

14R-5756

62.311.1
E 50

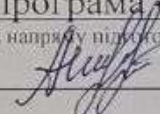
Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

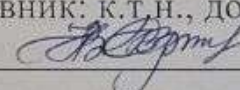
на тему:

«Електрична частина конденсаційної електричної станції потужністю
2800 МВт (2×200+3×800) з аналізом засобів релейного захисту
та автоматики»

Виконав: студентка 2 курсу, групи ЕС-22мз
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні станції»
(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)


Гульман А. О.
(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС


Остра Н. В.
(прізвище та ініціали)

« 7 » червне 2024 р.

Опонент: к.т.н., доц каф. ЕССЕМ


Войнич І. Н.
(прізвище та ініціали)

« 10 » червне 2023 р.

Допущено до захисту


Завідувач кафедри ЕСС

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

« 07 » 06 2024 р.

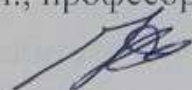
Вінниця ВНТУ - 2024 рік

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.


18.03

2024 року

З А В Д А Н Н Я НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Гульман Аллі Олександрівні

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. Електрична частина конденсаційної електричної станції потужністю 2800 МВт ($2 \times 200 + 3 \times 800$) з аналізом засобів релейного захисту та автоматики

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

затверджена наказом вищого навчального закладу від 11.03.2024 року № 81

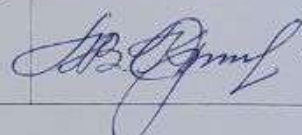
2. Строк подання студентом роботи 05 червня 2024 року.

3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за темою магістерської кваліфікаційної роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: 2800 МВт ($2 \times 200 + 3 \times 800$) з двома турбоагрегатами одиничною потужністю 200 МВт та трьома турбоагрегатами одиничною потужністю 800 МВт. В систему, приєднання до якої знаходиться на відстані 530 км, потужність віддається по ЛЕП 500 кВ.

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Техніко-економічне обґрунтування проєктування КЕС. 2. Електротехнічна частина. 3. Аналіз засобів релейного захисту та автоматики. 4. Економічна частина. 5. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Схема електричних з'єднань головна. 2. Розріз головного корпусу конденсаційної електростанції. 3. План та поперечний розріз ВРУ 500 кВ. 4. Схема власних потреб. 5. Схема релейного захисту трансформатора. 6. Схема розташування блискавковідводів на ВРУ-500 кВ. 7. Вид на зону блискавковідводів. 8. План заземлювального пристрою ВРУ-500 кВ.

6. Консультанти розділів роботи

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

7. Дата видачі завдання _____ 2024 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Підпис
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	17.01.24	20.01.24	
2	Техніко-економічне обґрунтування проєктування КЕС	21.01.24	01.03.24	
3	Електротехнічна частина	02.03.24	22.03.24	
4	Аналіз засобів релейного захисту та автоматики	23.03.24	15.04.24	
5	Економічна частина	16.04.24	01.05.24	
6	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	02.05.24	12.05.24	
7	Оформлення пояснювальної записки	13.05.24	21.05.24	
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	22.05.24	24.05.24	
	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	25.05.24	05.06.24	
	Рецензування МКР	06.06.24	07.06.24	
	Захист МКР	За графіком		

Студент

Керівник роботи

(підпис)

(підпис)

А. О. Гульман

Н. В. Остра

АНОТАЦІЯ

УДК 621.311.1

Гульман Алла Олександрівна «Електрична частина конденсаційної електричної станції потужністю 2800 МВт ($2 \times 200 + 3 \times 800$) з аналізом засобів релейного захисту та автоматики». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електро- механіка. Вінниця : ВНТУ. 2024. 126 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 28 назв; рис.: 20; табл. 37.

В магістерській кваліфікаційній роботі спроектована електрична частина конденсаційної електричної станції потужністю 2800 МВ. Проведено техніко-економічне обґрунтування проектування КЕС. Спроектовано електротехнічну частину станції: розраховано графіки електричних навантажень, обрано основне та допоміжне обладнання, обрано структурну схему станції, схему відкритої розподільної установки (ВРУ) 500 кВ і схему власних потреб. На підставі розрахунку струмів короткого замикання обрано комутаційні апарати, ошиновку, вимірювальні трансформатори, засоби обмеження перенапруг, акумуляторну батарею, а також розраховано блискавкозахист та заземлювальний пристрій ВРУ-500 кВ. Проаналізовано засоби релейного захисту та автоматики. Проведено аналіз потенційно небезпечних і шкідливих виробничих факторів на електростанції та запропоновано заходи безпеки життєдіяльності персоналу в умовах надзвичайних ситуацій.

Ключові слова: конденсаційна електрична станція, генератор, відкрита розподільна установка, акумуляторна батарея, засоби релейного захисту та автоматики.

ANNOTATION

Alla Hulman "The electrical part of the condensing power plant with a capacity of 2800 MW (2x200+3x800) with an analysis of relay protection and automation". Master's qualification work on specialty 141 - Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics. Vinnytsia: VNTU. 2024. 126 p.

In Ukrainian language. Bibliography: 28 titles; Fig.: 20; table 37.

In the master's qualification work, the electrical part of a condensing power station with a capacity of 2800 MW was designed. The technical and economic substantiation of the design of the CHP was carried out. The electrical engineering part of the station was designed: the electrical load schedules were calculated, the main and auxiliary equipment was selected, the structural diagram of the station, the diagram of the 500 kV open switchgear (BRU) and the diagram of own needs were selected. Based on the calculation of short-circuit currents, switching devices, busbars, measuring transformers, means of limiting overvoltages, a battery were selected, as well as lightning protection and grounding device VRU-500 kV were calculated. Means of relay protection and automation were analyzed. An analysis of potentially unsafe and harmful production factors at the power plant was carried out and safety measures for the life of the personnel in emergency situations were proposed.

Key words: condensing power station station, generator, open distribution installation, storage battery, means of relay protection and automation.

ЗМІСТ

ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ	5
ВСТУП.....	6
1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУВАННЯ КЕС	10
2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА	12
2.1 Розрахунок графіків електричних навантажень	12
2.2 Алгоритм вибору основного (силового) обладнання КЕС.....	17
2.3 Аналіз вибору структурної схеми станції	18
2.4 Вибір схем електричних з'єднань ВРУ – 500 та 330 кВ.....	24
2.5 Алгоритм вибору схеми власних потреб електростанції	31
2.6 Аналіз алгоритму розрахунку струмів КЗ.....	32
2.7 Алгоритм визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадратичного струму	47
2.8 Аналіз умов вибору комутаційної апаратури ЕС	50
2.9 Умови вибору струмоведучих частин	52
2.10 Аналіз вибору кабелів в РУВП-6 кВ	57
2.11 Аналіз вибору вимірювальних трансформаторів.....	58
2.12 Аналіз вибору вимірювальних трансформаторів.....	62
2.13 Аналіз вибору акумуляторної батареї	62
2.14 Вибір засобів обмеження перенапруг та високочастотних загороджувачів	75
2.15 Алгоритм розрахунку заземлювального пристрою ВРУ-500 кВ.....	67
3 АНАЛІЗ АНАЛІЗ ЗАСОБІВ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ТА АВТОМАТИКИ.....	71
3.1 Аналіз умов вибору системи оперативного керування КЕС.....	71
3.2 Вибір системи дистанційного керування	72
3.3 Дослідження системи сигналізації	73
3.4 Аналіз пристроїв автоматики та блокування	73
3.5 Аналіз засобів зв'язку КЕС.....	74

3.6 Аналіз пристроїв телемеханіки	75
3.7 Розрахунок струмів КЗ на виводах генератора та за блочним трансформатором	75
3.8 Аналіз захисту від багатофазних КЗ в обмотці статора і на виводах генератора	78
3.9 Аналіз захисту від замикань між витками однієї фази обмотки статора.....	80
3.10 Аналіз захисту від замикань на землю в обмотці статора	80
3.11 Захист обмотки статора від зовнішніх симетричних КЗ	80
3.12 Захист обмотки статора від зовнішніх несиметричних КЗ та несиметричних перевантажень.....	82
3.13 Аналіз захисту ротора від перевантаження струмом збудження.....	83
3.14 Аналіз тимчасового додаткового захисту ротора від перевантаження струмом збудження при його роботі з резервним збудником	84
3.15 Дослідження захисту від асинхронного режиму при втраті збудження	84
3.16 Розрахунок уставок захисту від перевищення напруги на виводах турбогенератора і трансформатора	85
3.17 Аналіз захисту від замкнень на землю в одній точці кола ротора ..	86
3.18 Аналіз захисту від всіх видів КЗ в обмотках трансформатора, на його виводах, ошиновці ВН та від міжфазних КЗ в обмотці статора турбогенератора	86
3.19 Захист від замикань всередині кожуха трансформатора	87
3.20 Захист від зовнішніх КЗ на землю в колі із заземленими нейтраллями при роботі трансформатора із заземленою нейтраллю.....	87
3.21 Аналіз засобів РЗ та автоматики	89
4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА	93
4.1 Визначення кошторисної вартості проекрованої КЕС	93

4.2 Розрахунок собівартості електроенергії на електростанції.....	95
4.2.1 Амортизація основних фондів	95
4.2.2 Розрахунок фонду заробітної плати	97
4.2.3 Розрахунок вартості палива	99
4.2.4 Розрахунок інших затрат.....	101
4.2.5 Визначення собівартості відпущеної електроенергії	101
4.3 Аналіз отриманих результатів	102
5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	104
5.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкту	105
5.1.1 Технічні рішення щодо безпечної організації робочих місць	105
5.1.2 Електробезпека	107
5.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії	
кВ.....	109
5.2.1 Мікроклімат	109
5.2.2 Склад повітря робочої зони	109
5.2.3 Виробниче освітлення	110
5.2.4 Виробничий шум	111
5.2.5 Виробнича вібрація	112
5.2.6 Фактори трудового процесу	113
5.3 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи конденсаційної електростанції потужністю 2800 МВт в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій	114
5.3.1 Дослідження стійкості роботи конденсаційної електростанції потужністю 2800 МВт в умовах дії іонізуючих випромінювань.....	116
5.3.2 Дослідження стійкості конденсаційної електростанції потужністю 2800 МВт в умовах дії ЕМІ випромінювань	117
5.3.3 Розробка заходів з підвищення стійкості роботи конденсаційної електростанції потужністю 2800 МВт у надзвичайних ситуаціях.....	120
ВИСНОВКИ	122
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	123
ДОДАТКИ	126
Додаток А. Протокол перевірки кваліфікаційної роботи на наявність текстових запозичень	127
Додаток Б. Технічне завдання МКР	128
Додаток В Ілюстративна частина	132

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АБ – акумуляторна батарея

БТ – блочний трансформатор

ВРУ – відкрита розподільна установка

ВП – власні потреби

ГТВП – головний трансформатор власних потреб;

ЕЕС – електроенергетична система

ЕС – електрична станція

ЗП – заземлювальний пристрій

КЕС – конденсаційна електрична станція

КЗ – коротке замикання

ЛЕП – лінія електропередачі

ОЕС – об'єднана електроенергетична система

РУ – розподільна установка

ТВП – трансформатор власних потреб

ТН – трансформатор напруги

ТС – трансформатор струму

ЩК – щит керування

ВСТУП

Актуальність теми. Один із механізмів подолання енергетичної кризи в Україні полягає в збільшенні виробництва електроенергії на атомних, деяких теплових та гідроелектростанціях до максимальної потужності. У другій половині лютого 2023 року спостерігалось стале зниження дефіциту електроенергії, вперше з початку масових атак на об'єкти енергетики, які розпочалися 10 жовтня 2022 року [1]. Проте, в березні 2024 року, нажаль, ворожі обстріли посилюються і це спричинило ще масштабніші руйнування об'єктів енергетики України [2].

На початок 2022 року в Україні було 12 ТЕС загальною встановленою потужністю 21,5 (ГВт) (без урахування станцій, розташованих на тимчасово окупованих країною-агресором територіях до 24 лютого 2022 року. Більшість теплових електростанцій використовували вугілля як основне паливо. У 2021 році частка ТЕС та КЕС у виробництві електроенергії становила 23,8%. Станом на сьогодні, в Україні завантажено 44% загальних потужностей теплової енергетики. Усі ТЕС, які перебували під контролем України до 24 лютого 2022 року, були або зруйновані, або пошкоджені (рисунок 1).

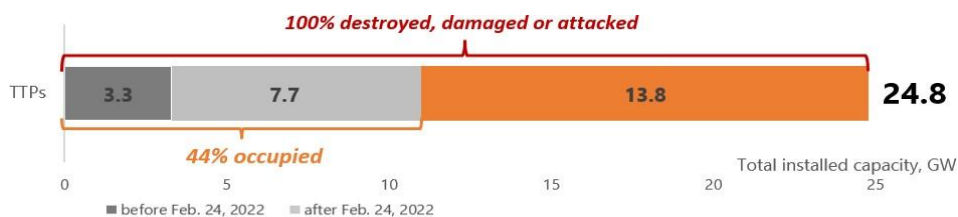


Рисунок 1 – Статистика пошкоджень теплових станцій України

Більшість теплових електростанцій були атаковані неодноразово.

Будівництво нових конденсаційних та теплових електростанцій в Україні важливе з кількох причин:

1. Забезпечення енергетичної безпеки - додаткові генеруючі потужності допоможуть зменшити залежність від імпорту електроенергії та підвищити стійкість нашої енергосистеми.



Рисунок 2 – Одна з пошкоджених українських теплоелектростанцій після ворожої масованої ракетної атаки

2. Покриття пікових навантажень - теплові електростанції можуть оперативно реагувати на зміни в попиті на електроенергію, забезпечуючи стабільність енергопостачання.

3. Підтримка економіки - будівництво нових електростанцій створює робочі місця та сприяє розвитку суміжних галузей економіки.

4. Заміна застарілих потужностей - багато існуючих теплових та конденсаційних електростанцій в Україні застарілі і неефективні. Нові станції з сучасними технологіями можуть бути більш ефективними та екологічно чистими.

5. Підвищення надійності енергосистеми - додаткові генеруючі потужності забезпечать резерви для енергосистеми України, що зменшить ризики перебоїв у постачанні електроенергії.

Основна проблема в електроенергетичній системі – це забезпечення балансу потужності та електроенергії у нормальних та післяаварійних режимах. Тому, ми чітко розуміємо, що повоєнна відбудова енергетичних об'єктів після нашої Перемоги, а також будівництво нових теплових електричних станцій є **дуже важливою та актуальною науково-прикладною задачею.**

Засоби релейного захисту та автоматики на електричних станціях мають важливе значення, а також забезпечують:

1. Захист обладнання: релейний захист автоматично виявляє несправності в електричних мережах, таких як короткі замикання, перевантаження та інші аномалії, і миттєво ізолює пошкоджені ділянки. Це запобігає пошкодженню обладнання і продовжує його термін служби.

2. Безпеку персоналу: автоматичне відключення несправних ділянок знижує ризик аварій і підвищує безпеку для персоналу, який працює на електричних станціях та в мережах.

3. Стабільність енергосистеми: релейний захист забезпечує швидку реакцію на аварійні ситуації, мінімізуючи час відключення і запобігаючи поширенню несправностей по всій системі. Це підвищує стабільність і надійність енергопостачання.

4. Зменшення простоїв: завдяки автоматичному виявленню та ізоляції несправностей, релейний захист допомагає швидко відновити нормальну роботу системи після аварійних відключень, зменшуючи тривалість простоїв.

5. Ефективне керування системою: засоби автоматики допомагають оптимізувати роботу електричних станцій та мереж, забезпечуючи ефективне використання ресурсів і зниження операційних витрат.

6. Виконання нормативних вимог: у багатьох країнах існують суворі нормативні вимоги щодо безпеки та надійності електричних систем. Використання засобів релейного захисту та автоматики дозволяє відповідати цим вимогам.

Отже, засоби релейного захисту та автоматики є невід'ємною частиною

сучасних електричних станцій, забезпечуючи безпеку, надійність, ефективність та стабільність енергопостачання. Тому, аналіз засобів релейного захисту та автоматики також є важливою та актуальною задачею.

Мета і задачі дослідження. Основною метою магістерської кваліфікаційної роботи є підвищення ефективності роботи ОЕС України за допомогою проектування електричної частини конденсаційної електричної станції потужністю 2800 МВт, а також аналіз засобів релейного захисту та автоматики.

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

- аналіз методів, що застосовують під час проектування конденсаційної електричної станції;
- проектування головної схеми з'єднань КЕС потужністю 2800 МВт;
- проектування схеми електропостачання системи власних потреб електростанції;
- вибір комутаційних апаратів, струмоведучих частин, акумуляторної батареї, вимірювальних трансформаторів, розрахунок заземлювального пристрою та грозозахисту для ВРУ 500 кВ;
- аналіз засобів релейного захисту та автоматики;
- визначення основних техніко-економічних показників КЕС потужністю 2800 МВт;
- розроблення заходів з охорони праці оперативно-ремонтного персоналу під час експлуатації засобів релейного захисту та автоматики та дослідження стійкості роботи КЕС в умовах дії електромагнітних імпульсів.

Об'єктом дослідження є електрична частина конденсаційної електричної станції. **Предметом дослідження** є існуючі методи та засоби проектування електричних станцій.

Методи дослідження. Для вирішення поставлених завдань застосовувалися методи математичного моделювання. При проектуванні головної схеми електричних з'єднань станції використовувалися елементи

теорії надійності.

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

1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЄКТУВАННЯ КЕС

Будівництво нових конденсаційних та теплових електростанцій в Україні важливе з декількох причин:

1. Забезпечення енергетичної безпеки - додаткові генеруючі потужності допоможуть зменшити залежність від імпорту електроенергії та підвищити стійкість нашої енергосистеми.

2. Покриття пікових навантажень - теплові електростанції можуть оперативно реагувати на зміни в попиті на електроенергію, забезпечуючи стабільність енергопостачання.

3. Підтримка економіки - будівництво нових електростанцій створює робочі місця та сприяє розвитку суміжних галузей економіки.

4. Заміна застарілих потужностей - багато існуючих теплових та конденсаційних електростанцій в Україні застарілі і неефективні. Нові станції з сучасними технологіями можуть бути більш ефективними та екологічно чистими.

5. Підвищення надійності енергосистеми - додаткові генеруючі потужності забезпечать резерви для енергосистеми України, що зменшить ризики перебоїв у постачанні електроенергії.

Основна проблема в електроенергетичній системі – це забезпечення балансу потужності та електроенергії у нормальних та післяаварійних режимах. Блоки теплових станцій забезпечують можливість первинного та вторинного регулювання частоти в системі. Однак, структура генеруючих потужностей ОЕС України є неоптимальною для ефективного регулювання частоти і потужності. Це пов'язано з багатьма факторами, включаючи зниження маневреності блоків теплових електростанцій через масовані ворожі обстріли, старіння і зношування обладнання, а також зниження якості палива.

Блоки теплових станцій забезпечують можливість первинного та вторинного регулювання частоти в системі. Проте структура генеруючих

потужностей ОЕС України є неоптимальною для ефективного регулювання частоти і потужності. Це пов'язано з багатьма факторами, зокрема зі зниженням маневреності блоків теплових електростанцій через старіння та знос обладнання, а також зниження якості палива.

Регулювання добових та сезонних графіків навантаження здійснюється за допомогою блоків ГЕС, ГАЕС та ТЕС. Однак потужностей гідроелектростанцій недостатньо для покриття потреб добового регулювання, тому необхідно створювати економічні стимулювання для генеруючих компаній для проведення реконструкції своїх енергоблоків та оптимізації технологічного процесу.

Отже, енергосистема України стикається з потребою оновлення генеруючих потужностей ТЕС. Необхідно провести реконструкцію та модернізацію основного енергетичного обладнання електростанцій. Питання проектування та будівництва нових ТЕС залишається актуальним. Таким чином, тема магістерської кваліфікаційної роботи є важливою.

2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

2.1. Розрахунок графіків електричних навантажень

Режими роботи електричної станції (ЕС) задаються графіками електричних та теплових навантажень району, який обслуговується. Їх потужність повинна забезпечувати покриття графіків навантажень з врахуванням втрат потужності на передачу електроенергії та витрат на власні потреби ЕС.

При розрахунку графіків навантажень відносну величину постійних та змінних втрат приймаємо відповідно до [5]:

а) в мережах району: $\Delta P'_{1*} = 0,01$; $\Delta P'_{2*} = 0,06$;

б) в мережах системи: $\Delta P''_{1*} = 0,02$; $\Delta P''_{2*} = 0,14$.

Постійні втрати в мережах району та системи розраховуються за формулами (2.1):

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{1p} &= \Delta P'_{1*} \cdot P_{p\max}; \\ \Delta P_{1c} &= \Delta P''_{1*} \cdot P_{c\max}; \end{aligned} \right\} \quad (2.1)$$

$$\Delta P_{1p} = 0,01 \cdot 390 = 3,9 \text{ (МВт)}.$$

$$\Delta P_{1c} = 0,02 \cdot 1800 = 36 \text{ (МВт)}.$$

Змінні втрати в будь-який час доби:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{2pt} &= \Delta P'_2 \cdot \frac{P_{pt}^2}{P_{p\max}}; \\ \Delta P_{2ct} &= \Delta P''_2 \cdot \frac{P_{ct}^2}{P_{c\max}}; \end{aligned} \right\} \quad (2.2)$$

$$\Delta P_{2p1} = 0,06 \cdot \frac{378,3^2}{390} = 22,02 \text{ (МВт)},$$

$$\Delta P_{2c1} = 0,14 \cdot \frac{990^2}{1800} = 76,23 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, яка видається до шин розподільчих установок (РУ) різних класів напруги:

$$\left. \begin{aligned} P_{p.\text{видт}} &= P_{pt} + \Delta P_{1p} + \Delta P_{2pt}; \\ P_{c.\text{видт}} &= P_{ct} + \Delta P_{1c} + \Delta P_{2ct}; \end{aligned} \right\} \quad (2.3)$$

$$P_{p.\text{видт}1} = 378,3 + 3,9 + 22,02 = 404,22 \text{ (МВт)}.$$

$$P_{c.\text{видт}1} = 990 + 36 + 76,23 = 1102,23 \text{ (МВт)}.$$

Сумарна потужність, що віддається з шин станції:

$$P_{\text{вид.т}} = P_{p.\text{видт}} + \Delta P_{c.\text{видт}}, \quad (2.4)$$

$$P_{\text{вид.т}} = 404,22 + 1102,23 = 1506,45 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, що витрачається на власні потреби станції:

$$P_{\text{ВП.т}} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{P_{\text{вид.т}}}{P_{\text{вст}}} \right) \cdot \frac{P'_{\text{ВП}} \cdot P_{\text{вид.мак}}}{100}, \quad (2.5)$$

$$P_{\text{ВП1}} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{1506,45}{2800} \right) \frac{5 \cdot 2505,3}{100} = 90,54 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, яка генерується електростанцією:

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

$$P_{\text{вир.т}} = 1506,45 + 90,54 = 1596,99 \text{ (МВт)}.$$

За наведеним алгоритмом розраховуються графіки електричних навантажень для зимової та літньої доби. Дані розрахунку зводяться в таблицю 2.1. За даними розрахунку будуюмо добові графіки навантаження для зими та

літа ($P_{p.вид. t}$, $P_{с.вид. t}$, $P_{вир. t}$) і річний графік за тривалістю ($P_{вир.р}$) (таблиця 2.2). Використовуючи річний графік за тривалістю, визначаємо техніко-економічні показники роботи станції (таблиця 2.3).

