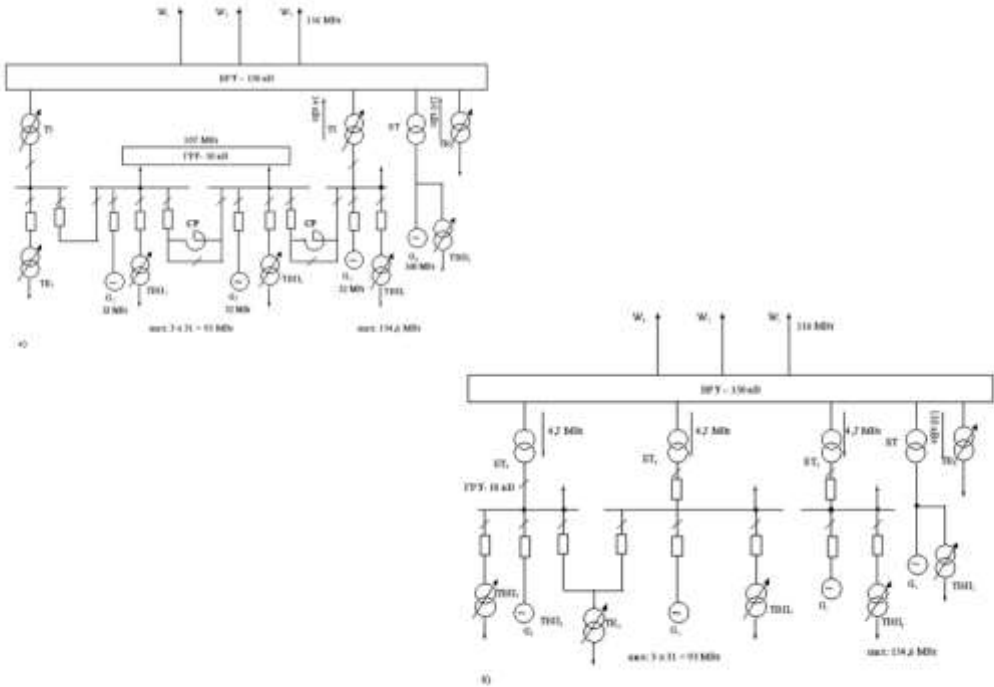
Параметр	Числове значення	
	ТВС-32 УЗ	ТВВ-160-2ЕУЗ
Тип генератора		
$n_{ном}$, об/хв	3000	3000
$S_{ном}$, МВА	40	188
$P_{ном}$, МВт	32	160
$U_{ном}$, кВ	10,5	18
$\cos\varphi_{ном}$	0,8	0,85
$I_{ном}$, кА	2,2	5,65
Схема з'єднань обмоток статора	У	У
Опори, в.о.:		
- X_d	0,153	0,213
- x_d	0,26	0,304
- X_d	2,648	1,713
- X_2	0,187	0,250
- X_0	0,074	0,100

Таблиця 1 – Технічні характеристики електричних генераторів

Параметр	Числове значення	
	Т-25-90	ПТ-135/165-
Тип турбіни		
$P_{ном}$, МВт	25	135
p , ата	90	130
t^0 , С	535	565
D , т/год	130	740

Таблиця 2 – Технічні характеристики турбін

ВАРІАНТИ СТРУКТУРНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ СТАНЦІЇ



ВИБІР ТРАНСФОРМАТОРІВ

Таблиця 3 - Технічні характеристики трансформаторів

Позначення	Тип трансформатора	$S_{ном}$, МВА	$U_{ном}$, кВ	$U_{%}$, %	$\Delta P_{%}$, кВт	$\Delta P_{%}$, кВт	$I_{%}$, %
БТ	ТДЦ-250000/150	250	$\frac{165}{18}$	11	170	640	0,5
БТ ₁	ТРДН-63000/150	63	$\frac{158}{10,5-10,5}$	10,5	52	235	0,65
ТЗ	ТРДН-63000/150	63	$\frac{158}{10,5-10,5}$	10,5	52	235	0,65
ТВП ₁	ТМН-1600/10	1,6	$\frac{10}{6,3}$	5,5	2,8	16,5	1,3
ТВП ₂	ТДНС-10000/35	10	$\frac{18}{6,3}$	88	12	60	0,75
ТР ₁	ТДНС-1000/35	10	$\frac{10,5}{6,3}$	108	12	60	0,75
ТР ₂	ТДН-16000/150-70У1	16	$\frac{158}{6,6}$	11	19	88	0,8

ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬЧИХ ПРИБОРІВ

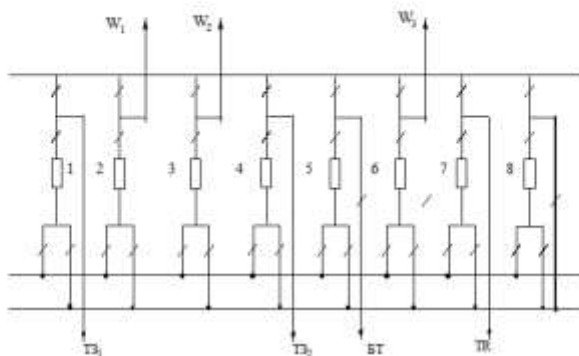


Рисунок 4 - Схема «два робочі та обхідна система збірних шин»

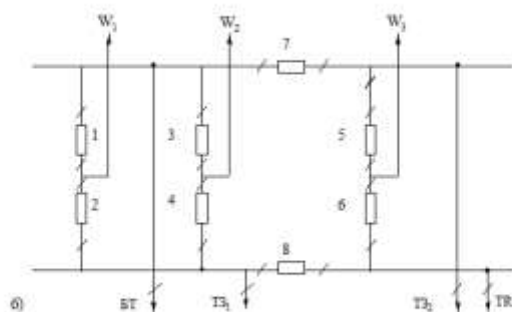
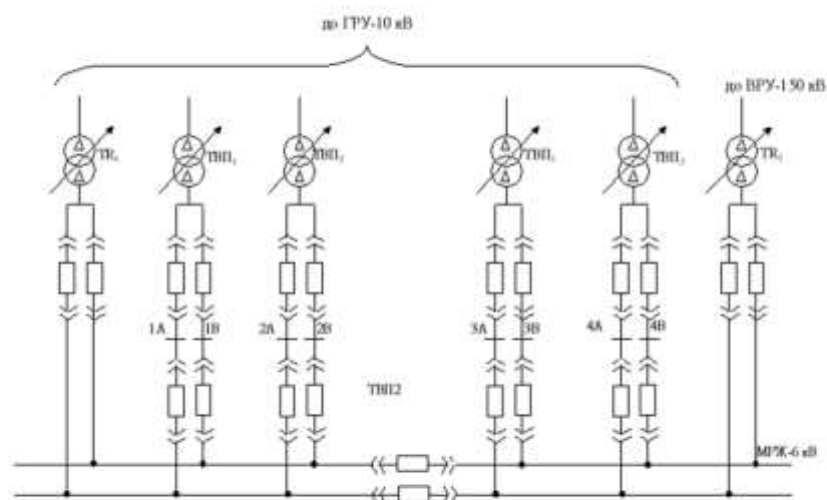


Рисунок 5 - Схема «два зв'язаних багатокутника»

СХЕМА ВЛАСНИХ ПОТРЕБ СТАНЦІЇ



РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ

Точка КЗ	Вітка живлення	$I_{n,0}, \text{кА}$	$I_{n,1}, \text{кА}$	$I_{n,2}, \text{кА}$	$I_p, \text{кА}$	Примітка
K_1 ВРУ-150 кВ	$G_{1,2}$	2,09	1,86	2,36	5,74	
	G_4	2,70	2,35	3,31	7,44	
	Система	7,65	7,65	3,78	15,52	
	Сума	12,44	11,86	9,45	26,70	вибір КА та шин
	$G_{1,32}$	8,42	8,00	9,50	23,13	
K_2 Генератор G_4	Система	30,88	30,88	15,24	74,76	
	Сума без (G_4)	39,30	38,88	24,74	97,89	шини в основному кол.
	G_4	32,11	27,61	37,13	88,88	
	Повна сума	71,41	66,49	61,87	186,77	шини до ТВП
	$G_{2,3}$	11,43	10,40	9,87	31,39	
K_3 ГРУ-10 кВ	G_4	7,69	7,89	7,05	21,19	
	Система	21,76	21,76	11,66	57,37	
	Сума без (G_1)	40,88	39,85	28,38	109,95	ком. апарат.
	G_1	15,52	11,17	14,22	42,91	
	Повна сума	56,40	51,02	42,60	152,86	шини
K_4 РУВР-6 кВ	G_2 + Система	12,78	12,78	7,74	32,74	комутац. апаратура
	Двигуни ВП	8,00	4,21	3,23	18,61	
	Сума	20,78	16,97	10,97	51,35	шини