Таблиця 2.1 – Необхідні дані для розрахунків і побудови графіків електричних навантажень ЕС

Складові витрат потужності	Час	0-1	1-4	4-8	8-10	10-14	14-17	17-21	21-24
Навантаження МР P_{pt} , %	Зима	97	90	96	100	93	100	92	93
	Літо	92	85	91	95	88	95	87	88
Навантаження МР P_{pt} , МВт	Зима	378,3	351	374,4	390	362,7	390	358,8	362,7
	Літо	358,8	331,5	354,9	370,5	343,2	370,5	339,3	343,2
Постійні втрати потужності в МР ΔP_{lp} , МВт	зима	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9
	літо	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9
Змінні втрати потужності в МР ΔP_{2pt} , МВт	Зима	22,02	18,95	21,57	23,40	20,24	23,40	19,81	20,24
	Літо	19,81	16,91	19,38	21,12	18,12	21,12	17,71	18,12
Потужність, яка віддається до шин РП $P_{p.вид. t}$, МВт	Зима	404,22	373,85	399,87	417,30	386,84	417,30	382,51	386,84
	Літо	382,51	352,31	378,18	395,52	365,22	395,52	360,91	365,22
Навантаження С P_{ct} , %	Зима	55	65	100	80	85	100	75	65
	Літо	50	60	95	75	95	80	70	60
Навантаження С P_{ct} , МВт	Зима	990	1170	1800	1440	1530	1800	1350	1170
	Літо	900	1080	1710	1350	1710	1440	1260	1080
Постійні втрати потужності в С ΔP_{1c} , МВт	Зима	36	36	36	36	36	36	36	36
	Літо	36	36	36	36	36	36	36	36
Змінні втрати потужності в С ΔP_{2ct} , МВт	Зима	76,23	106,47	252,00	161,28	182,07	252,00	141,75	106,47
	Літо	63,00	90,72	227,43	141,75	227,43	161,28	123,48	90,72
Потужність, яка віддається до шин РП $P_{с.вид. t}$, МВт	Зима	1102,23	1312,47	2088,00	1637,28	1748,07	2088,00	1527,75	1312,47
	Літо	999,00	1206,72	1973,43	1527,75	1973,43	1637,28	1419,48	1206,72
Сумарна потужність, що віддається $P_{вид. t}$, МВт	Зима	1506,45	1686,32	2487,87	2054,58	2134,91	2505,30	1910,26	1699,31
	Літо	1381,51	1559,03	2351,61	1923,27	2338,65	2032,80	1780,39	1571,94
Потужність, що витрачається на ВП $P_{ВП. t}$, МВт	Зима	90,54	95,37	116,89	105,26	107,41	117,35	101,38	95,72
	Літо	87,19	91,95	113,23	101,73	112,88	104,67	97,90	92,30
Потужність, що	Зима	1596,99	1781,70	2604,75	2159,84	2242,32	2622,65	2011,64	1795,03

виробляється $P_{\text{вир.т}}, \text{ МВт}$	Літо	1468,69	1650,98	2464,84	2025,00	2451,53	2137,47	1878,29	1664,24
---	------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------

В розрахунках враховувались наступні параметри та умови:

- а) тривалість зими та літа: $t_3 = 183$ доби, $t_{\text{л}} = 182$ доби;
- б) максимальне навантаження власних потреб $P'_{\text{ВП}} = 5\%$;
- в) коефіцієнт попиту $K_{\text{п}} = 0,85$.

Таблиця 2.2 – Перелік техніко-економічних показників роботи ЕС

Показник	Розрахункова формула	Числове значення
Максимальне навантаження станції, МВт	P_{max}	2622,65
Річний виробіток електроенергії, МВт·год.	$E_p = \sum_{i=1}^m P_{\text{вир.т}_i} \cdot t_i$	18434868,8
Встановлена потужність станції, МВт	$P_{\text{вст}}$	2800
Середнє навантаження станції, МВт	$P_{\text{cp}} = \frac{E_p}{8760}$	2104,44
Коефіцієнт заповнення графіка	$k_3 = \frac{P_{\text{cp}}}{P_{\text{max}}}$	0,80
Коефіцієнт використання встановленої потужності	$k_{\text{в}} = \frac{P_{\text{cp}}}{P_{\text{вст}}}$	0,75
Число годин використання максимального навантаження, год.	$T_{\text{max}} = \frac{E_p}{P_{\text{max}}}$	7029,09
Число годин використання встановленої потужності, год.	$T_{\text{вст}} = \frac{E_p}{P_{\text{вст}}}$	6583,88
Коефіцієнт резерву	$k_{\text{рез}} = \frac{P_{\text{вст}}}{P_{\text{max}}}$	1,07
Річне споживання електроенергії механізмами власних потреб станції, МВт·год	$E_{\text{ВПр}} = \sum_{i=1}^m P_{\text{ВПр}_i} \cdot t_i$	909357,0
Загальна річна кількість електроенергії, що видається з шин станції, МВт·год	$E_{\text{вид.р}} = E_p - E_{\text{ВПр}}$	17525511,7

Час максимальних втрат електроенергії, год.	$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760$	5990
---	--	------

Таблиця 2.3 – Річний графік за тривалістю навантаження

P, МВт	2622,65	2604,75	2464,84	2451,53	2242,32	2159,84	2137,47	2025,00
t, год	549	732	728	728	732	366	546	364
t _Σ , год	549	1281	2009	2737	3469	3835	4381	4745
P, МВт	2011,64	1878,29	1795,03	1781,70	1664,24	1650,98	1596,99	1468,69
t, год	732	728	549	549	546	546	183	182
t _Σ , год	5477	6205	6754	7303	7849	8395	8578	8760

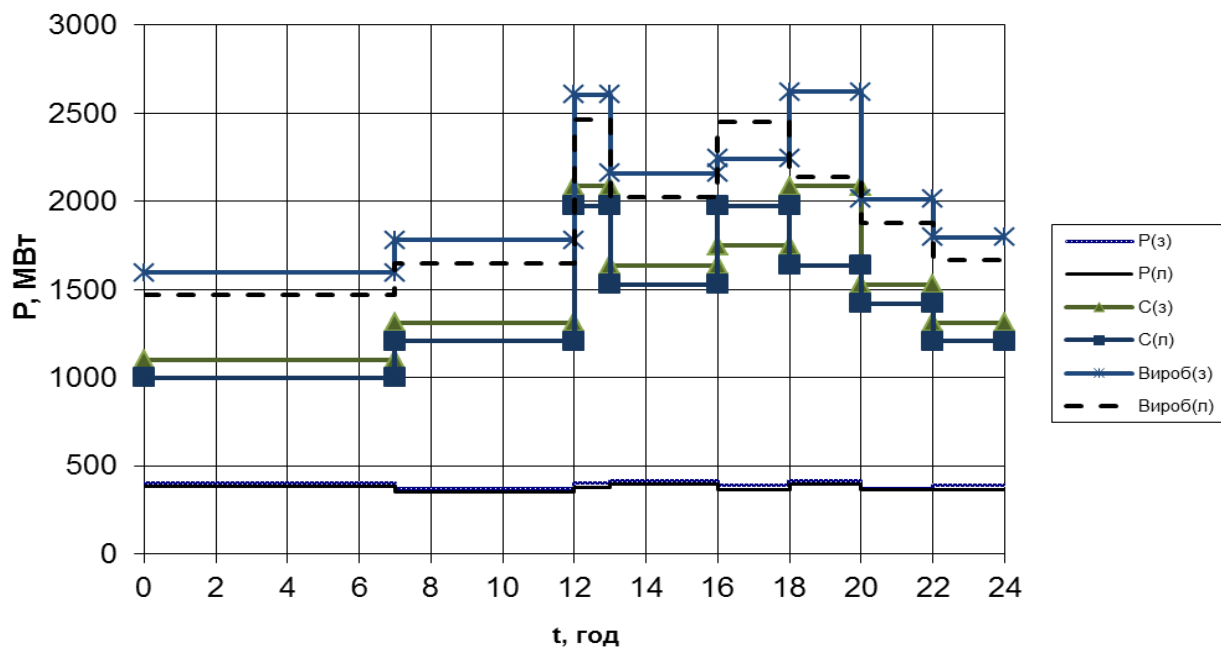


Рисунок 2.1 – Добові графіки електричних навантажень ЕС

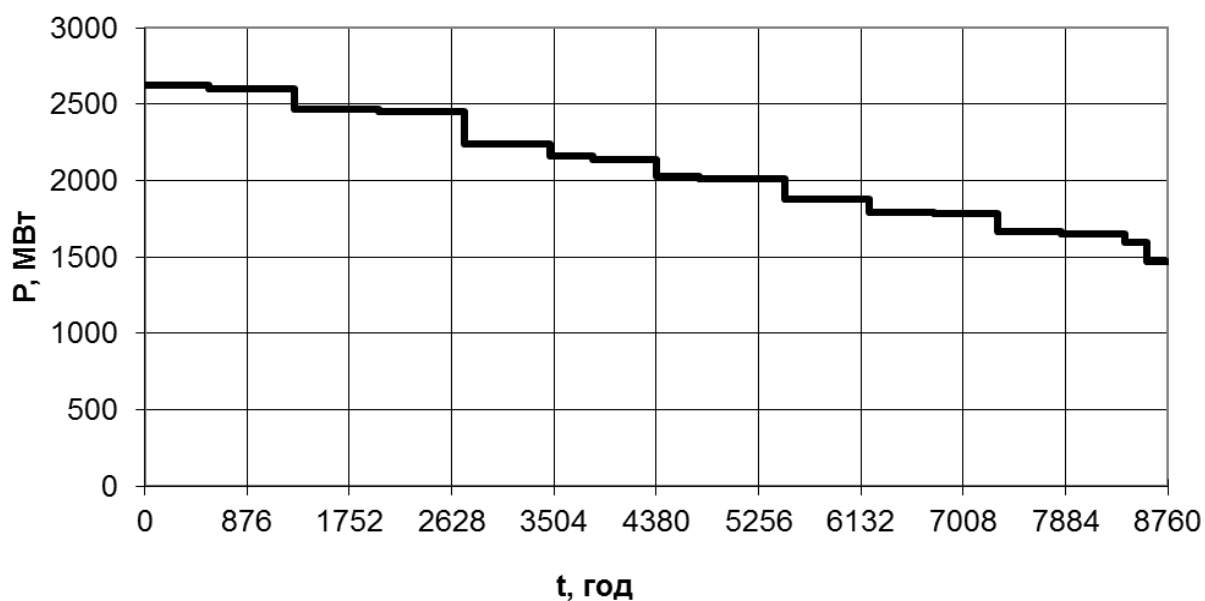


Рисунок 2.2 – Зображення річного графіка за тривалістю навантажень

2.2 Алгоритм вибору основного (силового) обладнання КЕС

Вибираємо основні технічні параметри турбогенераторів типу ТГВ-200-2УЗ та ТГВ-800-2ЕУЗ [4] і показуємо їх в таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – Основні технічні параметри турбогенераторів

Перелік параметрів	Тип турбогенератора	
	ТГВ-200-2УЗ	ТГВ-800-2ЕУЗ
$n_{\text{ном}}$, об/хв	3000	3000
$S_{\text{ном}}$, МВА	235,3	941
$P_{\text{ном}}$, МВт	200	800
$U_{\text{ном}}$, кВ	15,75	24
$\cos\varphi_{\text{ном}}$	0,85	0,85
$I_{\text{ном}}$, кА	8,625	22,65
Схема з'єднань обмоток статора	УУ	–
Система збудження:	ТС	–
- $U_{\text{фном}}$, В	420	480
- I_{fx} , А	720	–
- $I_{\text{фном}}$, А	1880	6720
ВКЗ	0,572	–
Опори, в.о.: X''_d	0,19	0,272
X'_d	0,295	0,4
X_d	1,84	2,482
X_2	0,232	0,332
X_0	0,0837	0,151
Опір обмотки ротора при 15° С	0,174	0,12

Таблиця 2.5 – Технічні характеристики турбіни відповідного типу

Тип турбіни	$P_{\text{ном}}$, МВт	D, т/год	Параметри пари	
			P, ата	t, °C
К-200-130	200	564	130	565
К-800-240-1	800	2370	240	560

Таблиця 2.6 – Технічні характеристики котельного агрегата

Тип котлоагрегата	D, т/год	$P_{\text{ном}}$, МВт	Параметри пари		Паливо
			P, ата	t, °C	
Пп-660/140ГМ	660	200	140	540	мазут
Пп-2550/255Ж-М	2500	800	255	565	мазут

2.3 Аналіз вибору структурної схеми станції

Визначимо кількість ЛЕП використовуючи формулу (2.7) [5]:

$$n = P'_{\max} / P_{\text{гр}} + 1, \quad (2.7)$$

де $P'_{\max}$ – максимальна потужність, яка видається в район або в систему з врахуванням втрат потужності, МВт;

$P_{\text{гр}}$ – гранична потужність ЛЕП, МВт.

$$n_{500} = 2088/900 + 1 = 3,32 \approx 4 \text{ шт};$$

$$n_{330} = 417,3/400 + 1 = 2,04 \approx 3 \text{ шт}.$$

Розрахункова потужність робочих трансформаторів власних потреб [6]:

$$S_{\text{ТВП.розр.}} = P_{\text{ВП}}' / 100 \cdot K_{\text{п}} \cdot P_{\text{г.ном}}, \quad (2.8)$$

$$S_{\text{ТВП.розр.}}^{800} = S_{\text{ТВП.1}} = 5/100 \cdot 0,85 \cdot 800 = 34 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{ТВП.розр.}}^{200} = S_{\text{ТВП.2}} = 5/100 \cdot 0,85 \cdot 200 = 8,5 \text{ МВА};$$

Розрахункова потужність пускорезервного трансформатора власних потреб:

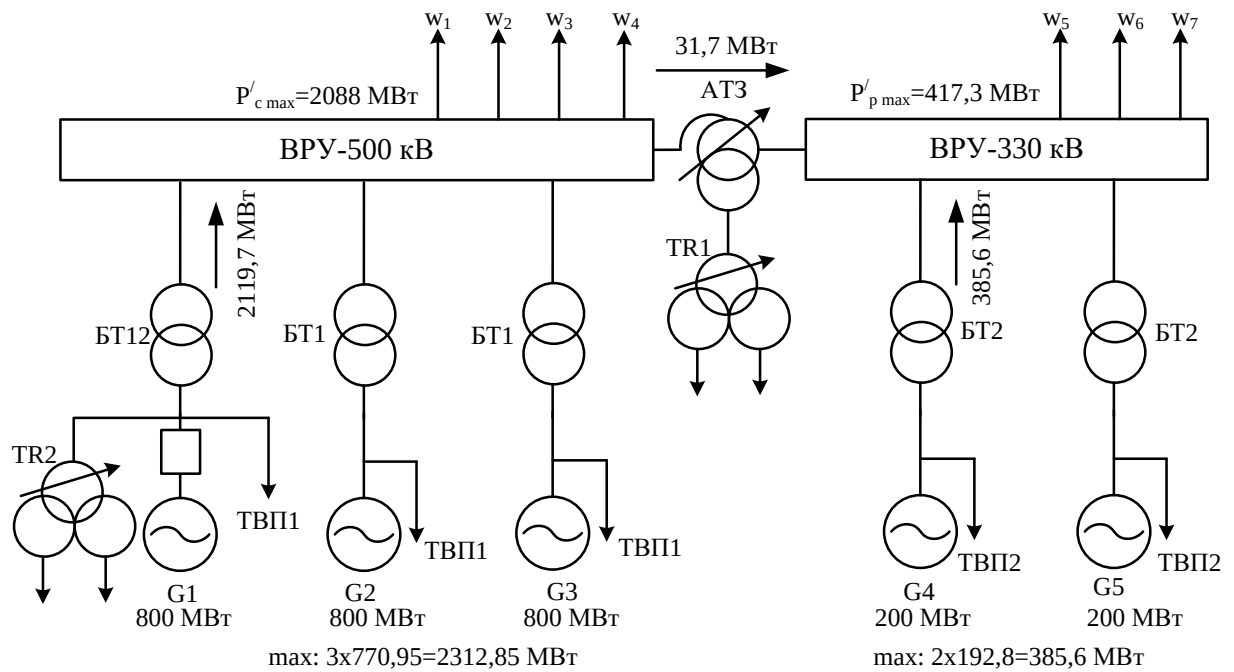
$$S_{\text{TR розр.}} = 1,3 \cdot S_{\text{ТВП.розр.}}, \quad (2.9)$$

$$S_{\text{TR розр.}} = 1,3 \cdot 34 = 44,2 \text{ МВА}.$$

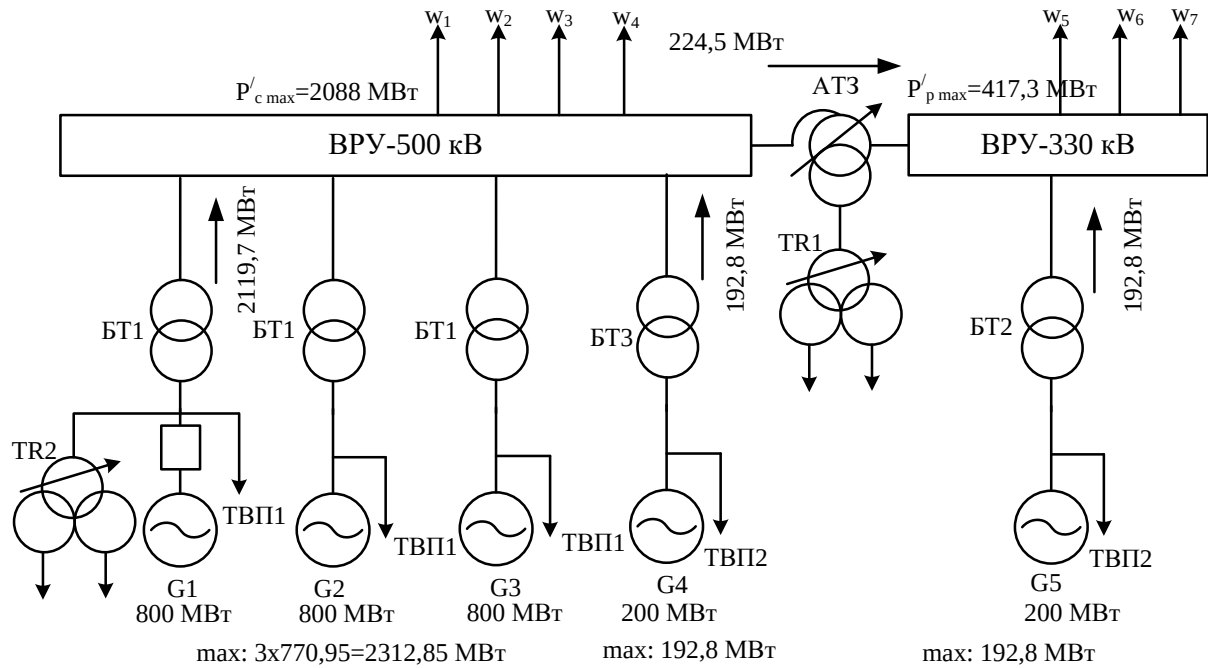
Оскільки потужність генераторів більше 160 МВт, то ТВП повинні бути з розщепленою обмоткою НН та мати пристрій РПН. Тому встановлюємо ТВП типу ТРДНС-25000/35 для блоків 200 МВт і ТВП типу ТРДНС-40000/35 для блоків 800 МВт.

Згідно [5] встановлюємо два пускорезервних трансформатори, один з яких підключаємо до сторони НН АТЗ, другий – на генераторній напрузі відгалуженням від генератора 800 МВт.

Пропонуємо два варіанти структурних схем проекрованої електричної станції (рисунок 2.3).



а) 1 варіант структурної схеми ЕС



б) 2 варіант структурної схеми ЕС

Рисунок 2.3 – Варіанти структурних схем КЕС

Розрахункова потужність блочних трансформаторів:

$$S_{\text{БТ}} = S_{\text{Г.ном}} - S_{\text{вп.мах}}; \quad (2.10)$$

$$S_{\text{БТ1}} = 941 - 34 = 907 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{БТ2,3}} = 235,3 - 8,5 = 226,8 \text{ МВА}.$$

Розрахункова потужність автотрансформаторів зв'язку [5]:

а) максимальний режим:

$$S_{\text{мах}} = S_{\text{Г.ном}} - S_{\text{вп.мах}} - S_{\text{р.мах}}, \quad (2.11)$$

$$S_{\text{мах 2}} = 2(235,3 - 8,5) - \frac{417,3}{0,85} = 37,34 \text{ (МВА)};$$

$$S_{\text{мах 1}} = 235,3 - 8,5 - \frac{417,3}{0,85} = -264,1 \text{ (МВА)};$$

б) мінімальний режим:

$$S_{\min} = S_{\Gamma.\text{НОМ}} - S_{\text{ВП.мак}} - S_{\text{р.мин}} \quad (2.12)$$

$$S_{\min 1} = 2(235,3 - 8,5) - \frac{365,22}{0,85} = 23,9 (\text{МВА});$$

$$S_{\min 2} = 235,3 - 8,5 - \frac{365,22}{0,85} = -202,9 (\text{МВА});$$

в) аварійний режим:

$$S_{\text{ав}} = S_{\Gamma.\text{НОМ}-1} - S_{\text{ВП.мак}} - S_{\text{р.мак}}, \quad (2.13)$$

$$S_{\text{ав1}} = 235,3 - 8,5 - \frac{417,3}{0,85} = -264,1 (\text{МВА});$$

$$S_{\text{ав2}} = 0 - \frac{417,3}{0,85} = -490,9 (\text{МВА}).$$

Встановлюємо одну групу з трьох однофазних автотрансформаторів типу АОДЦТН-167000/500/330-76У1 [7]:

$$S_{\text{НОМ}} = 167 \text{ МВА};$$

$$U_{\text{ВН}} = 500/\sqrt{3} \text{ кВ};$$

$$U_{\text{СН}} = 330/\sqrt{3} \text{ кВ};$$

$$U_{\text{НН}} = 38,5 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{кВС}} = 9,5 \%; U_{\text{кВН}} = 67 \%; U_{\text{кСН}} = 61 \%;$$

$$\Delta P_x = 61 \text{ кВт}; \Delta P_k = 300 \text{ кВт};$$

$$I_x = 0,2 \%;$$

$$S_{\text{НОМНН}} = 33 \text{ МВА}.$$

Технічні характеристики трансформаторів показано в таблиці 2.7.

Таблиця 2.7 – Перелік технічних характеристик трансформаторів ЕС

Позначення	Тип трансформатора	$S_{\text{ном}}, \text{МВА}$	$U_{\text{ном}}, \text{кВ};$	$U_{\text{к}}, \%$	$\Delta P_{\text{x}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{кз}}, \text{кВт}$	$I_{\text{x}}, \%$
ТВП1	ТРДНС-40000/35	40	$\frac{24}{6,3-6,3}$	12,7	36	170	0,5
ТВП2	ТРДНС-25000/35	25	$\frac{15,75}{6,3-6,3}$	10,5	25	115	0,65
TR1	ТРДНС-63000/35	63	$\frac{36,75}{6,3-6,3}$	12,7	50	250	0,45
TR2	ТРДНС-63000/35	63	$\frac{24}{6,3-6,3}$	12,7	50	250	0,45
BT1	ТНЦ-1000000/500	1000	$\frac{525}{24}$	14,5	570	1800	0,45
BT2	ТДЦ-250000/330	250	$\frac{347}{15,75}$	11	214	605	0,5
BT3	ТДЦ-250000/500	250	$\frac{525}{15,75}$	13	205	590	0,45

Приведенні затрати:

$$Z = p_{\text{н}} \cdot K + U = p_{\text{н}} \cdot K + \left(\frac{a}{100} \cdot K + B \Delta W \right), \quad (2.14)$$

де $p_{\text{н}} = 0,12$ – нормований коефіцієнт ефективності капіталовкладень;

K – капіталовкладення в електроустановку, тис. грн;

U – щорічні експлуатаційні витрати, тис. грн. ;

a – норма відрахувань на амортизацію та обслуговування, %;

$a=8,4\%$ – для класів напруг 220 кВ і вище;

$B = 24 \frac{\text{коп.}}{\text{кВт} \cdot \text{год}}$ – вартість 1 кВт·год втраченої електроенергії;

ΔW – річні втрати електроенергії працюючих трансформаторів, кВт·год.

Таблиця 2.8 — Капіталовкладення в електроустановку

Обладнання	Кількість, шт. (1в./2в.)	Вартість одиниці, тис.грн.	Капіталовкладення	
			1 варіант	2 варіант
БТ1	3/3	44725	134175	134175
БТ2	2/1	27500	55000	27500
БТ3	0/1	30450	0	30450
АТЗ	1/1	42500	42500	42500
Вимикачі:				
500 кВ (схема 4/3)	11/12	30000	330000	360000
330 кВ (схема 3/2)	9/8	12750	114750	102000
Разом:			676425	696625

$$\Delta W = n \cdot \Delta P_x \cdot 8760 + \frac{1}{n} \Delta P_{\text{кз}} \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (2.15)$$

де n – число паралельно працюючих трансформаторів;

Визначимо втрати електроенергії в трансформаторах:

$$\Delta W_1 = \Delta W_{\text{БТ1}} + \Delta W_{\text{БТ2}} + \Delta W_{\text{АТЗ}};$$

$$\Delta W_2 = \Delta W_{\text{БТ1}} + \Delta W_{\text{БТ2}} + \Delta W_{\text{БТ3}} + \Delta W_{\text{АТЗ}};$$

$$\begin{aligned} \Delta W_1 &= 3 \cdot 570 \cdot 8760 + \frac{1}{3} 1800 \left(\frac{2493,8}{1000} \right)^2 \cdot 5990 + 2 \cdot 214 \cdot 8760 + \\ &+ \frac{1}{2} \cdot 605 \left(\frac{453,65}{250} \right)^2 \cdot 5990 + 1 \cdot 3 \cdot 61 \cdot 8760 + \frac{3}{1} \cdot 300 \left(\frac{37,3}{167} \right)^2 \cdot 5990 = \\ &= 48918545,97 \text{ кВт} \cdot \text{год.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta W_2 &= 3 \cdot 570 \cdot 8760 + \frac{1}{3} 1800 \left(\frac{2493,8}{1000} \right)^2 \cdot 5990 + 1 \cdot 214 \cdot 8760 + \\ &+ \frac{1}{1} \cdot 605 \left(\frac{226,8}{250} \right)^2 \cdot 5990 + 1 \cdot 3 \cdot 61 \cdot 8760 + \frac{3}{1} \cdot 300 \left(\frac{264,1}{167} \right)^2 \cdot 5990 + 1 \cdot 205 \cdot 8760 + \\ &+ \frac{1}{1} \cdot 590 \left(\frac{226,8}{250} \right)^2 \cdot 5990 = 61978089,83 \text{ кВт} \cdot \text{год.} \end{aligned}$$

Щорічні експлуатаційні витрати:

$$U_1 = 0,084 \cdot 676425 + 24 \cdot 10^{-5} \cdot 48918545,97 = 68560,15 \text{ (тис.грн.)};$$

$$U_2 = 0,084 \cdot 696625 + 24 \cdot 10^{-5} \cdot 61978089,83 = 73391,24 \text{ (тис.грн.)}$$

Приведенні затрати:

$$З_1 = 0,12 \cdot 676425 + 68560,15 = 149731,15 \text{ тис.грн.}$$

$$З_2 = 0,12 \cdot 696625 + 73391,24 = 156986,24 \text{ тис.грн.}$$

$\Delta З = 5,9 \% > 5\%$, тому приймаємо схему I-й варіант структурної схеми.

2.4 Вибір схем електричних з'єднань ВРУ-500 та 330 кВ

Для ВРУ-330 кВ, згідно рекомендацій [5, 7], приймаємо схему «3/2» (рисунок 2.4), а для ВРУ-500 кВ пропонуємо два варіанти:

а) схема «4/3»;

б) схема «3/2» (рисунок 2.5).

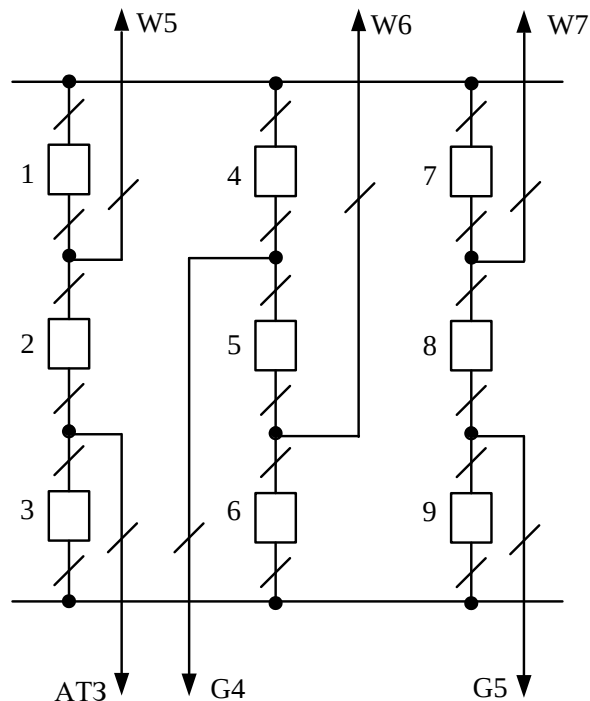
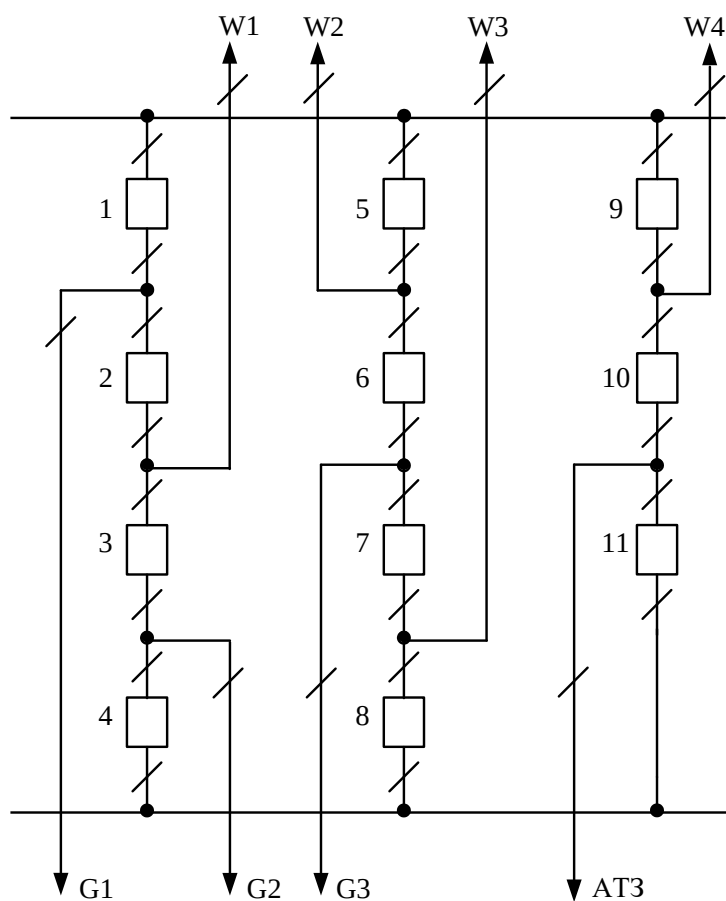
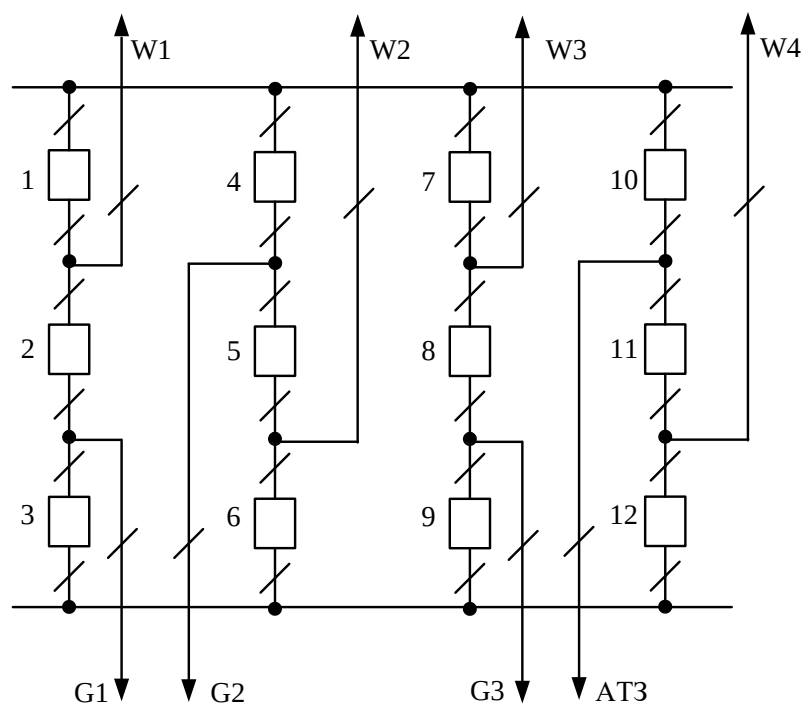


Рисунок 2.4 – Схема ВРУ-330 кВ



а) 1 варіант

Рисунок 2.5– Варіанти схеми ВРУ-500 кВ



б) II варіант

Рисунок 2.5 (продовження)

Схему вибираємо за приведеними затратами [5]:

$$З = p_H K + U + M(З), \quad (2.16)$$

де $p_H = 0,15$;

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

$$K = n \cdot C_K, \quad (2.17)$$

де n – число комірок з вимикачами;

C_K – вартість комірки, тис. грн.,

$$U = \frac{a}{100} \cdot K, \quad (2.18)$$

де $a=8,4\%$;

$$M(З) = y_0 \sum_j K_j \sum_i^n w_i \cdot \Delta P_i \Delta T_i, \quad (2.19)$$

де $y_0 = 18 \frac{\text{грн.}}{\text{кВт.} \cdot \text{год}}$ – питомий збиток.

Таблиця 2.9– Показники надійності елегазових вимикачів

Напруга, кВ	Складові параметра потоків відмов, 1/рік		Час відновлення T_B , год.	Частота планових ремонтів, μ , 1/рік	Тривалість планового ремонту, T_P , год.
	ω_1	ω_2			
500	0,02	0,005	150	0,2	350

Таблиця 2.10 – Дані для розрахунку надійності схеми ВРУ-500 кВ

Параметр	Розрахункова формула	Числове значення	
		I	II
Кількість комірок, шт.	n_K	11	12
Вартість комірки,	C_K	30000	30000

тис. грн.			
Параметр потоку раптових відмов генеральних та лінійних вимикачів	$\omega_{ГВ} = 0,6 \cdot \omega_1$	0,012	0,012
	$\omega_{ЛВ} = 0,6 \cdot (\omega_1 + \omega_2 \cdot 1/100)$	0,028	0,028
Коефіцієнти ремонтного K_p та нормального режимів роботи P_y	$K_p = \mu \cdot T_{\Pi}/8760$	0,007991	0,007991
	$K_0 = 1 - n_k \cdot K_p$	0,912100	0,904110
Час простою елемента, год.	T_0	1	1
	$T_{ВП} = T_B - T_B^2/2 \cdot T_{\Pi}$	118	118
Математичне очікування числа відмов генераторних та лінійних вимикачів в нормальному ремонтному режимах	$K_0 \cdot \omega_{ГВ}$	0,0109452	0,0108493
	$K_0 \cdot \omega_{ЛВ}$	0,0254476	0,0252247
	$K_p \cdot \omega_{ГВ}$	0,0000959	0,0000959
	$K_p \cdot \omega_{ЛВ}$	0,0002229	0,0002229

Таблиця 2.11–Розрахунок надійності ВРУ-500 кВ (І варіант)

Відмова елемента	ω_i	K_0	Елементи, які відключаються та час їх відновлення, $K_p = 0,007991$										
			Q_1	Q_2	Q_3	Q_4	Q_5	Q_6	Q_7	Q_8	Q_9	Q_{10}	Q_{11}
Q_1 Г	0,012	$G - T_0$	–	$G - T_0$ $G - T_{\text{ВП}}$	$W, G - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{ВП}}$	$G + D(W, G) - T_0$ $D(W, 2G) - T_{\text{ВП}}$	$G - T_0$	$W, G - T_0$	$G + D(W, G) - T_0$	$G + D(2W, G) - T_0$	$G - T_0$	$W, G - T_0$	$G + D(W, G) - T_0$
Q_2 Л	0,028	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$ $G - T_{\text{ВП}}$	–	$W, G - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	$2G, W - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{ВП}}$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$
Q_3 Л	0,028	$W, G - T_0$	$2G, W - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{ВП}}$	$W, G - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	–	$W, G - T_0$ $G - T_{\text{ВП}}$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$
Q_4 Г	0,012	$G - T_0$	$G + D(W, G) - T_0$ $D(W, 2G) - T_{\text{ВП}}$	$W, G - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{ВП}}$	$G - T_0$ $G - T_{\text{ВП}}$	–	$G + D(2W, G) - T_0$	$G + D(W, G) - T_0$	$G, W - T_0$	$G - T_0$	$G + D(W, G, AT) - T_0$	$G + D(G, AT) - T_0$	$G, AT - T_0$
Q_5 Л	0,028	$W - T_0$	$W - T_0$	$W, G - T_0$	$W + D(W, G) - T_0$	$W + D(W, 2G) - T_0$	–	$W - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	$W, G - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{ВП}}$	$W + D(W, G) - T_0$ $D(2W, G) - T_{\text{ВП}}$	$W - T_0$	$2W - T_0$	$W + D(W, G) - T_0$
Q_6 Л	0,028	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	–	$W, G - T_0$ $G - T_{\text{ВП}}$	$G, 2W - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{ВП}}$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$
Q_7 Л	0,028	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$2W, G - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{ВП}}$	$W, G - T_0$ $G - T_{\text{ВП}}$	–	$W, G - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$
Q_8 Л	0,028	$W - T_0$	$W + D(W, 2G) - T_0$	$W + D(W, G) - T_0$	$W, G - T_0$	$W - T_0$	$W + D(W, G) - T_0$ $D(2W, G) - T_{\text{ВП}}$	$W, G - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{ВП}}$	$W - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	–	$W + D(W, G, AT) - T_0$	$W + D(G, AT) - T_0$	$W, AT - T_0$
Q_9 Л	0,028	$W - T_0$	$W - T_0$	$W, G - T_0$	$W + D(W, G) - T_0$	$W + D(W, 2G) - T_0$	$W - T_0$	$2W - T_0$	$W + D(W, G) - T_0$	$W + D(2W, G) - T_0$	–	$W - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	$W, G - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{ВП}}$
Q_{10} Л	0,028	$W, AT - T_0$	$W, AT - T_0$	$W, AT - T_0$	$W, AT - T_0$	$W, AT - T_0$	$W, AT - T_0$	$W, AT - T_0$	$W, AT - T_0$	$W, AT - T_0$	$W, AT - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	–	$W, AT - T_0$ $AT - T_{\text{ВП}}$
Q_{11} Г	0,012	$AT - T_0$	$AT + D(W, 2G) - T_0$	$AT + D(W, G) - T_0$	$G, AT - T_0$	$AT - T_0$	$AT + D(2W, G) - T_0$	$AT + D(W, G) - T_0$	$W, AT - T_0$	$AT - T_0$	$W, AT - T_0$ $D(W, AT) - T_{\text{ВП}}$	$AT - T_0$ $AT - T_{\text{ВП}}$	–

Таблиця 2.12 – Розрахунок надійності ВРУ-500 кВ (II варіант)

Відмова елемента	ω_i	K_0	Елементи, які відключаються та час їх відновлення, $K_p = 0,007991$											
			Q_1	Q_2	Q_3	Q_4	Q_5	Q_6	Q_7	Q_8	Q_9	Q_{10}	Q_{11}	Q_{12}
Q_1 Л	0,028	$W - T_0$	–	$W - T_0$ $W - T_{\text{вп}}$	$W, G - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{вп}}$	$W - T_0$	$W, G - T_0$	$W + D(W, G) - T_0$	$W - T_0$	$2W - T_0$	$W + D(W, G) - T_0$	$W - T_0$	$W, AT - T_0$	$W + D(W, G) - T_0$
Q_2 Л	0,028	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$ $W - T_{\text{вп}}$	–	$W, G - T_0$ $G - T_{\text{вп}}$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$
Q_3 Г	0,012	$G - T_0$	$W, G - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{вп}}$	$G - T_0$ $G - T_{\text{вп}}$	–	$G + D(W, G) - T_0$	$W, G - T_0$	$G - T_0$	$G + D(W, G) - T_0$	$2G - T_0$	$G - T_0$	$G + D(W, AT) - T_0$	$W, G - T_0$	$G - T_0$
Q_4 Г	0,012	$G - T_0$	$G - T_0$	$W, G - T_0$	$G + D(W, G) - T_0$	–	$G - T_0$ $G - T_{\text{вп}}$	$W, G - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{вп}}$	$G - T_0$	$W, G - T_0$	$G + D(W, G) - T_0$	$G - T_0$	$G, AT - T_0$	$G + D(W, G) - T_0$
Q_5 Л	0,028	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$ $G - T_{\text{вп}}$	–	$W, G - T_0$ $W - T_{\text{вп}}$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$
Q_6 Л	0,028	$W - T_0$	$W + D(W, G) - T_0$	$W, G - T_0$	$W - T_0$	$W, G - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{вп}}$	$W - T_0$ $W - T_{\text{вп}}$	–	$W + D(W, G) - T_0$	$W, G - T_0$	$W - T_0$	$W + D(W, AT) - T_0$	$2W - T_0$	$W - T_0$
Q_7 Л	0,028	$W - T_0$	$W - T_0$	$2W - T_0$	$W + D(W, G) - T_0$	$W - T_0$	$W, G - T_0$	$W + D(W, G) - T_0$	–	$W - T_0$ $W - T_{\text{вп}}$	$W, G - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{вп}}$	$W - T_0$	$W, AT - T_0$	$W + D(W, G) - T_0$
Q_8 Л	0,028	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$ $W - T_{\text{вп}}$	–	$W, G - T_0$ $G - T_{\text{вп}}$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$
Q_9 Г	0,012	$G - T_0$	$W + D(W, G) - T_0$	$2G - T_0$	$G - T_0$	$G + D(W, G) - T_0$	$W, G - T_0$	$G - T_0$	$W, G - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{вп}}$	$G - T_0$ $G - T_{\text{вп}}$	–	$G + D(W, AT) - T_0$	$W, G - T_0$	$G - T_0$
Q_{10} Г	0,012	$AT - T_0$	$AT - T_0$	$W, AT - T_0$	$AT + D(W, G) - T_0$	$AT - T_0$	$G, AT - T_0$	$AT + D(W, G) - T_0$	$AT - T_0$	$W, AT - T_0$	$AT + D(W, G) - T_0$	–	$AT - T_0$ $AT - T_{\text{вп}}$	$W, AT - T_0$ $D(W, AT) - T_{\text{вп}}$
Q_{11} Л	0,028	$W, AT - T_0$	$W, AT - T_0$	$W, AT - T_0$	$W, AT - T_0$	$W, AT - T_0$	$W, AT - T_0$	$W, AT - T_0$	$W, AT - T_0$	$W, AT - T_0$	$W, AT - T_0$	$W, AT - T_0$ $AT - T_{\text{вп}}$	–	$W, AT - T_0$ $W - T_{\text{вп}}$
Q_{12} Л	0,028	$W - T_0$	$W + D(W, G) - T_0$	$W, G - T_0$	$W - T_0$	$W + D(W, G) - T_0$	$2W - T_0$	$W - T_0$	$W + D(W, G) - T_0$	$W, G - T_0$	$W - T_0$	$W, AT - T_0$ $D(W, AT) - T_{\text{вп}}$	$W - T_0$ $W - T_{\text{вп}}$	–

Таблиця 2.13– Розрахункові показники надійності схеми ВРУ-500 кВ

Відмова елемента	ΔP , МВт	Час простою, $T_0/T_{\text{ВП}}$, год	K_0		K_p	
			$\omega_{\text{ГВ}}$	$\omega_{\text{ЛВ}}$	$\omega_{\text{ГВ}}$	$\omega_{\text{ЛВ}}$
І варіант						
2G+W	1348,75	1	—	—	—	2
		118	—	—	—	—
G; W+G; G+D(W, G); 2W+G; G+D(2W,G); G+D(W,AT); G+AT	577,8	1	2	4	17	42
		118	—	—	2	4
W+D(W,2G) AT+D(W,2G) D(W,2G)	448,75	1	—	—	1	3
		118	—	—	2	—
W+D(2W,G)	417,05	1	—	—	—	1
		118	—	—	—	—
2W	288	1	—	—	—	2
		118	—	—	—	—
W+AT; AT; AT+D(W, G) AT+D(2W, G) D(W,AT)	31,7	1	1	1	8	12
		118	—	—	2	2
II варіант						
2G	1348,75	1	—	—	2	—
		118	—	—	—	—
G; W+G; G+D(W, G); G+D(W,AT); G+AT	577,8	1	3	3	31	42
		118	—	—	3	3
2W	288	1	—	—	—	4
		118	—	—	—	—
W+AT; AT; AT+D(W, G) W+D(W,AT) D(W,AT)	31,7	1	1	1	11	16
		118	—	—	2	2

Примітка: інші події та ділення не призводять до втрати потужності ($\Delta P=0$), тому в таблицю не внесені.