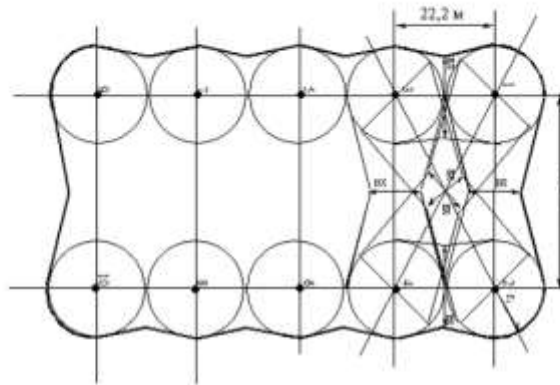
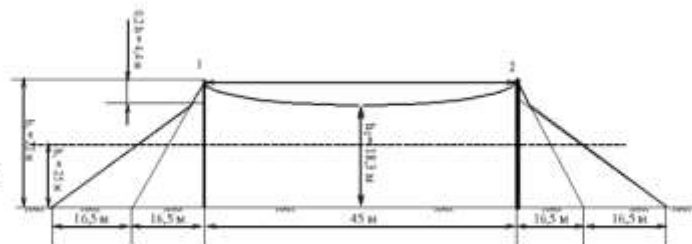


Рисунок 6 – Вид на зону захистів блискавковідводів ВРУ-150 кВ

Рисунок 7 – Вид на зону захисту блискавковідводів ВРУ-150 кВ збоку



ОСНОВНІ ЗАХИСТИ НА ТЕЦ

Елемент, що захищається	Вид пошкодження	Тип захисту та використані реле
Збірні шини	Всі види КЗ	Диференційний захист шин
ВРП-500-220, кВ	Багатофазні КЗ	ДВШ струмова відсічка, РТ-40
ЛЕП-500-220 кВ	Всі види КЗ	Дистанційний захист ПДЗ-2801(ЛЕП-220кВ)
Шини власних потреб 6 кВ	1. Всі види КЗ, симетричних перенапруг, пошкодження магістралі резервного живлення (МРЖ).	Поводжаний диф. захист і ДЗТ 13/3
	2. МІЖ фазні КЗ на (МРЖ).	Поводжаний диф. захист, РНГ-565
Кабельні лінії 6 кВ	1. Захист від багатофазних КЗ	Неповільний диференційний захист ДВШ-10
	2. Захист від однофазних КЗ	Двохступінчастий струмовий захист (струмова відсічка та МСЗ) на реле типу РТ-80 та зовнішньому реле РП-23
Трансформатор власних потреб (ТВП)	1. Всі види КЗ в обмотках і на виносках	Поводжаний диф. захист 1 ДЗТ-21
	2. Зовнішні КЗ	Дистанційний захист з боку ВН та з боку НН ТВП (блок-реле БРЕ - 2801) на резервному ТВП додатково з боку ВН - струмова відсічка на реле типу РТ-40
Магістраль резервного живлення (МРЖ)	3. Симетричне перенапруга	МСЗ, РТ-40
	4. Пожежа в трансформаторі	Газове реле BV-80
	5. Пошкодження на шинах ВН-6 кВ	Дистанційний захист БРЕ - 2801
	6. Пошкодження на магістралі резервного живлення 6 кВ	Диференційний захист на реле РНГ-561
	6. Всі види КЗ, симетричних перенапруг, пошкодження магістралі резервного живлення (МРЖ)	Поводжаний диф. захист ДЗТ-13/3
	2. Між фазні КЗ на МРЖ	Поводжаний диф. захист (РНГ - 565)