Очікуваний збиток через відмови вимикачів.

$$M(3)_I = 18 \cdot [0,0109452(2 \cdot 1 \cdot 577,8 + 1 \cdot 1 \cdot 31,7) + 0,0254476(4 \cdot 1 \cdot 577,8 + 1 \cdot 1 \cdot 31,7) + 0,0000959 \cdot (17 \cdot 1 \cdot 577,8 + 2 \cdot 118 \cdot 577,8 + 1 \cdot 1 \cdot 448,75 + 2 \cdot 118 \cdot 448,75 + 8 \cdot 1 \cdot 31,7 + 2 \cdot 118 \cdot 31,7) + 0,0002229 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 1348,75 + 42 \cdot 1 \cdot 577,8 + 4 \cdot 118 \cdot 577,8 + 3 \cdot 1 \cdot 448,75 + 1 \cdot 1 \cdot 417,05 + 2 \cdot 1 \cdot 288 + 12 \cdot 1 \cdot 31,7 + 2 \cdot 118 \cdot 31,7)] = 2750,92 \text{ тис грн.}$$

$$M(3)_{II} = 18 \cdot [0,0108493(3 \cdot 1 \cdot 577,8 + 1 \cdot 1 \cdot 31,7) + 0,0252247(3 \cdot 1 \cdot 577,8 + 1 \cdot 1 \cdot 31,7) + 0,0000959 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 1348,75 + 31 \cdot 1 \cdot 577,8 + 3 \cdot 118 \cdot 577,8 + 11 \cdot 1 \cdot 31,7 + 2 \cdot 118 \cdot 31,7) + 0,0002229 \cdot (42 \cdot 1 \cdot 577,8 + 3 \cdot 118 \cdot 577,8 + 4 \cdot 1 \cdot 288 + 16 \cdot 1 \cdot 31,7 + 2 \cdot 118 \cdot 31,7)] = 2903,15 \text{ тис грн.}$$

Таблиця 2.14 – Приведені затрати схем ВРУ-500 кВ

Складові витрат	Числове значення, тис. грн..	
	I варіант	II варіант
Капіталовкладення	330000	360000
Щорічні експл. витрати	25200	27720
Очікуваний збиток	2750,92	2903,15
Приведені затрати	79153,18	85638,44

$\Delta Z = 7,2 \% > 5\%$, приймаємо I варіант схеми ВРУ-500 кВ – схему «4/3».

2.5 Алгоритм вибору схеми власних потреб електростанції

Кожний турбогенератор отримує живлення від робочого ТВП, який має дві секції (А та В) на стороні 6 кВ та пристрій РПН для регулювання напруги. Резервне живлення здійснюється від пускорезервного трансформатора (ТР), який має зв'язок з магістраллю резервного живлення МРЖ-6 кВ.

Схема власних потреб 6 кВ станції представлена на рисунку 2.6. TR1 підключаємо до сторони НН АТЗ, TR2 – на генераторну напругу відгалуженням між генераторним вимикачем (800 МВт) і блочним трансформатором.

Як аварійне джерело живлення власних потреб використовуємо дизель-генератори.

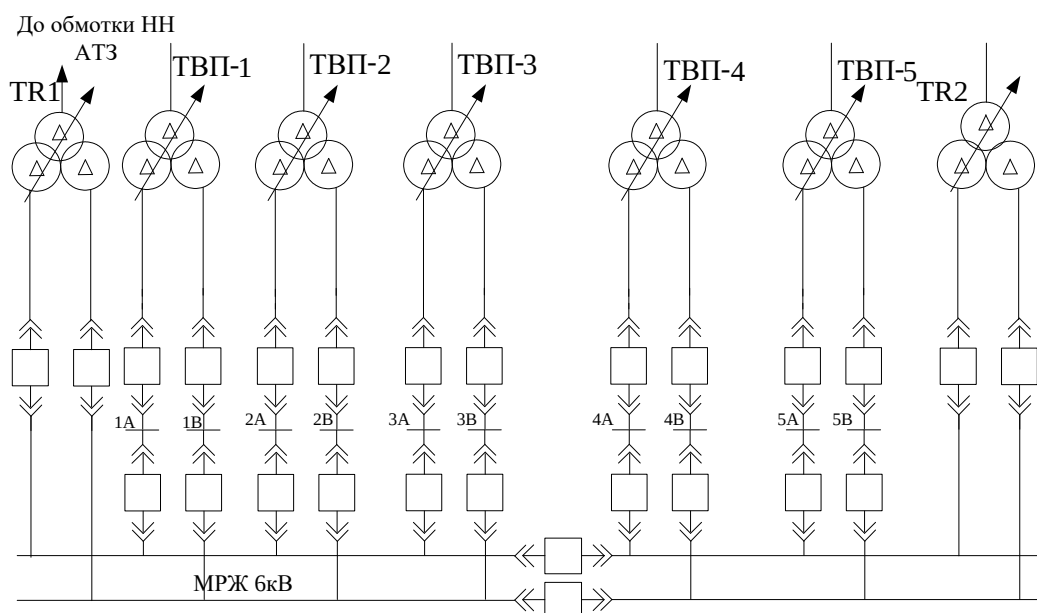


Рисунок 2.6 – Зображення схеми власних потреб електростанції

2.6 Аналіз алгоритму розрахунку струмів КЗ

Складаємо заступну схему електроустановки та визначаємо параметри її елементів [5] (рисунк 2.7):

$$S_6 = 1000 \text{ МВт}, U_6 = U_{\text{сер.ном.}}$$

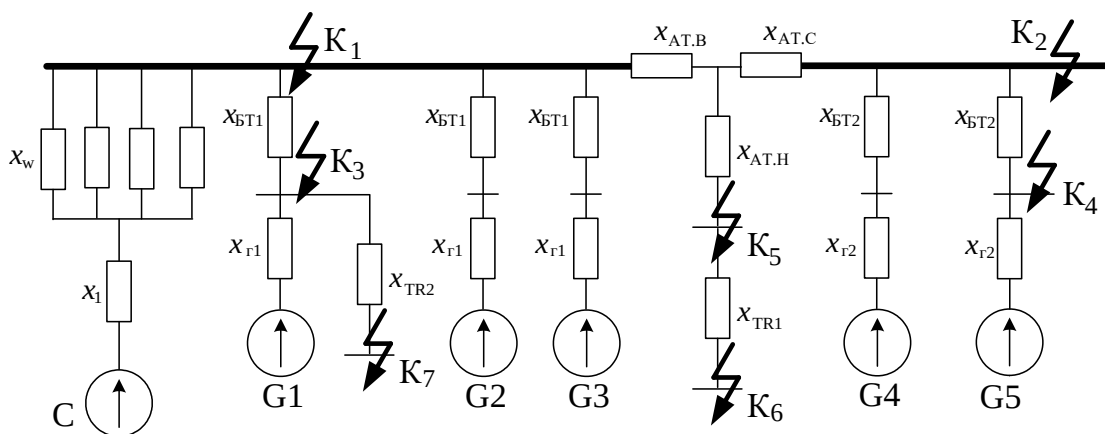


Рисунок 2.7 – Схематичне зображення заступної схеми електростанції

Визначимо параметри елементів заступної схеми:

– параметри генераторів:

$$x_{\Gamma} = x_d^{//} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ}}}; \quad (2.20)$$

$$x_{\Gamma 1} = 0,272 \cdot \frac{1000}{941} = 0,29;$$

$$x_{\Gamma 2} = 0,19 \cdot \frac{1000}{235,3} = 0,81;$$

– параметри ЛЕП-500 кВ:

$$x_w = x_{\text{ЛПТ}} \cdot 1 \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср}}^2}; \quad (2.21)$$

$$x_w = 0,3 \cdot 530 \cdot \frac{1000}{515^2} = 0,6;$$

– параметри енергосистеми:

$$x_c = x_{*c, \text{НОМ}} \cdot \frac{S_6}{S_{* \text{НОМ}}}; \quad (2.22)$$

$$x_c = 0,26 \cdot \frac{1000}{20500} = 0,013;$$

– параметри блочних трансформаторів БТ1, БТ2:

$$x_{\text{БТ}} = \frac{u_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{Т.НОМ}}}; \quad (2.23)$$

$$x_{\text{БТ1}} = \frac{14,5}{100} \cdot \frac{1000}{1000} = 0,145;$$

$$x_{\text{БТ2}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{1000}{250} = 0,44$$

– параметри АТЗ:

$$x_{\text{АТ.В}} = \frac{u_{\text{кВ}\%}}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{Т.НОМ}}};$$

$$x_{\text{АТ.С}} = \frac{u_{\text{кС}\%}}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{Т.НОМ}}};$$

$$x_{\text{АТ.Н}} = \frac{u_{\text{кН}\%}}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{Т.НОМ}}};$$

$$\left. \begin{aligned} u_{\text{кВ}\%} &= 0,5 \cdot (u_{\text{к В-Н}\%} + u_{\text{к В-С}\%} - u_{\text{к С-Н}\%}); \\ u_{\text{кС}\%} &= 0,5 \cdot (u_{\text{к В-С}\%} + u_{\text{к С-Н}\%} - u_{\text{к В-Н}\%}); \\ u_{\text{кН}\%} &= 0,5 \cdot (u_{\text{к В-Н}\%} + u_{\text{к С-Н}\%} - u_{\text{к В-С}\%}). \end{aligned} \right\} \quad (2.24)$$

$$u_{\text{кВ}\%} = 0,5 \cdot (67 + 9,5 - 61) = 7,75 \%;$$

$$u_{\text{кС}\%} = 0,5 \cdot (9,5 + 61 - 67) = 3,5\%;$$

$$u_{\text{кН}\%} = 0,5 \cdot (67 + 61 - 9,5) = 59,25 \%.$$

$$x_{\text{АТ.В}} = \frac{7,75}{100} \cdot \frac{1000}{3 \cdot 167} = 0,155;$$

$$x_{\text{АТ.С}} = \frac{3,5}{100} \cdot \frac{1000}{3 \cdot 167} = 0,07;$$

$$x_{\text{АТ.Н}} = \frac{59,25}{100} \cdot \frac{1000}{3 \cdot 167} = 1,183.$$

– параметри пускорезервного трансформатора з розщепленою обмоткою:

$$x_{TR} = \frac{1,875 u_K}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ.Т}}}, \quad (2.25)$$

$$x_{TR1} = x_{TR2} = \frac{1,875 \cdot 12,7}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 3,78.$$

Спростуємо заступну схему, яка показана на рисунку 2.8.

$$x_1 = x_w / 4 + x_C = 0,6/4 + 0,013 = 0,163;$$

$$x_2 = x_{r1} + x_{BT1} = 0,29 + 0,145 = 0,435;$$

$$x_3 = x_2 / 2 = 0,435/2 = 0,218;$$

$$x_4 = x_{r2} + x_{BT2} = 0,44 + 0,81 = 1,25.$$

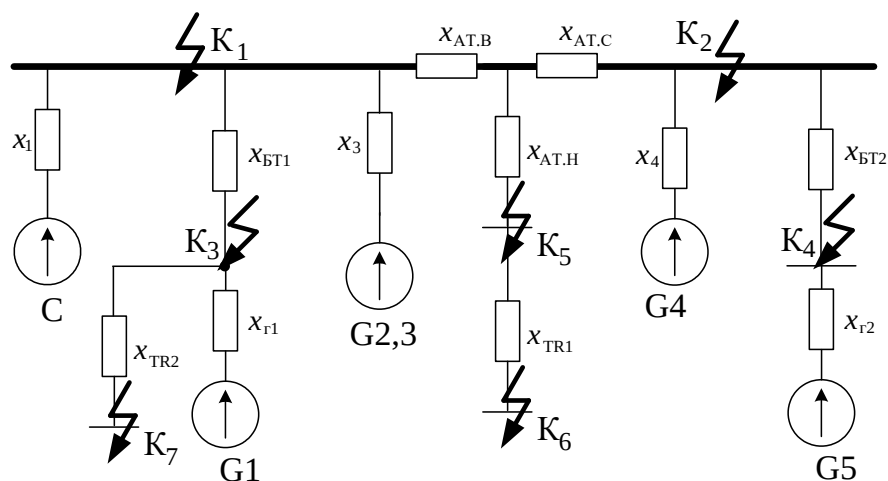


Рисунок 2.8 – Зображення спрощеної заступної схеми електростанції

Базовий струм [5, 7]:

$$I_{6i} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot S_{\text{сер.НОМ}}}; \quad (2.26)$$

$$I_{61} = 1000/(\sqrt{3} \cdot 515) = 1,12 \text{ кА};$$

$$I_{62} = 1000/(\sqrt{3} \cdot 340) = 1,7 \text{ кА};$$

$$I_{63} = 1000/(\sqrt{3} \cdot 24) = 24,06 \text{ кА};$$

$$I_{64} = 1000/(\sqrt{3} \cdot 15,75) = 36,66 \text{ кА};$$

$$I_{65} = 1000/(\sqrt{3} \cdot 37) = 15,6 \text{ кА};$$

$$I_{66} = I_{67} = 1000/(\sqrt{3} \cdot 6,3) = 91,64 \text{ кА}.$$

Визначимо початкове значення періодичної складової струму КЗ:

$$I_{\text{по}} = \frac{E_{*}^{//}}{x_{* \text{рез.}}} \cdot I_{6i}, \quad (2.27)$$

де $E_{*}^{//}$ – для генераторів: 1,13;

$E_{*}^{//}$ – для енергосистеми та власних потреб: 1;

$x_{* \text{рез.}}$ – результуючий опір кола КЗ, в.о.

Визначимо складові струмів КЗ [5]:

– періодичну:

$$I_{\text{пт}} = \gamma_{\text{пт}} \cdot I_{\text{по}}; \quad (2.28)$$

– аперіодичну:

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}} \cdot e^{-\tau/T_a}; \quad (2.29)$$

– ударний струм:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}} \cdot K_y, \quad (2.30)$$

де $\tau = t_{\text{ВВ}} + 0,01$;

$t_{\text{ВВ}}$ – власний час вимикання вимикача;

$\gamma_{\text{пт}}$ – коефіцієнт;

T_a – постійна часу кола КЗ, с;

K_y – ударний коефіцієнт.

Спростимо заступну схему для кожної точки КЗ. Розглянемо етапи розрахунку точки К1:

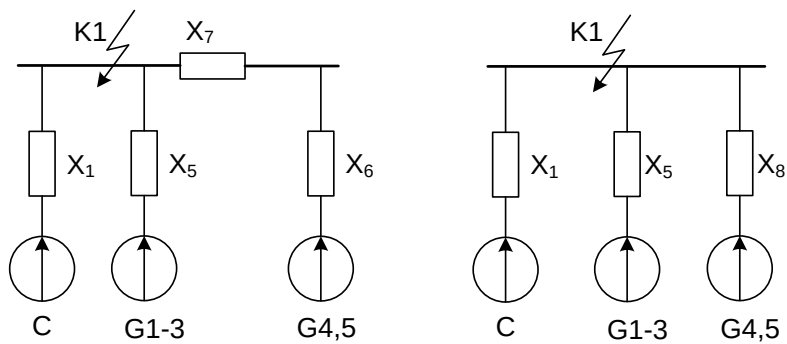


Рисунок 2.9— Послідовність перетворення заступної схеми відносно точки КЗ
К1

$$x_5 = x_2 / 3 = 0,435/3 = 0,145;$$

$$x_6 = x_4 / 2 = 0,125/2 = 0,625;$$

$$x_7 = x_{AT.B} + x_{AT.C} = 0,155+0,07= 0,225;$$

$$x_8 = x_6 + x_7 = 0,625+0,225= 0,85.$$

$$I_{поC} = \frac{1}{0,163} \cdot 1,12 = 6,871 \text{ кА};$$

$$I_{поG1-3} = \frac{1,13}{0,145} \cdot 1,12 = 8,728 \text{ кА};$$

$$I_{поG4,5} = \frac{1,13}{0,85} \cdot 1,12 = 1,489 \text{ кА}.$$

Аналогічно проведемо розрахунок струмів $I_{по}$ для інших точок КЗ.

Етапи розрахунку точки К2:

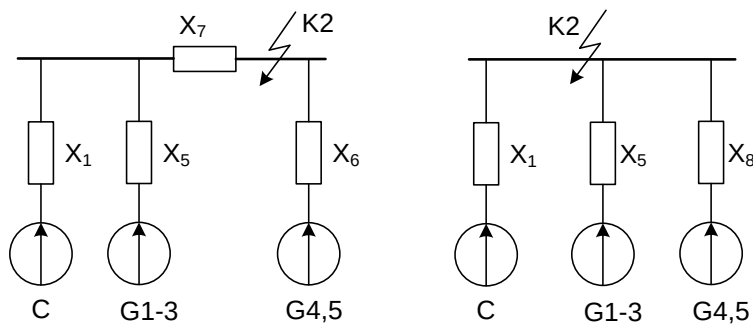


Рисунок 2.10— Послідовність перетворення заступної схеми відносно точки КЗ
К1

Розподіляємо x_7 між x_1 та x_5 [5]:

$$\left. \begin{aligned} x_{\Delta} &= x_7 \cdot (x_1 + x_5); \\ x_9 &= x_1 + x_{\Delta} / x_5; \\ x_{10} &= x_5 + x_{\Delta} / x_1. \end{aligned} \right\} \quad (2.31)$$

$$x_{\Delta} = 0,225 \cdot (0,163 + 0,145) = 0,07;$$

$$x_9 = 0,163 + 0,07 / 0,145 = 0,65;$$

$$x_{10} = 0,145 + 0,07 / 0,163 = 0,574;$$

$$I_{\text{поC}} = \frac{1}{0,65} \cdot 1,7 = 2,615 \text{ кА};$$

$$I_{\text{поG1-3}} = \frac{1,13}{0,574} \cdot 1,7 = 3,347 \text{ кА};$$

$$I_{\text{поG4,5}} = \frac{1,13}{0,625} \cdot 1,7 = 3,074 \text{ кА}.$$

Аналіз етапів розрахунку точки КЗ:

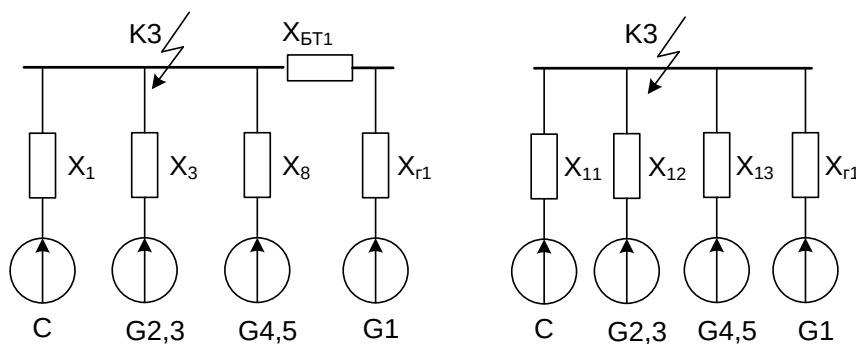


Рисунок 2.11 – Послідовність спрощення заступної схеми для точки КЗ

Розподіляємо $x_{\text{БТ1}}$ між x_1 , x_3 та x_8 :

$$\left. \begin{aligned}
 x_{\Delta} &= x_{BT1} \cdot (x_1 \cdot x_3 + x_1 \cdot x_8 + x_3 \cdot x_8); \\
 x_{11} &= x_1 + \frac{x_{\Delta}}{x_3 \cdot x_8}; \\
 x_{12} &= x_3 + \frac{x_{\Delta}}{x_1 \cdot x_8}; \\
 x_{13} &= x_8 + \frac{x_{\Delta}}{x_3 \cdot x_1};
 \end{aligned} \right\} \quad (2.32)$$

$$x_{\Delta} = 0,145 \cdot (0,163 \cdot 0,218 + 0,163 \cdot 0,85 + 0,218 \cdot 0,85) = 0,052;$$

$$x_{11} = 0,163 + \frac{0,052}{0,218 \cdot 0,85} = 0,444;$$

$$x_{12} = 0,218 + \frac{0,052}{0,163 \cdot 0,85} = 0,593;$$

$$x_{13} = 0,85 + \frac{0,052}{0,218 \cdot 0,163} = 2,313.$$

$$I_{поC} = \frac{1}{0,444} \cdot 24,06 = 54,189 \text{ кА};$$

$$I_{поG2,3} = \frac{1,13}{0,593} \cdot 24,06 = 45,848 \text{ кА};$$

$$I_{поG4,5} = \frac{1,13}{2,313} \cdot 24,06 = 11,754 \text{ кА};$$

$$I_{поG1} = \frac{1,13}{0,29} \cdot 24,06 = 93,751 \text{ кА}.$$

Аналіз етапів розрахунку точки К4:

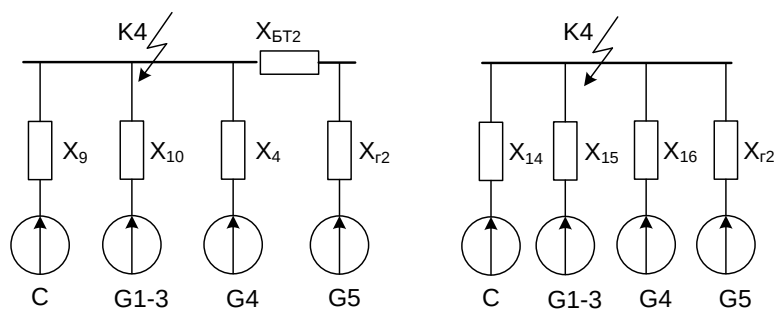


Рисунок 2.12 – Послідовність спрощення заступної схеми для точки К4

Розподіляємо x_{BT2} між x_9 , x_{10} та x_4 :

$$x_{\Delta} = x_{BT2} \cdot (x_9 \cdot x_{10} + x_9 \cdot x_4 + x_{10} \cdot x_4);$$

$$x_{14} = x_9 + \frac{x_{\Delta}}{x_{10} \cdot x_4};$$

$$x_{15} = x_{10} + \frac{x_{\Delta}}{x_9 \cdot x_4};$$

$$x_{16} = x_4 + \frac{x_{\Delta}}{x_{10} \cdot x_9};$$

$$x_{\Delta} = 0,44 \cdot (0,65 \cdot 0,574 + 0,65 \cdot 1,25 + 0,574 \cdot 1,25) = 0,84;$$

$$x_{14} = 0,65 + \frac{0,84}{0,574 \cdot 1,25} = 1,82;$$

$$x_{15} = 0,574 + \frac{0,84}{0,65 \cdot 1,25} = 1,61;$$

$$x_{16} = 1,25 + \frac{0,84}{0,574 \cdot 0,65} = 3,5.$$

$$I_{поC} = \frac{1}{1,82} \cdot 36,66 = 20,143 \text{ кА};$$

$$I_{поG1-3} = \frac{1,13}{1,61} \cdot 36,66 = 25,73 \text{ кА};$$

$$I_{поG4} = \frac{1,13}{3,5} \cdot 36,66 = 11,836 \text{ кА};$$

$$I_{поG5} = \frac{1,13}{0,81} \cdot 36,66 = 51,143 \text{ кА}.$$

Аналіз етапів розрахунку точки К5. Розподіляємо $x_{AT.B}$ між x_1 та x_5 [5]:

$$x_{\Delta} = x_{AT.B} \cdot (x_1 + x_5);$$

$$x_{17} = x_1 + x_{\Delta} / x_5;$$

$$x_{18} = x_5 + x_{\Delta} / x_1.$$

$$x_{\Delta} = 0,155 \cdot (0,163 + 0,145) = 0,048;$$

$$x_{17} = 0,163 + 0,048 / 0,145 = 0,5;$$

$$x_{18} = 0,145 + 0,048 / 0,163 = 0,44;$$

$$x_{19} = x_{AT.C} + x_6 = 0,07 + 0,625 = 0,695;$$

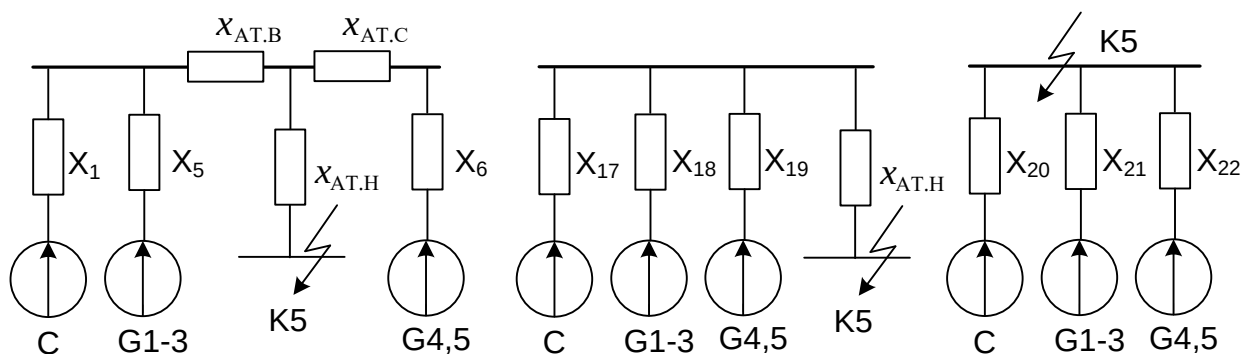


Рисунок 2.13 – Послідовність спрощення заступної схеми для точки K5

Розподіляємо $x_{AT.H}$ між x_{17} , x_{18} та x_{19} [5]:

$$x_{\Delta} = x_{AT.H} \cdot (x_{17} \cdot x_{18} + x_{17} \cdot x_{19} + x_{18} \cdot x_{19});$$

$$x_{20} = x_{17} + \frac{x_{\Delta}}{x_{18} \cdot x_{19}};$$

$$x_{21} = x_{18} + \frac{x_{\Delta}}{x_{17} \cdot x_{19}};$$

$$x_{22} = x_{19} + \frac{x_{\Delta}}{x_{18} \cdot x_{17}};$$

$$x_{\Delta} = 1,183 \cdot (0,5 \cdot 0,44 + 0,5 \cdot 0,69 + 0,44 \cdot 0,695) = 1,03;$$

$$x_{20} = 0,5 + \frac{1,03}{0,44 \cdot 0,695} = 3,87;$$

$$x_{21} = 0,44 + \frac{1,03}{0,5 \cdot 0,695} = 3,404;$$

$$x_{22} = 0,695 + \frac{1,03}{0,44 \cdot 0,5} = 5,38.$$

$$I_{\text{поС}} = \frac{1}{3,87} \cdot 15,6 = 4,031 \text{ кА};$$

$$I_{\text{поG1-3}} = \frac{1,13}{3,404} \cdot 15,6 = 5,179 \text{ кА};$$

$$I_{\text{поG4,5}} = \frac{1,13}{5,38} \cdot 15,6 = 3,277 \text{ кА}.$$

Аналіз етапів розрахунку точки К6:

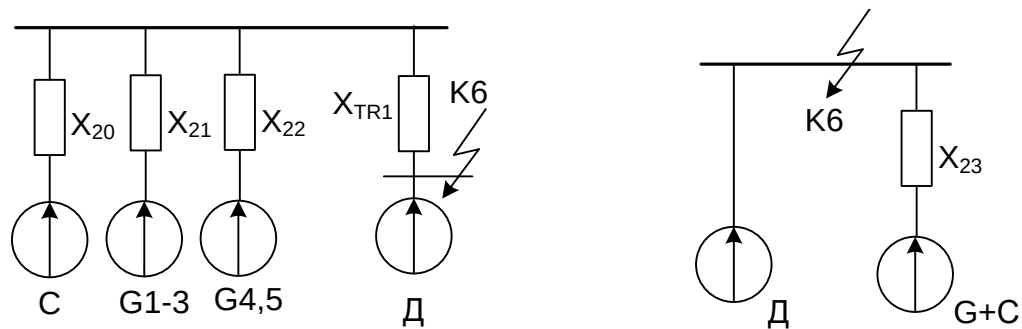


Рисунок 2.14 – Послідовність спрощення заступної схеми для точки К6

$$X_{23} = \frac{X_{20} \cdot X_{21} \cdot X_{22}}{X_{20} \cdot X_{21} + X_{20} \cdot X_{22} + X_{21} \cdot X_{22}} + X_{\text{TR1}};$$

$$X_{23} = \frac{3,87 \cdot 3,404 \cdot 5,38}{3,87 \cdot 3,404 + 3,87 \cdot 5,38 + 3,404 \cdot 5,38} + 3,78 = 5,14.$$

$$I_{\text{поС+G}} = \frac{1}{5,14} \cdot 91,64 = 17,829 \text{ (кА)}.$$

$$I_{\text{поД}} = \frac{4 \cdot \Sigma P_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} = \frac{4 \cdot (1,25 \cdot S_{\text{ТРрозр}})}{U_{\text{ном}}}, \quad (2.33)$$

$$I_{\text{поД}} = \frac{1,25 \cdot 44,2 \cdot 4}{2 \cdot 6} = 18,417 \text{ кА}.$$

Аналіз етапів розрахунку точки К7:

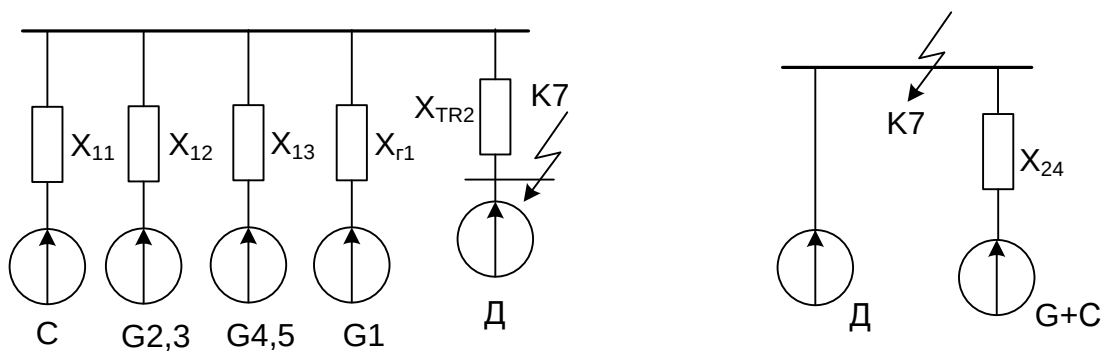


Рисунок 2.14 – Послідовність спрощення заступної схеми для точки К7

$$x_{24} = \frac{1}{\frac{1}{x_{11}} + \frac{1}{x_{12}} + \frac{1}{x_{13}} + \frac{1}{x_{r1}}} + x_{TR2};$$

$$x_{24} = \frac{1}{\frac{1}{0,444} + \frac{1}{0,593} + \frac{1}{2,313} + \frac{1}{0,39}} + 3,78 = 3,91.$$

$$I_{по C+G} = \frac{1}{3,91} \cdot 91,64 = 23,437 \text{ (кА)}.$$

Для РУВП-6 кВ за розрахункову приймаємо точку К7. Попередньо встановлюємо вимикачі [5]:

1) ВРУ-500 кВ	ВГБ-500 У1	$t_{BB}=0,02 \text{ с.};$
2) ВРУ-330 кВ	ВГБ-330 У1	$t_{BB}=0,035 \text{ с.};$
3) Сторона АТЗ	ВГБ-35	$t_{BB}=0,04 \text{ с.};$
4) РУ ВП-6 кВ	ВР1	$t_{BB}=0,04 \text{ с.}$

Визначимо коефіцієнти $\gamma_{пт}$ для генераторних віток.

$$I'_{НОМ} = \frac{S_{Г.НОМ} \Sigma}{\sqrt{3} U_{ср.НОМ}}; \quad (2.34)$$

Таблиця 2.15 – Необхідний перелік параметрів для визначення складових струмів КЗ

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	τ , с	T_a , с	k_y	$e^{-\tau/T_a}$	$\gamma_{n,\tau}$
К ₁ ВРУ-500 кВ	Система	0,03	0,06	1,85	0,607	1
	G1-3		0,3	1,967	0,905	0,95
	G4,5		0,26	1,955	0,891	0,95
К ₂ ВРУ-330 кВ	Система	0,045	0,04	1,78	0,325	1
	G1-3		0,3	1,967	0,861	1
	G4,5		0,26	1,955	0,841	0,91
К ₃ Генератор G1	Система	0,03	0,06	1,85	0,607	1
	G2,3		0,3	1,967	0,905	0,99
	G4,5		0,26	1,955	0,891	0,99
	G1		0,33	1,97	0,913	0,92
К ₄ Генератор G5	Система	0,045	0,06	1,85	0,472	1
	G1-3		0,3	1,967	0,861	1
	G4		0,26	1,955	0,841	0,98
	G5		0,545	1,982	0,921	0,85
К ₅ Сторона НН АТЗ	Система	0,05	0,06	1,85	0,435	1
	G1-3		0,3	1,967	0,846	1
	G4,5		0,26	1,955	0,825	1
К ₆ , К ₇ РУВП-6 кВ	G + C	0,05	0,057	1,84	0,416	1

К₁ а) G₁₋₃

$$I'_{\text{НОМ}} = 3 \cdot 941 / (\sqrt{3} \cdot 515) = 3,165 \text{ кА}; \quad t = \tau = 0,03 \text{ с};$$

$$I_{\text{п.о}} / I'_{\text{НОМ}} = 8,728 / 3,165 = 2,8; \quad \gamma_{n,\tau} = 0,95 \text{ (рисунок 4.2 [5])}.$$

б) G_{4,5}

$$I'_{\text{НОМ}} = 2 \cdot 235,3 / (\sqrt{3} \cdot 515) = 0,528 \text{ кА};$$

$$I_{\text{п.о}} / I'_{\text{НОМ}} = 1,489 / 0,528 = 2,82; \quad \gamma_{n,\tau} = 0,95.$$

К₂ а) G₁₋₃

$$I'_{\text{НОМ}} = 3 \cdot 941 / (\sqrt{3} \cdot 340) = 4,734 \text{ кА}; \quad t = \tau = 0,045 \text{ с};$$

$$I_{\text{п.о}} / I'_{\text{НОМ}} = 3,347 / 4,794 = 0,7 < 1; \quad \gamma_{n,\tau} = 1.$$

б) $G_{4,5}$

$$I'_{\text{HOM}} = 2 \cdot 235,3 / (\sqrt{3} \cdot 340) = 0,8 \text{ кА};$$

$$I_{\Pi, \text{O}} / I'_{\text{HOM}} = 3,074 / 0,8 = 3,8; \quad \gamma_{\text{н.}\tau} = 0,91.$$

K_3 а) $G_{2,3}$

$$I'_{\text{HOM}} = 2 \cdot 941 / (\sqrt{3} \cdot 24) = 45,3 \text{ кА}; \quad t = \tau = 0,03 \text{ с};$$

$$I_{\Pi, \text{O}} / I'_{\text{HOM}} = 45,848 / 45,3 = 1,01; \quad \gamma_{\text{н.}\tau} = 0,99.$$

б) $G_{4,5}$

$$I'_{\text{HOM}} = 2 \cdot 235,3 / (\sqrt{3} \cdot 24) = 11,32 \text{ кА};$$

$$I_{\Pi, \text{O}} / I'_{\text{HOM}} = 11,754 / 11,32 = 1,04; \quad \gamma_{\text{н.}\tau} = 0,99.$$

в) G_1

$$I'_{\text{HOM}} = 22,65 \text{ кА};$$

$$I_{\Pi, \text{O}} / I'_{\text{HOM}} = 93,751 / 22,65 = 4,1; \quad \gamma_{\text{н.}\tau} = 0,92.$$

K_4 а) G_{1-3}

$$I'_{\text{HOM}} = 3 \cdot 941 / (\sqrt{3} \cdot 15,75) = 103,5 \text{ кА}; \quad t = \tau = 0,045 \text{ с};$$

$$I_{\Pi, \text{O}} / I'_{\text{HOM}} = 25,73 / 103,5 = 0,25 < 1; \quad \gamma_{\text{н.}\tau} = 1.$$

б) G_4

$$I'_{\text{HOM}} = 1 \cdot 235,3 / (\sqrt{3} \cdot 15,75) = 8,625 \text{ кА};$$

$$I_{\Pi, \text{O}} / I'_{\text{HOM}} = 11,836 / 8,625 = 1,4; \quad \gamma_{\text{н.}\tau} = 0,98.$$

в) G_1

$$I'_{\text{HOM}} = 8,625 \text{ кА};$$

$$I_{\Pi, \text{O}} / I'_{\text{HOM}} = 51,143 / 8,625 = 5,9; \quad \gamma_{\text{н.}\tau} = 0,85.$$

K_5 а) G_{1-3}

$$I'_{\text{НОМ}} = 3 \cdot 941 / (\sqrt{3} \cdot 37) = 44,05 \text{ кА}; \quad t = \tau = 0,05 \text{ с};$$

$$I_{\text{п.о}} / I'_{\text{НОМ}} = 5,179 / 44,05 = 0,12; \quad \gamma_{\text{п.т}} = 1.$$

б) $G_{4,5}$

$$I'_{\text{НОМ}} = 2 \cdot 235,3 / (\sqrt{3} \cdot 37) = 7,343 \text{ кА};$$

$$I_{\text{п.о}} / I'_{\text{НОМ}} = 3,277 / 7,343 = 0,45; \quad \gamma_{\text{п.т}} = 1.$$

Визначимо складові струму КЗ від двигунів ВП [5, 9]:

$$\left. \begin{aligned} I_{\text{пт.ДВ}} &= I_{\text{но.ДВ}} \cdot e^{-\tau/0,07}; \\ i_{\text{ат.ДВ}} &= \sqrt{2} \cdot I_{\text{но.ДВ}} \cdot e^{-\tau/0,04}; \\ i_{\text{у.ДВ}} &= \sqrt{2} \cdot I_{\text{но.ДВ}} \cdot K_{\text{у.ДВ}}. \end{aligned} \right\} \quad (2.35)$$

$$I_{\text{пт.ДВ}} = 18,714 \cdot e^{-0,05/0,07} = 9,016 \text{ кА};$$

$$i_{\text{ат.ДВ}} = \sqrt{2} \cdot 18,714 \cdot e^{-0,05/0,04} = 7,461 \text{ кА};$$

$$i_{\text{у.ДВ}} = \sqrt{2} \cdot 18,714 \cdot 1,65 = 42,968 \text{ кА}.$$

Всі результати розрахунків струмів КЗ зводимо в таблицю 2.16.