ОСНОВНІ ЗАХИСТИ НА ТЕЦ

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. Зовнішні КЗ на землю	МСН нульової послідовності
	4. Зовнішні симетричні перевантаження	МСЗ з незалежною витримкою часу РТ – 40
	5. Зовнішні симетричні КЗ	МСЗ з пуском по напрузі є два реле РНТ, фільтр реле зворотної послідовності РНФ – 1М, мінімальне реле напруги РН–54/160
	6. Зовнішні багатофазні несиметричні КЗ	СЗ (направлений в бік ВН та не направлений в бік СН) зворотної послідовності (фільтр–реле струму та направлення потужності типу РМОП – 2 та не направлене фільтр–реле струму РТФ1–М), струмовий захист нульової послідовності.
Двигун	1. Багатофазні КЗ в обмотках статора і на його виводах. 2. Однофазне замикання 3. Обрив однієї фази провідника 4. Перенапруга двигуна 5. Понижена напруга 6. Випливання асинхронного ходу при обриві обмотки збудження в синхронному двигуні	Струмова відсічка диференц. повздовжній захист, РНТ–565 Захист нульової послідовності, або захист зворотної послідовності РТЗ–50 РТЗ– 50
		Запобіжники, теплові розщеплювачі в автоматах або магнітних пусках, МСЗ Захист від мін. Напруги РН–54,РНФ–1І Захист від асинхронного ходу РТ–80
Шпінот'єднувальний вимикач	1. Міжфазні КЗ 2. Замикання на землю	МСЗ, РТ–40/6 Захист від замикань на землю РТЗ–50 (РТ–40/0,2)

ОХОРОНА ПРАЦІ

- У розділі наведено комплекс заходів з охорони праці, спрямованих на забезпечення безпеки під час обслуговування та діагностування обладнання електричної станції. Визначено основні шкідливі виробничі чинники, які можуть впливати на оперативно-ремонтний персонал, а також запропоновано методи їх нейтралізації та зниження впливу.
- Розглянуто технічні та організаційні рішення щодо створення безпечних умов на робочих місцях, включно з вимогами до електробезпеки, застосуванням засобів електрозахисту, забезпеченням оптимальних параметрів мікроклімату, вентиляції, освітлення та контролю рівня шуму у виробничих приміщеннях.
- Окрема увага приділена питанням пожежної безпеки: визначено категорії пожежної небезпеки приміщень, встановлено вимоги до вогнестійкості конструкцій, розроблено правила експлуатації електроустановок та алгоритм дій персоналу у випадку виникнення пожежі.
- Впровадження запропонованих заходів дозволить зменшити професійні ризики, запобігти виробничому травматизму та створити безпечні умови праці під час виконання робіт з обслуговування та діагностування кабельних ліній електропередачі.

ВИСНОВКИ

У дипломній роботі було виконано комплексне техніко-економічне обґрунтування та електротехнічне проектування теплоелектроцентралі потужністю 240 МВт, яка призначена для комбінованого виробництва електричної та теплової енергії. Проект відповідає актуальним вимогам розвитку електроенергетичної галузі України в умовах інтеграції до європейської енергосистеми ENTSO-E, підвищення гнучкості генерації та забезпечення енергетичної безпеки в умовах післявоєнного відновлення.

У ході роботи були проведені:

- розрахунок графіків електричних навантажень ТЕЦ для зимового та літнього періодів;
- вибір структурної схеми станції та схем високовольтного та низьковольтного розподілу електроенергії;
- визначення оптимальних параметрів силового обладнання, трансформаторів, вимикачів та струмопровідних частин;
- розрахунок режимів короткого замикання з відповідним підбором комутаційної апаратури;
- вибір і розрахунок схем релейного захисту та автоматизації;
- проектування систем грозозахисту і заземлення станції.

Під час проектування було враховано сучасні вимоги до підвищеної енергоефективності ТЕЦ, мінімізації втрат енергії, забезпечення високої надійності та стійкості роботи в умовах інтеграції значної частки ВДЕ в енергосистему України. Вибрані технічні рішення також спрямовані на зменшення впливу на навколишнє середовище шляхом використання сучасного високоефективного обладнання та можливості переведення станції на альтернативні види палива у перспективі.

Розроблена схема електричної частини ТЕЦ забезпечує:

- стабільний відпуск електроенергії в енергосистему України (через ЛЕП-150 кВ);
- ефективне тепlopостачання споживачів району (через 24 кабельні лінії 10 кВ);
- високу маневровість і здатність компенсувати коливання генерації ВДЕ;
- відповідність сучасним вимогам Smart Grid завдяки впровадженню автоматизованих систем управління.

Отримані техніко-економічні показники підтверджують доцільність впровадження даного проекту, що сприятиме підвищенню надійності та ефективності роботи об'єднаної енергетичної системи України та забезпеченню її сталого розвитку.