Таблиця 2.16 – Зведена таблиця результатів розрахунку струмів КЗ

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	$I_{\text{но}}, \text{кА}$	$i_{\text{у}}, \text{кА}$	$i_{\text{ат}}, \text{кА}$	$I_{\text{пт}}, \text{кА}$	Примітка
К ₁ ВРУ-500 кВ	Система	6,871	17,974	5,893	6,871	КА та шини
	G1-3	8,728	24,276	11,167	8,292	
	G4,5	1,489	4,116	1,876	1,414	
	Сума	17,088	46,367	18,936	16,578	
К ₂ ВРУ-330 кВ	Система	2,615	6,583	1,201	2,615	КА та шини
	G1-3	3,347	9,308	4,073	3,347	
	G4,5	3,074	8,497	3,655	2,797	
	Сума	9,036	24,388	8,929	8,759	
К ₃ Генератор G1 800 МВт	Система	54,189	141,754	46,475	54,189	КА+шини в основному колі
	G2,3	45,848	127,518	58,660	45,389	
	G4,5	11,754	32,493	14,809	11,637	
	Сума (без G1)	111,791	301,765	119,944	111,215	

	G1	93,751	261,151	121,044	86,251	Шини до ТВП
	Повна сума	205,542	562,916	240,988	197,466	
К ₄ Генератор G5 200 МВТ	Система	20,143	52,692	13,454	20,143	комутаційна апаратура +шини в основному колі
	G1-3	25,730	71,565	31,315	25,730	
	G4	11,836	32,719	14,076	11,599	
	Сума (без G5)	57,709	156,975	58,845	57,472	
	G5	51,143	143,331	66,585	43,472	Шини до ТВП
	Повна сума	108,852	300,306	125,430	100,944	
К ₅ Сторона НН АТЗ 35 кВ	Система	4,031	10,545	2,477	4,031	комутаційна апаратура та шини
	G1-3	5,179	14,403	6,198	5,179	
	G4,5	3,277	9,058	3,823	3,277	
	Сума	12,486	34,006	12,498	12,486	
К ₆ РУВП-6 кВ	G + C	17,829	46,386	10,486	17,829	комутаційна апаратура
	Двигуни ВП	18,417	42,968	7,461	9,016	
	Сума	36,245	89,354	17,947	26,845	Шини
К ₇ РУВП-6 кВ	G + C	23,437	60,978	13,785	23,437	комутаційна апаратура
	Двигуни ВП	18,417	42,968	7,461	9,016	
	Сума	41,854	103,946	21,246	32,453	Шини

2.7 Алгоритм визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадратичного струму

ВРУ-500 кВ:

Максимальні струми:

$$I_{\max.W} = \frac{P_{\text{Гр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \cos\varphi}; \quad (2.36)$$

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

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

$$I_{\max.W} = \frac{900 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 500 \cdot 0,85} = 1223 \text{ A};$$

$$I_{\max.BT1} = \frac{941 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 500 \cdot 0,95} = 1144 \text{ A};$$

$$I_{\max.AT3} = \frac{1,5 \cdot 3 \cdot 167 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 500} = 868 \text{ A}.$$

Імпульс квадратичного струму:

$$B_K = I_{\text{но}}^2 (t_{\text{вим}} + T_a), \quad (2.39)$$

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

$$B_K = 17,088^2 (0,2 + 0,3) = 146 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

ВРУ-330 кВ:

$$I_{\max.W} = \frac{400 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,85} = 823 \text{ A};$$

$$I_{\max.BT2} = \frac{235,3 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,95} = 433,3 \text{ A};$$

$$I_{\max.AT3} = \frac{1,5 \cdot 3 \cdot 167 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 330} = 1315 \text{ A};$$

$$B_K = 9,036^2 (0,2 + 0,3) = 40,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Коло генератора 800 МВт:

$$I_{\Gamma.\max} = \frac{I_{\Gamma.\text{НОМ}}}{0,95}; \quad (2.40)$$

$$I_{г. \max} = \frac{22,65 \cdot 10^3}{0,95} = 23842 \text{ A};$$

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

$$I_{\max. \text{ТВП}} = \frac{34000}{\sqrt{3} \cdot 24} = 818 \text{ A};$$

$$I_{\max. \text{TR}} = \frac{44200}{\sqrt{3} \cdot 24} = 1063 \text{ A}.$$

Імпульс квадратичного струму [5]:

$$\begin{aligned} B_K &= B_{K\Pi} + B_{Ka} = (B_{\text{пс}} + B_{\text{пг}} + B_{\text{пгс}}) + B_{Ka} = \\ &= (I_c^2 + B_{\text{пг}}^* \cdot I_{\text{п.,о,г}}^2 + 2 \cdot I_c \cdot T^* \cdot I_{\text{п.,о,г}}) \cdot t_{\text{вим}} + \\ &+ (I_c^2 \cdot T_{a,c} + I_{\text{п.,о,г}}^2 \cdot T_{a,g} + 4 \cdot I_c \cdot I_{\text{п.,о,г}} / (1/T_{a,c} + 1/T_{a,g})), \end{aligned} \quad (2.41)$$

де $t_{\text{вим}} = 4 \text{ с}$; $B_{\text{пг}}^* = 0,3$; $T^* = 0,52$; $T_{a,g} = 0,33 \text{ с}$; $I_{\text{п.,о,г}} = 93,751 \text{ кА}$;

$I_c = 111,791 \text{ кА}$; $T_{a,c} = 0,3 \text{ с}$.

$$\begin{aligned} B_K &= (111,791^2 + 0,3 \cdot 93,751^2 + 2 \cdot 111,791 \cdot 93,751 \cdot 0,52) \cdot 4 + (111,791^2 \cdot 0,3 + \\ &+ 93,751^2 \cdot 0,33 + (4 \cdot 111,791 \cdot 93,751) / (1/0,3 + 1/0,33)) = 117373 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}. \end{aligned}$$

Коло генератора 200 МВт:

$$I_{г. \max} = \frac{8,625 \cdot 10^3}{0,95} = 9079 \text{ A};$$

$$I_{\max. \text{ТВП}} = \frac{8500}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 312 \text{ A}.$$

Імпульс квадратичного струму [7]:

$$B_K = (57,709^2 + 0,3 \cdot 51,143^2 + 2 \cdot 57,709 \cdot 51,143 \cdot 0,54) \cdot 4 + (57,709^2 \cdot 0,3 +$$

$$+51,143^2 \cdot 0,545 + (4 \cdot 57,709 \cdot 51,143) / (1/0,3 + 1/0,545) = 33447 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

де $t_{\text{вим}} = 4 \text{ с}$; $B_{\text{шт}}^* = 0,3$; $T^* = 0,52$; $T_{a,\Gamma} = 0,545 \text{ с}$; $I_{\text{п,о,Г}} = 51,143 \text{ кА}$;

$I_c = 57,709 \text{ кА}$; $T_{a,c} = 0,3 \text{ с}$.

Сторона АТЗ 35 кВ:

$$I_{\text{max.TR}} = \frac{I_{\text{TR.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}.$$

$$I_{\text{max.TR}} = \frac{44,2 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 729 \text{ А};$$

$$B_k = 12,486^2 (0,2 + 0,3) = 78 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

РУ ВП-6 кВ:

$$I_{\text{max.TR}} = \frac{44,2 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 2} = 2127 \text{ А}.$$

$$B_k = I_{\text{пос}}^2 (t_{\text{вим}} + T_{\text{асх}}) + I_{\text{поД}}^2 (0,5 T_{\text{Д}}' + T_{\text{асх}}) + 2 I_{\text{пос}} \cdot I_{\text{поД}} (T_{\text{Д}}' + T_{\text{асх}}),$$

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

$$T_{\text{асх}} = \frac{0,057 \cdot 23,437 + 0,04 \cdot 18,417}{41,854} = 0,050 \text{ с}.$$

$$B_k = 23,437^2 (0,3 + 0,05) + 18,417^2 (0,5 \cdot 0,07 + 0,05) + 2 \cdot 23,437 \cdot 18,417 (0,07 + 0,05) = 323,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

2.8 Аналіз умов вибору комутаційної апаратури ЕС

В колі генератора ТГВ-800 встановлюємо вимикач навантаження типу КАГ-24-30/30000УЗ: $U_{\text{НОМ}} = 24 \text{ кВ}$; $I_{\text{НОМ}} = 30 \text{ кА}$; $I_{\text{НОМ.ВІДКЛ}} = 30 \text{ кА}$; $i_{\text{дин}} = 500 \text{ кА}$; $I_T / t_T = 190 / 3 \text{ кА/с}$.

Таблиця 2.17 – Результати вибору комутаційних апаратів

Розрахункові дані ВРУ-500 кВ	Каталожні дані	
	ВГБ-500 У1	РПД-500-1/3200У1
$U_{уст} = 500 \text{ кВ}$ $I_{мах} = 1223 \text{ А}$ $I_{пт} = 16,578 \text{ кА}$ $i_{ат} = 18,936 \text{ кА}$ $I_{по} = 17,088 \text{ кА}$ $i_y = 46,367 \text{ кА}$ $B_k = 146 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 500 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 3150 \text{ кА}$ $I_{вим.ном} = 50 \text{ кА}$ $i_{а,ном} = \sqrt{2} \cdot 0,35 \cdot 40 = 35,25 \text{ кА}$ $I_{дин} = 50 \text{ кА}$ $i_{дин} = 135 \text{ кА}$ $I^2_T \cdot t_T = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 500 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 3200 \text{ А}$ $-$ $-$ $-$ $i_{дин} = 160 \text{ кА}$ $I^2_T \cdot t_T = 63^2 \cdot 2 = 7938 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
ВРУ-330 кВ	Каталожні дані	
	ВГБ-330 У1	РП-330/3200УХЛ1
$U_{уст} = 330 \text{ кВ}$ $I_{мах} = 1315 \text{ А}$ $I_{пт} = 8,759 \text{ кА}$ $i_{ат} = 8,929 \text{ кА}$ $I_{по} = 9,036 \text{ кА}$ $i_y = 24,388 \text{ кА}$ $B_k = 40,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 330 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 3150 \text{ кА}$ $I_{вим.ном} = 40 \text{ кА}$ $i_{а,ном} = 19,74 \text{ кА}$ $I_{дин} = 40 \text{ кА}$ $i_{дин} = 102 \text{ кА}$ $I^2_T \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 330 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 3200 \text{ А}$ $-$ $-$ $i_{дин} = 160 \text{ кА}$ $I^2_T \cdot t_T = 7938 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Продовження таблиці 2.17

Сторона НН АТЗ	Каталожні дані	
	ВГТ-35П-50/3150У1	РНДЗ.1-35У/1000У1
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$ $I_{мах} = 729 \text{ А}$ $I_{пт} = 12,486 \text{ кА}$ $i_{ат} = 12,498 \text{ кА}$ $I_{по} = 12,486 \text{ кА}$ $i_y = 34,006 \text{ кА}$ $B_k = 78 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 3150 \text{ кА}$ $I_{вим.ном} = 50 \text{ кА}$ $i_{а,ном} = \sqrt{2} \cdot 0,3 \cdot 50 = 21,21 \text{ кА}$ $I_{дин} = 50 \text{ кА}$ $i_{дин} = 128 \text{ кА}$ $I^2_T \cdot t_T = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1000 \text{ А}$ $-$ $-$ $-$ $i_{дин} = 63 \text{ кА}$ $I^2_T \cdot t_T = 25^2 \cdot 4 = 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
РУВП-6 кВ	Каталожні дані	
	ВРЗ	комірка КРУ типу КУ-10
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$ $I_{мах} = 2127 \text{ А}$ $I_{пт} = 23,437 \text{ кА}$ $i_{ат} = 13,785 \text{ кА}$ $I_{по} = 23,437 \text{ кА}$ $i_y = 60,978 \text{ кА}$ $B_k = 323,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 3150 \text{ кА}$ $I_{вим.ном} = 40 \text{ кА}$ $i_{а,ном} = \sqrt{2} \cdot 0,3 \cdot 40 = 16,97 \text{ кА}$ $I_{дин} = 40 \text{ кА}$ $i_{дин} = 102 \text{ кА}$ $I^2_T \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 3150 \text{ А}$ $-$ $-$ $-$ $i_{дин} = 81 \text{ кА}$ $-$

2.9 Умови вибору струмоведучих частин

Для **ВРУ-500 кВ**:

а) збірні шини:

$$I_{\max} = 1223 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{по}} = 17,088 \text{ (кА)} < 20 \text{ (кА)};$$

$$i_y = 46,367 \text{ (кА)} < 50 \text{ (кА)}.$$

Приймаємо три проводи марки АС-300/66: $d = 24,5 \text{ мм}$; $I_{\text{доп}} = 680 \text{ А}$;

$$D = 6,0 \text{ м}.$$

Фази розташовані горизонтально, середня геометрична відстань між проводами:

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot D, \quad (2.42)$$

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot 600 = 756 \text{ см}.$$

Перевірка за максимальним струмом:

$$I_{\max} = 1223 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 3 \cdot 680 = 2040 \text{ А}.$$

Перевірка проводу на коронування:

– початкова критична напруженість електричного поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (2.43)$$

де $m = 0,82$ – коефіцієнт шороховатості проводів;

r_0 – радіус проводу, см.

– напруженість електричного поля біля поверхні проводу, кВ/см:

$$E = \kappa \cdot \frac{0,354 \cdot U_{\max}}{n \cdot r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{ек}}}}, \quad (2.44)$$

де $U_{\max}$ – максимальна напруга установки, в установках напругою 110 – 330 кВ $U_{\max} = 1,1 \cdot U_{\text{ном}}$, для установок 500, 750 кВ $U_{\max} = 1,05 \cdot U_{\text{ном}}$;

$r_{\text{ек}}$ – еквівалентний радіус розщеплених проводів, см;

n – кількість проводів у фазі, шт.

При $n = 3$:

$$\left. \begin{aligned} \kappa &= 1 + 2\sqrt{3} \frac{r_0}{a}; \\ r_{\text{ек}} &= \sqrt[3]{r_0 \cdot a^2}, \end{aligned} \right\} \quad (2.45)$$

де $a = 40$ см – відстань між проводами в розщепленій фазі при $U_{\text{ном}} = 500$ кВ.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,225}} \right) = 31,558 \text{ кВ/см};$$

$$U_{\max} = 1,05 \cdot 500 = 525 \text{ кВ};$$

$$\kappa = 1 + 2\sqrt{3} \cdot \frac{1,225}{40} = 1,106;$$

$$r_{\text{ек}} = \sqrt[3]{1,225 \cdot 40^2} = 12,515 \text{ см};$$

$$E = 1,106 \cdot \frac{0,354 \cdot 525}{3 \cdot 1,225 \cdot \lg \frac{756}{12,515}} = 31,406 \text{ кВ/см};$$

Умови перевірки відсутності корони:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0; \quad (2.46)$$

$$1,07 \cdot 31,406 = 33,604 \text{ кВ/см} < 0,9 \cdot 31,558 = 28,402 \text{ кВ/см}.$$

Умова не виконується.

Збільшуємо переріз і приймаємо провід марки АС600/72: $d = 33,2$ мм;

$$I_{\text{доп}} = 1050 \text{ А.}$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,66}}\right) = 30,612 \text{ кВ/см};$$

$$K = 1 + 2\sqrt{3} \cdot \frac{1,66}{40} = 1,144;$$

$$r_{\text{ек}} = \sqrt[3]{1,66 \cdot 40^2} = 13,849 \text{ см};$$

$$E = 1,144 \cdot \frac{0,354 \cdot 525}{3 \cdot 1,66 \cdot \lg \frac{756}{13,849}} = 24,572 \text{ кВ/см};$$

$$1,07 \cdot 24,572 = 26,292 \text{ кВ/см} < 0,9 \cdot 30,612 = 27,551 \text{ кВ/см.}$$

Умова виконується.

б) відгалуження до БТ1: визначаємо економічний переріз

$$q_{\text{ек}} = \frac{I_{\text{норм}}}{j_{\text{ек}}}, \quad (2.47)$$

де $j_{\text{ек}}$ – економічна густина струму. А/мм²;

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

$$I_{\text{норм}} = \frac{941 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 500} = 1086,6 \text{ А};$$

$$q_{\text{ек}} = \frac{1086,6}{1} = 1086,6 \text{ А.}$$

За умовою відсутності корони обираємо три проводи марки АС 600/72,
 $d = 33,2$ мм; $I_{\text{доп}} = 1050$ А.

в) відгалуження до АТЗ:

$$I_{\text{норм}} = \frac{868}{1,5} = 578,5 \text{ А};$$

$$q_{\text{ек}} = \frac{578,5}{1} = 578,5 \text{ А}.$$

Вибираємо встановлення трьох проводів марки АС 600/72.

Для **ВРУ-330 кВ**:

а) збірні шини:

$$I_{\text{max}} = 1315 \text{ (А)};$$

$$I_{\text{по}} = 9,036 \text{ (кА)} < 20 \text{ (кА)};$$

$$i_y = 24,388 \text{ (кА)} < 50 \text{ (кА)}.$$

Вибираємо два проводи марки АС 400/93: $I_{\text{доп}} = 860 \text{ (А)}$;

$$d = 29,1 \text{ (мм)}; D = 450 \text{ (см)};$$

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot 450 = 567 \text{ см.}$$

$$I_{\text{max}} = 1315 \text{ (А)} < I_{\text{доп}} = 2 \cdot 860 = 1720 \text{ (А)}.$$

Перевірка на коронування:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,455}}\right) = 31,005 \text{ (кВ/см)};$$

$$a = 40 \text{ (см)};$$

$$U_{\text{max}} = 1,1 \cdot 330 = 363 \text{ (кВ)};$$

При $n = 2$:

$$\left. \begin{aligned} k &= 1 + 2 \frac{r_0}{a}; \\ r_{\text{ек}} &= \sqrt{r_0 \cdot a}, \end{aligned} \right\} \quad (2.48)$$

$$K = 1 + 2 \cdot \frac{1,455}{40} = 1,073;$$

$$r_{ек} = \sqrt{1,455 \cdot 40} = 7,63 \text{ (см)};$$

$$E = 1,073 \cdot \frac{0,354 \cdot 347}{2 \cdot 1,455 \cdot \lg \frac{567}{7,63}} = 25,317 \text{ (кВ / см)}$$

$$1,07 \cdot 25,317 = 27,09 \text{ (кВ / см)} < 0,9 \cdot 31,005 = 27,904 \text{ (кВ / см)}.$$

Умова виконується.

б) відгалуження до БТ₂:

$$q_{ек} = \frac{433,3 \cdot 0,95}{1} = 411,7 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Встановлюємо два проводи марки АС 400/93.

в) відгалуження до АТЗ:

$$q_{ек} = \frac{1315}{1 \cdot 1,5} = 876,7 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Встановлюємо два проводи марки АС 500/26:

$$I_{доп} = 960 \text{ (А)}; d = 29,4 \text{ (мм)}.$$

Сторона НН АТЗ 35 кВ:

$$I_{max} = 729 \text{ А};$$

$$I_{по} = 12,486 \text{ кА} < 20 \text{ кА};$$

$$i_y = 34,006 \text{ кА} < 50 \text{ кА}.$$

$$I_{норм} = 729 \text{ А};$$

$$q_{ек} = \frac{729}{1} = 729 \text{ А}.$$

Встановлюємо провід марки АС 800/105, $d = 39,7$ мм; $I_{\text{доп}} = 1180$ А.

Перевірка за максимальним струмом:

$$I_{\text{max}} = 729 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 1180 \text{ А}.$$

Турбогенератор 800 МВт: встановлюємо в основному колі генератора пофазно-екранований генераторний струмопровід типу ТЕКН-П-24-24000-560 [5]:

$$U_{\text{уст}} = 24 \text{ кВ} \leq U_{\text{ном}} = 24 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{max}} = 23842 \text{ А} \leq I_{\text{ном}} = 24000 \text{ А};$$

$$i_y = 301,765 \text{ кА} \leq i_{\text{дин}} = 560 \text{ кА}.$$

Турбогенератор 200 МВт: встановлюємо в основному колі генератора пофазно-екранований генераторний струмопровід типу ТЕКНЕ-20/10000-300У1:

$$U_{\text{уст}} = 15,75 \text{ кВ} < U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{max}} = 9079 \text{ А} < I_{\text{ном}} = 10000 \text{ А};$$

$$i_y = 156,975 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 300 \text{ кА}.$$

РУВП-6 кВ: встановлюємо струмопровід типу ТЗК-10/2000-125

$$U_{\text{уст}} = 6 \text{ кВ} < U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{max}} = 729 \text{ А} < I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А};$$

$$i_y = 103,946 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 125 \text{ кА}.$$

2.10 Аналіз вибору кабелів в РУВП-6 кВ

Вибираємо кабель для електродвигуна власних потреб типу ДАЗО2-400Х-4:

$$P_{\text{ном}} = 400 \text{ кВт}; U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}; I_{\text{ном}} = 47 \text{ А};$$

Кабель прокладається у вологому приміщенні в каналі.

$$v_0 = 35^\circ\text{C}, T_{\text{max}} = 3000 \text{ год.}$$

Вибираємо кабель марки ААГ, 6кВ, трижильний.

Визначаємо економічний переріз:

$$q_{\text{ек}} = 47/1,4 = 33,6 \text{ мм}^2;$$

Приймаємо кабель марки ААГ, трижильний, поправочний коефіцієнт на температуру повітря: $K_2 = 0,87$.

$$I_{\text{доп}} = K_2 \cdot I_{\text{доп.ном}}; \quad (2.49)$$

$$I_{\text{доп}} = 0,87 \cdot 85 = 74 \text{ А} > I_{\text{ном}} = 47 \text{ А};$$

Перевіряємо кабель на термічну стійкість:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C},$$

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{78 \cdot 10^6}}{98} = 98 \text{ мм}^2 > 35 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо кабель перерізом $3 \times 120 \text{ мм}^2$, $I_{\text{доп.ном}} = 190 \text{ А}$.

2.11 Аналіз вибору вимірювальних трансформаторів

Вибираємо вимірювальні трансформатори струму та напруги для ЛЕП-500 кВ. Перелік приладів які встановлюються на ЛЕП [5] подано в таблиці 2.20.

Таблиця 2.19 – Розрахункові та каталожні дані трансформатора струму ТВ-500

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{уст} = 500 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 500 \text{ кВ}$
$I_{max} = 1223 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$
$i_y = 46,367 \text{ кА}$	$i_{дин} = 50 \text{ кА}$
$B_k = 146 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$r_2 = 8,64 \text{ Ом}$	$r_{ном}^2 = 20 \text{ Ом}$

Примітка:

- а) варіант виконання вторинних обмоток: 0,2/10Р;
- б) схема з'єднання обмоток: повна зірка;
- в) розрахункова довжина з'єднувальних проводів: $l_{розр} = 175 \text{ (м)}$;
- г) $I_{2ном} = 1(\text{А})$.

Перевіряємо трансформатор струму (ТС) за вторинним навантаженням.

Таблиця 2.20 – Вторинне навантаження ТС

Прилад	Тип	Навантаження, В·А, фаза		
		А	В	С
Амперметр	Е-377	0,1	0,1	0,1
Ватметр	Д-305	0,5	—	0,5
Варметр	Д-305	0,5	—	0,5
Датчик активної потужності	Е-829	1,0	—	1,0
Датчик реактивної потужності	Е-830	1,0	—	1,0
Лічильник активної енергії	И-680	2,5	—	2,5
Разом:		6,5	0,1	6,5

Загальний опір приладів буде дорівнювати:

$$r_{\text{прил}} = S_{\text{прил}} / I^2_2; \quad (2.50)$$

$$r_{\text{прил}} = 6,5/1^2 = 6,5(\text{Ом}).$$

Допустимий опір проводів:

$$r_{\text{пр}} = r_{2\text{ном}} - r_{\text{прил}} - r_{\text{к}}; \quad (2.51)$$

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

Розрахунковий переріз проводів:

$$q_{\text{розр}} = p \cdot l_{\text{розр}} / r_{\text{пр}}; \quad (2.52)$$

$$q_{\text{розр}} = 0,0175 \cdot 175 / 13,4 = 0,23 \text{ мм}^2.$$

За умовою механічної міцності приймаємо контрольний кабель марки КРВГ з жилами перерізом $q = 1,5 \text{ мм}^2$. Вторинне навантаження:

$$r_2 = 6,5 + 0,1 + (0,0175 \cdot 175) / 1,5 = 8,64 (\text{Ом}) < 20 (\text{Ом}).$$

Встановлюємо трансформатор напруги (ТН) типу НДЕ-500-72У1:

$$U_{1\text{ном}} = 500000 / \sqrt{3} \text{ кВ};$$

$$U_{2\text{ном}} = 100\sqrt{3} \text{ В};$$

$$U_{3\text{дод}} = 100 \text{ В};$$

$$S_{2\text{ном}0,5} = 300 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Таблиця 2.21 – Вторинне навантаження НДЕ-500-72У1

Прилад	Тип	$S_{\text{обм}}, \text{В} \cdot \text{А}$	$p_{\text{обм}}, \text{шт}$	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	$n_{\text{прил}}, \text{шт}$	Загальна потужність	
							Р, Вт	Q, Вар
Ватметр	Д-305	2	2	1	0	1	4,0	–
Варметр	Д-305	2	2	1	0	1	4,0	–
Фіксуєчий прилад	ФІП	3	–	1	0	1	3,0	–
Датчик активної потужності	Е-829	10	–	1	0	1	10	–

Датчик реактивної потужності	Е-830	10	–	1	0	1	10	–
Лічильник активної енергії	И-680	2 Вт	2	0,38	0,925	1	4	9,7
Разом:							35	9,7

Вторинне навантаження:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{Q^2 + P^2} = \sqrt{35^2 + 9,7^2} = 36,3 \text{ В} \cdot \text{А} < S_{2\text{доп}} = 3 \cdot 300 = 900 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Для з'єднання ТН з приладами використовуємо контрольний кабель КРВГ з перерізом жил $q = 1,5 \text{ мм}^2$.

Таблиця 2.22 – Результати вибору вимірювальних трансформаторів

Місце установки	Трансформатор	
	Струму	Напруги
ВРУ-500 кВ	ТВ-500	НДЕ-500-72У1
ВРУ-330 кВ	ТВ-330	НКФ-330-73У1
Автотрансформатор зв'язку: сторона ВН: сторона СН: сторона НН:	ТВТ-500-I-3000/1 ТВТ-330-I-2000/1 ТФЗМ-35А	– – ЗНОМ-35-72У1
Блочний трансформатор БТ ₁ : сторона ВН: сторона НН	ТВТ-500-I-3000/1 ТШВ-24-24000/5	– –
Блочний трансформатор БТ ₂ : сторона ВН: сторона НН:	ТВТ-330-I-2000/1 ТШ-20-12000/5	– –
Пускорезервний трансформатор власних потреб ТР1: сторона ВН: сторона НН:	ТВТ35-I-3000/5 ТШЛ-10-2000/5	– –
Пускорезервний трансформатор власних потреб ТР2: сторона ВН: сторона НН:	ТШВ-24-24000/5 ТШЛ-10-2000/5	– –
Робочий трансформатор власних потреб ТВП1: сторона ВН: сторона НН:	ТШВ-24 ТШЛ-10	– –
Робочий трансформатор власних потреб ТВП2: сторона ВН: сторона НН:	ТШЛО20-1500/5 ТШЛ-10	– –
Турбогенератор 800 МВт	ТШВ-24-30000/5	ЗОМ-1/24 ЗНОМ-24

Турбогенератор 200 МВт	ТШ-20-12000/5	ЗОМ-1/15 ЗНОМ-15
РУВП 6 кВ	ТШЛ-10-2000/5	ЗНОЛ.06-6УЗ

2.12 Вибір засобів обмеження перенапруг, високочастотних загороджувачів та шунтових реакторів

Для захисту від перенапруг встановлюємо на станції розрядники та обмежувачі перенапруг:

- | | |
|---|------------|
| 1. ЛЕП-500 кВ, сторона ВН АТЗ | ОПН-500У1; |
| та блочних трансформаторів БТ1: | |
| 2. ЛЕП-330 кВ, сторона СН АТЗ, сторона ВН | ОПН-330У1; |
| блочних трансформаторів БТ2: | |
| 3. Сторона НН АТЗ | РВМ-35У1; |
| 4. Сторона НН БТ1 | РВЕ-25М; |
| 5. Сторона НН БТ2 | РВМ-15У1; |
| 6. Сторона НН трансформаторів ВП | РВРД-6У1. |

Для забезпечення нормальної роботи релейного захисту, автоматики та зв'язку встановлюємо на ЛЕП високочастотні загороджувачі:

- | | |
|---------------|----------------|
| а) ЛЕП-500 кВ | ВЗ-1250-0,5У1; |
| б) ЛЕП-330 кВ | ВЗ-1250-0,5У1. |

Для обмеження перенапруг на ЛЕП-500 кВ в режимі холостого ходу та малих навантажень встановлюємо шунтові реактори: РОДЦ-60000/500У1.

2.13 Аналіз вибору акумуляторної батареї

На електростанціях та великих підстанціях необхідна наявність установки постійного струму з акумуляторними батареями для живлення кіл управління, сигналізації, автоматики, аварійного освітлення, а також для електропостачання найбільш відповідальних механізмів власних потреб, що

забезпечують збереження обладнання в дієздатному стані (масло насосів, систем регулювання турбогенераторів).

Виконуємо розрахунок АБ для блоків 200 МВт (1 батарея на 2 генератора).

Вихідні дані для розрахунку [5]:

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

Таблиця 2.23 – Навантаження акумуляторної батареї

Електроприймачі						Розр.навант.	
Найменування	п, шт	$P_{\text{ном}},$ кВт	$I_{\text{ном}},$ А	$I_{\text{розр}},$ А	$I_{\text{пуск}},$ А	$I_{\text{ав}},$ А	$I_{\text{пошт}},$ А
Постійне навантаження	-	-	-	30	-	30	30
Аварійне освітлення	-	-	-	200	-	200	-
Перетворювальний агрегат оперативного зв'язку	1	7,2	38	30	100	30	100
Електродвигун аварійного масла насоса ущільнень генератора	2	25	128	50	150	100	-
Електродвигун аварійного змащування турбіни	2	14	73,5	73	184	146	368
Разом:						506	498

Типовий номер АБ [5]:

$$N \geq 1,05 \cdot I_{\text{ав}} / j; \quad (2.53)$$

де $I_{\text{ав}}$ – струм аварійного режиму, А;

$j = 25 \text{ А/Н}$ – коефіцієнт для проведення $I_{\text{ав}}$ до першого номера акумулятора при температурі електроліту 25°C .

$$N \geq 1,05 \cdot 506 / 25 = 21,3;$$

Перевірка за максимальним струмом поштовху в режимі короткочасного аварійного навантаження:

$$N \geq I_{\text{пошт}} / 46; \quad (2.54)$$

$$N \geq 498 / 46 = 10,8.$$

Приймаємо батарею з $N = 24$ типу «Varta».

Перевіряємо АБ за допустимою напругою в умовах короткочасного аварійного навантаження:

$$j_{\text{п}} = I_{\text{пошт}} / N; \quad (2.55)$$

$$j_{\text{п}} = 498 / 24 = 20,75 \text{ А/Н};$$

Напруга у споживачів (рисунок 7.2 [5]) з врахуванням втрат в кабелі (5%) складає відповідно 92 %, а допустима напруга повинна бути не менше 85%.

Розрахункові струм та напруга підзарядного пристрою основних елементів:

$$\left. \begin{aligned} I_{\text{пзп}} &= I_{\text{пост}} + 0,15 \cdot N; \\ U_{\text{пзп}} &= U_{\text{пз}} \cdot n_o, \end{aligned} \right\} \quad (2.56)$$

$$I_{\text{пзп}} = 0,15 \cdot 24 + 30 = 33,6 \text{ А};$$

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

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

Розрахункові струм та напруга підзарядного пристрою додаткових елементів:

$$\left. \begin{aligned} I_{\text{пзп.дод}} &= 0,05 \cdot N; \\ U_{\text{пзп.дод}} &= U_{\text{пз}} \cdot n_{\text{д}}, \end{aligned} \right\} \quad (2.57)$$

$$I_{\text{пзп.дод}} = 0,05 \cdot 24 = 1,2 \text{ A};$$

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

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

Розрахункові струм та напруга зарядного пристрою :

$$\left. \begin{aligned} I_{\text{зп}} &= I_{\text{пост}} + 5 \cdot N; \\ U_{\text{зп}} &= U_{\text{з}} \cdot n, \end{aligned} \right\} \quad (2.58)$$

$$I_{\text{зп}} = 30 + 5 \cdot 24 = 150 \text{ A};$$

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

Вибираємо зарядний пристрій типу ТППС-800.

2.14 Аналіз розрахунку грозозахисту ВРУ-500 кВ

Для ВРУ-500 кВ приймаємо однорядну установку вимикачів. Вихідні дані для розрахунку [5]:

а) висота блискавководів: $h = 43 \text{ (м)}$;

б) розрахункова висота, для якої визначаються зони захисту: $h_x = 28 \text{ (м)}$.

$$2/3h = 2/3 \cdot 43 = 28,7 \text{ (м)} > h_x = 28 \text{ (м)}.$$

Радіус та ширина зони захисту [5]:

$$\left. \begin{aligned} r_x &= 1,5 \cdot (h - 1,25 \cdot h_x); \\ b_x &= 3 \cdot (h_0 - 1,25 \cdot h_x). \end{aligned} \right\} \quad (2.59)$$

де

$$h_0 = 4h - \sqrt{9h^2 + 0,25L^2}, \quad (2.60)$$

де L – відстань між сусідніми блискавковідводами, м.

На рисунку 2.16 показано вид на зону блискавковідводів ВРУ-500 кВ.

Таблиця 2.24 – Дані для побудови захисту блискавковідводів ВРУ-750 кВ

Пари блискавковідводів	L , м	h_0 , м	b_x , м	r_x , м
1-2, 2-3, 3-4, 4-5, 5-6, 6-7, 8-9, 9-10, 10-11, 11-12, 13-14, 14-15....23-24	30	42,13	21,39	12,0
1-13, 2-14, 3-15, 4-16, 5-17, 6-18, 7-19, 8-20, 9-21, 10-22, 11-23, 12-24	80	36,94	5,82	12,0
1-14, 2-13, 2-15, 3-14, 3-16, 4-15, 4-17, 5-16, 5-18, 6-17, 6-19, 7-18, 7-20, 8-19, 8-21, 9-20, 9-22, 10-21, 10-23, 11-22, 11-24, 12-23	85,44	36,11	3,33	12,0

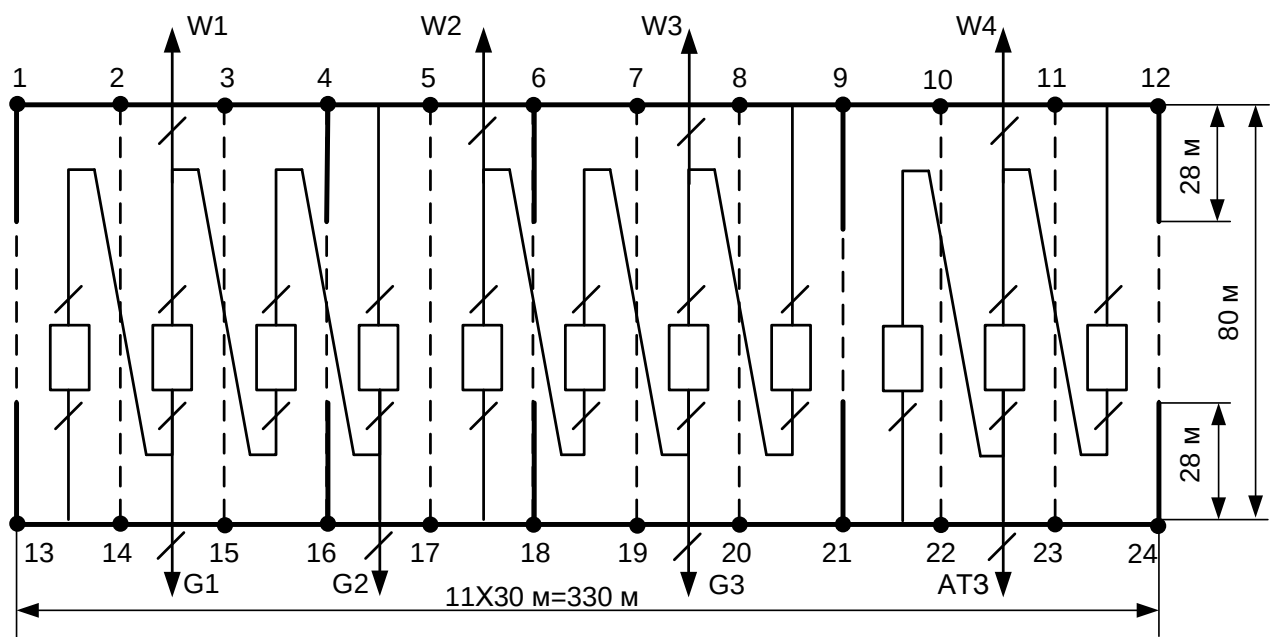
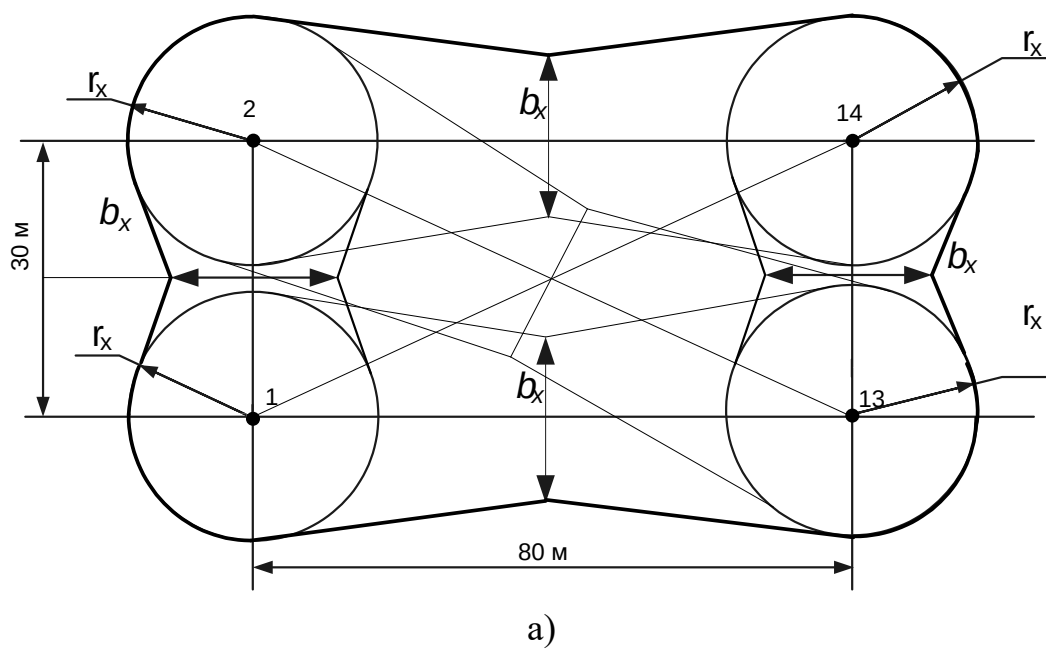
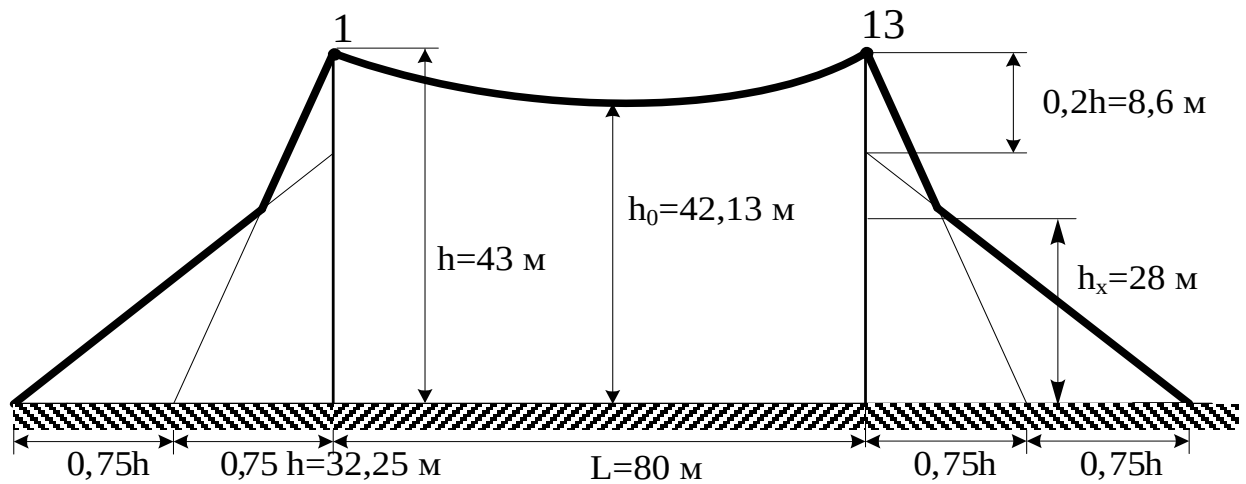


Рисунок 2.15 – Схематичне розташування блискавковідводів на ВРУ-500 кВ





б)

Рисунок 2.16 – Вид на зону блискавковідводів зверху а), та збоку б)

2.15 Алгоритм розрахунку заземлювального пристрою ВРУ-500 кВ

Вихідні дані для розрахунку:

- площа ЗП: $S = (340 \times 120) = 40800 \text{ м}^2$;
- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту: $\rho_1 = 600 \text{ Ом} \cdot \text{м}$; $\rho_2 = 60 \text{ Ом} \cdot \text{м}$;
- глибина закладення заземлення: $t = 0,6 \text{ м}$;
- товщина верхнього шару ґрунту: $h = 2 \text{ м}$;
- число вертикальних заземлювачів: $n_b = 60 \text{ шт}$;
- довжина вертикальних заземлювачів: $l_b = 4 \text{ м}$.

Заземлювальний пристрій виконуємо у вигляді сітки з горизонтальних смуг $40 \times 4 \text{ мм}$ та вертикальних заземлювачів-стержнів діаметром 20 мм .

План заземлювального пристрою ВРУ-500 кВ зображено на рисунку 2.17.

Середня відстань між вертикальними заземлювачами:

$$a = p / n_b = 2 \cdot (340 + 120) / 60 = 15,33 \text{ м}.$$

Визначимо величини:

$$\rho_1/\rho_2 = 600/60 = 10;$$

$$a/l_B = 15,33/4 = 3,8;$$

$$\sqrt{S} = \sqrt{40800} = 202 \text{ (м)};$$

Опір штучного заземлюючого пристрою [5, 7]:

$$R_{\text{ш}} = A \cdot \frac{\rho_{\text{екв}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{екв}}}{L_r + L_B}, \quad (2.61)$$

де A – функція відношення $\frac{l_B + t}{\sqrt{S}}$; $\rho_{\text{екв}}$ – еквівалентний питомий опір

грунту, Ом·м; L_r , L_B – загальна довжина горизонтальних та вертикальних заземлювачів;

$$A = 0,444 - 0,84 \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0 \leq \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \leq 0,1, \quad (2.62)$$

$$A = 0,385 - 0,25 \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0,1 \leq \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \leq 0,5; \quad (2.63)$$

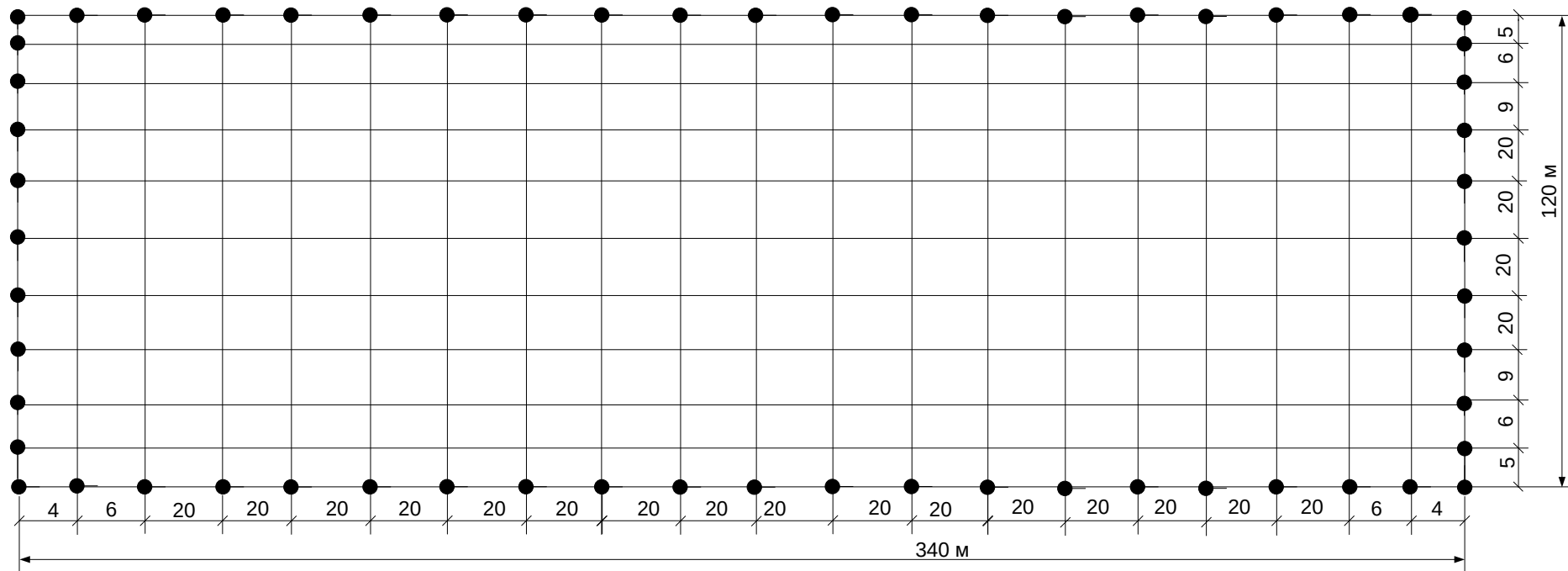


Рисунок 2.17 – План заземляющего пристрою ВРУ-500 кВ

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{4 + 0,6}{202} = 0,023 < 0,1;$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot 0,023 = 0,425;$$

$$\frac{h - t}{l_B} = \frac{2 - 0,6}{4} = 0,35.$$

$$L_{\Gamma} + L_B = (340 \cdot 11 + 120 \cdot 21) + 4 \cdot 60 = 6500 \text{ м.}$$

З таблиці 7.6 [5] визначаємо, що $\rho_{\text{екв}}/\rho_2 = 2,22$.

$$\rho_{\text{екв}} = 2,22 \cdot 60 = 133,2 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

Опір штучного заземлювача:

$$R_{\text{ш}} = 0,425 \cdot 133,2 / 202 + 133,2 / 6500 = 0,3 \text{ Ом} < 0,5 \text{ Ом.}$$

3 АНАЛІЗ ЗАСОБІВ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ТА АВТОМАТИКИ

3.1 Аналіз умов вибору системи оперативного керування КЕС

Оперативне керування тепловим та електричним обладнанням на блочній конденсаційній електростанції (КЕС), включаючи вимикачі високої напруги, здійснюється централізовано з блочного щита керування (БЩК). Розподільчий пристрій (РП) підвищених класів напруг виділяють у самостійні оперативні ділянки на центральному щиті керування (ЦЩК). На ЦЩК також зосереджується інформація про роботу блоків, сигналізація та централізована система керування.

Для забезпечення оперативного двостороннього зв'язку на ЦЩК встановлюють комбіновані комутатори гучномовного та телефонного зв'язку, а також додаткові промислові багатоканальні телевізійні установки (ТМ–512). Керування та контроль наступними елементами КЕС виносять на ЦЩК, а саме: вимикачі РП високої та середньої напруги, резервні ТВП, включаючи магістральні та секційні вимикачі; БТ; резервні збуджувачі; виробничо-протипожежні насоси; телекеровані насоси (освітленої води I та II підйому, насоси хімводоочищення I та II підйому); загально станційні трансформатори 6/0,4 кВ головного корпусу.

На центральному щиті керування (ЦЩК) передбачена сигналізація положення вимикачів у ланцюгу генератора (якщо вони встановлені) і введення резервного живлення секцій 6 кВ для власних потреб блоків; вимірювання і збільшення активної та реактивної потужностей; сигналізація виклику персоналу, сигналізація про несправності на блоці, а також загальностанційні засоби центральної сигналізації, засоби телемеханіки та протиаварійної телемеханіка, протиаварійна автоматика, система автоматичного регулювання частоти та активної потужності (САРЧП), пристрої групового керування збуджувачем (ГКЗ), автоматика пожежогасіння

та ін.

З кожного блочного щита керування (БЩК) здійснюються операції пуску, зупинки та нормальної експлуатації блоків. На БЩК забезпечується керування та контроль: системою збудження генераторів; перемикачів генератора з робочого на резервне збудження і навпаки; вимикачами введів робочих трансформаторів власних потреб блоку; вимикачами і автоматами блочних робочих та резервних трансформаторів 6/0,4 кВ для власних потреб головного корпусу; електродвигунами для власних потреб блоку дизель-генераторної станції; трансформаторами фільтрів, а також сигналізацією виклику персоналу при несправностях на місцевих щитах керування та в електропристроях, які належать до цього блоку. На КЕС встановлена система керування устаткуванням, що включає керування комутаційними апаратами, регулювання та вимірювання.

На станції організовано 5 цехів оперативного обслуговування: паливно-транспортна, котлотурбінна, електрична, хімічна, теплової автоматики та вимірів.

Керування генераторами, трансформаторами, ЛЕП, комутаційними апаратами, лініями ВП здійснюється з ЦЩК, 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 керування

Система дистанційного керування призначена для контролю та керування обладнанням, яке знаходиться на відстані. Дистанційне керування здійснюється за допомогою вимикачів, контакторів, роз'єднувачів та ін. Існують дві системи дистанційного керування: індивідуальна та виборча. Індивідуальна система керування використовується для вимикачів і

роз'єднувачів. Виборча система дистанційного керування застосовується для керування технологічним обладнанням енергоблоків через блочний щит обладнанням (БЩК). Її особливість полягає в тому, що для групи об'єктів використовується один загальний ключ керування та клавішний номеронабирач.

3.3 Дослідження системи сигналізації

На щитах керування ЕС передбачені спеціальні види технологічної сигналізації, а саме [10]:

1. Сигналізація положення (місця 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. Попереджувальна сигналізація – сповіщення про досягнення нормального режиму роботи агрегатів. Виконується за допомогою звукових дискретних сигналів та індивідуальних світлових сигналів (лише з написом).
4. Сигналізація дії захисту – супроводжується звуковими сигналами, миготінням ламп аварійного вимикання та випаданням прапорця вказівного реле.
5. Сигналізація дії автоматики – супроводжується індивідуальними світловими сигналами у вигляді миготіння відповідної лампи (АВР, АЧР).
6. Командна сигналізація – передача сигналів між цехами для обмеженої кількості найважливіших і найчастіших розпоряджень.

3.4 Аналіз пристроїв автоматики та блокування

На проєктованій КЕС передбачене застосування наступних пристроїв автоматики та блокування:

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 (загальностанційні 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.

3.5 Аналіз засобів зв'язку КЕС

Внутрішній зв'язок на КЕС включає: оперативний зв'язок та технологічний зв'язок.

Оперативний зв'язок включає КЕС включає:

- а) встановлення на ЦЩК комутатора диспетчерського зв'язку типу ЕДШС-5 та комутатора типу ДИСа;
- б) двосторонній зв'язок КЕС з використанням гучномовця;
- в) пожежну сигналізацію типу СПДУ з установкою датчиків у всіх приміщеннях.

Зовнішній зв'язок КЕС включає:

1. Зв'язок із диспетчером енергосистеми через високочастотний канал і пристрої телемеханіки.
2. Підключення до місцевої телефонної мережі.
3. Прямий зв'язок із електроцехом, цехом водопостачання, ВРП, паросиловим цехом і цехом перерозподілу мазуту.
4. Радіопошуковий зв'язок із зворотним зв'язком.
5. Охоронний зв'язок і сигналізацію.
6. Радіофікацію від міської мережі через штаб цивільної оборони (ЦО).

3.6 Аналіз пристроїв телемеханіки

На КЕС, що проектується передбачений пристрій телевимірювання і телесигналізації. Цей пристрій здійснює передачу даних електростанції у центральний диспетчерський пункт (ЦДП) енергосистеми такого змісту:

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

3.7 Розрахунок струмів КЗ на виводах генератора та за блочним трансформатором

Для визначення рівня струмів за аномальних режимів оперативним персоналом використовуються спрощені схеми, які зображені на рисунку 3.1 а) та б), а також наближені розрахунки.

Розглянемо алгоритм розрахунку захисту для блоку 200 МВт.

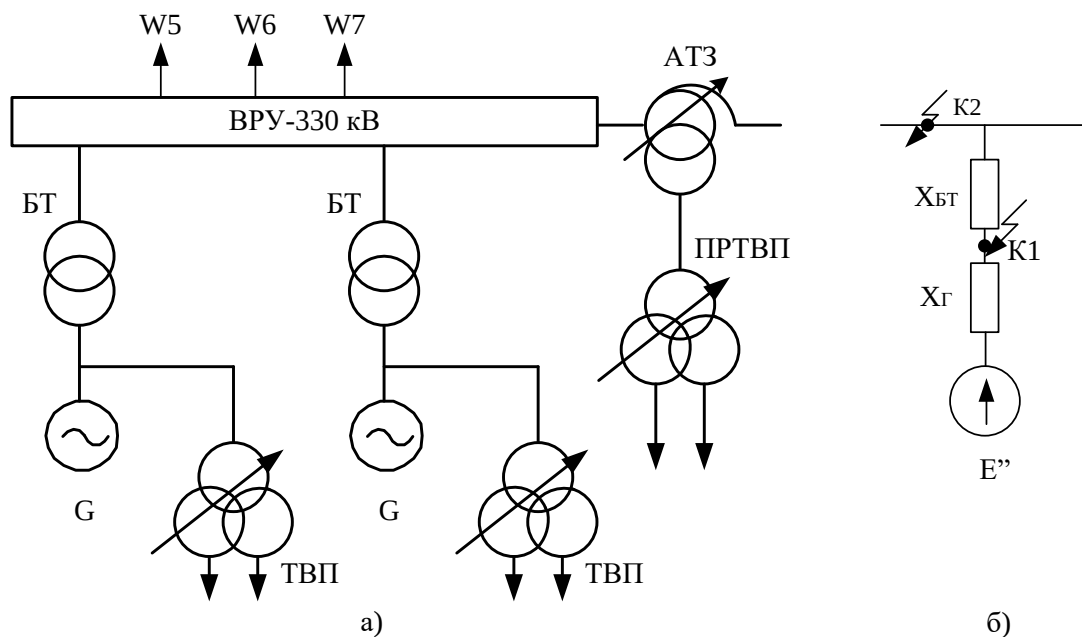


Рисунок 3.1 – Розрахункова схема: а) – схема блоку; б) – схема заміщення
Приймаємо базисні величини:

$$S_{\text{б}} = S_{\text{Г.НОМ}} = 235,3 \text{ МВА.}$$

Визначаємо опори схеми заміщення:

$$X_{\text{Г}} = x_{\text{д}}'' \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{Г.НОМ}}}, \quad (3.1)$$

$$X_{\text{Т}} = \frac{U_{\text{к\%}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{Т.НОМ}}}, \quad (3.2)$$

$$X_{\text{Г}} = 0,19 \cdot \frac{235,3}{235,3} = 0,19;$$

$$X_{\text{Т}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{235,3}{250} = 0,104.$$

Тоді опір нульової послідовності для трифазного трансформатора становить:

$$X_{0,T} = 0,9 \cdot X_T = 0,9 \cdot 0,104 = 0,0936.$$

Рівень поперечної надперехідної ЕРС обмотки статора визначають за формулою:

$$E''_{q*} = \sqrt{(U_{\text{НОМ}*} \cdot \cos \varphi_{\text{НОМ}})^2 + (U_{\text{НОМ}*} \cdot \sin \varphi_{\text{НОМ}} + I_{\text{НОМ}*} \cdot x''_d)^2}; \quad (3.3)$$

$$E''_{q*} = \sqrt{0,85^2 + (0,527 + 0,19)^2} = 1,112,$$

$$\text{де } U_{\text{НОМ}*} = I_{\text{НОМ}*} = 1; \sin \varphi_{\text{НОМ}} = \sqrt{1 - \cos^2 \varphi_{\text{НОМ}}} = 0,527.$$

Розрахуємо струми КЗ на затискачах генератора.

$$I_{1*}^{(3)} = \frac{E''_{q*}}{x''_d} = \frac{1,112}{0,19} = 5,852;$$

$$I_1^{(3)} = I_{1*}^{(3)} \cdot I_{\Gamma, \text{НОМ}} = 5,852 \cdot 8,625 = 50,474 \text{ (кА)};$$

$$I_{2*}^{(2)} = \frac{E''_{q*}}{x''_d + x_2} = \frac{1,112}{0,19 + 0,232} = 2,635;$$

$$I_2^{(2)} = I_{2*}^{(2)} \cdot I_{\Gamma, \text{НОМ}} = 2,635 \cdot 8,625 = 22,727 \text{ (кА)},$$

де x_2 – опір оберненої послідовності генератора.

Визначаємо струми КЗ за блочним трансформатором.

$$I_{1*}^{(3)} = \frac{E''_{q*}}{x''_d + x_T} = \frac{1,112}{0,19 + 0,104} = 3,782;$$

$$I_{2*}^{(2)} = \frac{E''_{q*}}{x''_d + x_2 + 2x_T} = \frac{1,112}{0,19 + 0,232 + 2 \cdot 0,104} = 1,765;$$

$$I_{2*}^{(1)} = \frac{E_{q*}''}{x_d'' + x_2 + 2x_T + x_{0.T}} = \frac{1,112}{0,19 + 0,232 + 2 \cdot 0,104 + 0,0936} = 0,474;$$

$$I_{2*}^{(1,1)} = \frac{E_{q*}''}{x_d'' + x_T + \frac{(x_2 + x_T) \cdot x_{0.T}}{x_2 + x_T + x_{0.T}}} \cdot \frac{x_{0.T}}{x_2 + x_T + x_{0.T}};$$

$$I_{2*}^{(1,1)} = \frac{1,112}{0,19 + 0,104 + \frac{(0,232 + 0,104) \cdot 0,0936}{0,232 + 0,104 + 0,0936}} \times \frac{0,0936}{0,232 + 0,104 + 0,0936} = 0,66.$$

3.8 Аналіз захисту 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”, застосовуємо трансформатори струму на лінійних виводах з коефіцієнтом трансформації 10000/5, а в нейтралі – 10000/5; для поперечного диференційного захисту – 1500/5; тоді робоча кількість витків обмотки реле $W_{\text{роб}} = 144$ витка.

Максимальне розрахункове значення первинного струму небалансу $I_{\text{нб.роз.макс}}$ у встановленому режимі протікання через ТС зовнішнього розрахункового максимального струму визначаємо відповідно до [10]:

:

$$I_{\text{нб.роз.макс}} = \varepsilon \cdot K_{\text{одн}} \cdot I_{\text{зовн.роз.макс}}, \quad (3.4)$$

$$I_{\text{нб.роз.макс}} = 0,1 \cdot 0,5 \cdot 108852 = 5442,6 \text{ А},$$

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

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

- визначаємо робочу МРС при протіканні по робочій обмотці струму небалансу:

$$F_{\text{роб}} = \frac{K_{\text{відстр}} \cdot I_{\text{нб.розр.макс}} \cdot W_{\text{роб}}}{n_{\text{тс}}}, \quad (3.5)$$

$$F_{\text{роб}} = \frac{1,6 \cdot 5442,6 \cdot 144}{2000} = 627 \text{ А.}$$

- визначаємо гальмівну МДС за виразом:

$$F_{\text{гальм}} = 136 \cdot \sqrt{\frac{F_{\text{роб}}^2}{100^2} - 1}, \quad (3.6)$$

$$F_{\text{гальм}} = 136 \cdot \sqrt{\frac{627^2}{100^2} - 1} = 841,8 \text{ А.}$$

Визначаємо значення вторинного гальмівного струму:

$$I_{\text{гальм.втор}} = \frac{I_{\text{зовн.розр.макс}}}{n_{\text{тс}}}, \quad (3.7)$$

$$I_{\text{гальм.втор}} = \frac{108852}{2000} = 54,43 \text{ А.}$$

Розрахункова кількість витків гальмівної обмотки складає:

$$W_{\text{гальм.розр}} = \frac{F_{\text{гальм.}}}{I_{\text{гальм.втор}}}, \quad (3.8)$$

$$W_{\text{гальм.розр}} = \frac{841,8}{54,43} = 15,5 \text{ вит.}$$

приймаємо 16 витків.

3.9 Аналіз захисту від замикань між витками однієї фази обмотки статора

Використовуємо одноступінчастий поперечний диференційний струмовий захист з реле струму типу РТ-40-Ф з фільтром першої гармоніки.

$$I_{сз} = 0,2 \cdot I_{Г.НОМ} ;$$

$$I_{ср} = \frac{I_{сз}}{n_{тс}} , \quad (3.9)$$

$$I_{с.р.} = \frac{0,2 \cdot I_{Г.НОМ}}{n_{тс}} = \frac{0,2 \cdot 8625}{300} = 5,75 \text{ А.}$$

3.10 Аналіз захисту 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.

3.11 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. Визначаємо опір спрацювання захисту:

$$Z_{сз} = \frac{0,95 \cdot U_{Г.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot 1,5 \cdot I_{Г.НОМ} \cdot k_{Відс} \cdot k_{В} \cdot \cos(\varphi_{мч} - \varphi_{нав})}, \quad (3.10)$$

$$Z_{сз} = \frac{0,95 \cdot 15,75}{\sqrt{3} \cdot 1,5 \cdot 8,625 \cdot 1,2 \cdot 1,5 \cdot \cos(80^{\circ} - 26^{\circ})} = 0,63 \text{ Ом},$$

де $K_{Відс}=1,2$; $K_{В}=1,05$; $\varphi_{мч} = 80^{\circ}$ – кут максимальної чутливості; $\varphi_{нав} = 26^{\circ}$ – кут навантаження реле. Коефіцієнт чутливості захисту повинен задовольняти умові:

$$K_{ч} = \frac{Z_{сз}}{Z_{діл}} > 1,2; \quad (3.11)$$

$$K_{ч} = \frac{0,63}{0,326} = 1,93 > 1,2,$$

$$\text{де } Z_{діл} = Z_{Т} + Z_{Г} = \frac{11}{100} \cdot \frac{15,75^2}{250} + 0,19 \cdot \frac{15,75^2}{235,3} = 0,326 \text{ Ом}.$$

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

$$t_{сз1} = t_{ел.макс} + t = 0,5 + 0,5 = 1 \text{ с};$$

$$t_{сз2} = t_{сз1} + t = 1 + 0,5 = 1,5 \text{ с.}$$

3.12 Захист обмотки статора від зовнішніх несиметричних КЗ та несиметричних перевантажень

Застосовуємо 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"

$$I_{с.з.ПО} \approx 0,1 \cdot I_{Г.НОМ} = 0,1 \cdot 8625 = 862,5 \text{ А;}$$

2) інтегральний орган з інтегрально-залежною витримкою часу, який забезпечує правильну роботу захисту при зміні струму зворотної послідовності і охолодженні ротора після усунення перевантаження

$$t_{доп} = \frac{A}{I_{Г2*}^2}, \quad (3.12)$$

$$t_{доп} = \frac{8}{2,635^2} = 1,15 \text{ с.}$$

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

$$I_{с.з.2I} = 0,4 \cdot I_{Г.НОМ}; \quad (3.13)$$

$$I_{с.з.2I} = 0,4 \cdot 8625 = 3450 \text{ А;}$$

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

$$I_{с.з.2\Pi} = I_2^{(2)} / k_{\text{ч}}; \quad (3.14)$$

$$I_{с.з.2\Pi} = 22727 / 1,2 = 18939,1 \text{ А.}$$

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

$$I_{с.з.2\text{сиг}} = 0,05 \cdot I_{\text{Г.ном}}, (\text{А}) \quad (3.15)$$

$$I_{с.з.2\text{сиг}} = 0,05 \cdot 8625 = 431,25 \text{ А. (А)}$$

3.13 Аналіз захисту 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 налаштовується таким чином:

$$\frac{I_{\text{роб.ном.втор}}}{I_{\text{рзр.ном}}} = 0,7 - 1,2, \quad (3.16)$$

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

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

$$I_{с.з.СОперв} = 1,05 \cdot I_{\text{рот.ном}}, \quad (3.17)$$

$$I_{с.з.СОперв} = 1,05 \cdot 1880 = 1974 \text{ А.}$$

$$t_{c3} = 10 (с).$$

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

$$I_{с.з.ПОперв} = 1,1 \cdot 1880 = 2068 \text{ А.} \quad (3.18)$$

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

3.14 Аналіз тимчасового додаткового захисту ротора від перевантаження струмом збудження при його роботі з резервним збудником

Застосовується максимальний захист напруги з незалежною витримкою часу. Напруга спрацювання захисту згідно (3.19) буде дорівнювати:

$$U_{с.з.} = 1,5 I_{рот.ном} R_{рот}, \quad (3.19)$$

$$U_{с.з.} = 1,5 \cdot 1880 \cdot 0,174 = 490,7 \text{ В.}$$

$$t_{c3} = 20 (с).$$

3.15 Дослідження захисту від асинхронного режиму при втраті збудження

Застосовуємо одноступеневий дистанційний захист з незалежною

витримкою часу і використовуємо для захисту одне з трьох реле опору комплекту КРС–2. Реле включають на різницю фазних струмів від ТС та на міжфазну 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:

$$1,1 \cdot x_{d*} = 1,1 \cdot 1,84 = 2,024$$

із зміщенням $0,4 \cdot x'_{d*} = 0,4 \cdot 0,295 = 0,118$.

При цих параметрах забезпечується відстроювання захисту від нормального режиму, режиму недозбудження та від асинхронного режиму в енергосистемі. Час спрацювання захисту $t_{сз} = 1\text{--}2$ с.

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

3.16 Розрахунок уставок захисту від перевищення напруги на виводах турбогенератора і трансформатора

Використовується максимальний захист напруги з незалежною витримкою часу, призначений для запобігання недопустимому перевищенню напруги в режимі холостого ходу або при скиданні навантаження. Як пусковий орган використовується реле напруги типу РН–58/200 з високим коефіцієнтом повернення (0,9). Для відключення захисту 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 міжфазну напругу ТН на

виводах генератора. Реле часу повинно бути термічно стійким. Напруга спрацювання пускового органу приймається:

$$U_{с.з.} = 1,2 \cdot U_{Г.НОМ.} = 1,2 \cdot 15750 = 18900 \text{ В};$$

$$U_{с.р.} = \frac{U_{с.з.}}{n_H}, \quad (3.20)$$

$$U_{с.р.} = \frac{18900}{157,5} = 120 \text{ В.}$$

Струм спрацювання блокуючого реле:

$$I_{с.з.} = 0,1 \cdot I_{Г.НОМ} = 0,1 \cdot 8625 = 862,5 \text{ А};$$

$$I_{с.р.} = 862,5 \cdot \frac{1}{2000} = 0,431 \text{ А}; \quad (3.21)$$

витримка часу $t_{с.з} = 0,3\text{с.}$

3.17 Аналіз захисту 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.

3.18 Аналіз захисту від всіх видів КЗ в обмотках трансформатора, на його виводах, ошиновці ВН та від міжфазних КЗ в обмотці статора турбогенератора

Застосовуємо загальний повздовжній диференціальний струмовий захист з реле типу ДЗТ–21, що виконується трифазною на всіх сторонах та три релейною для підвищення чутливості і надійності. Струм спрацювання захисту

$$I_{НОМВН} = \frac{I_{НОМГ}}{K_{БТ}}, \quad (3.22)$$

$$I_{\text{номВН}} = \frac{8625}{347 / 15,75} = \frac{8625}{22,03} = 391,5 \text{ А};$$

$$I_{\text{с.з.}} = 0,3 \cdot I_{\text{номВН}} = 0,3 \cdot 391,5 = 117,5 \text{ А};$$

коефіцієнт чутливості

$$K_{\text{ч}}^{(3)} = I_{\text{к min}}^{(3)} / I_{\text{с.з.}} = 0,87 \cdot I_{\text{к max ВН}}^{(3)} / I_{\text{с.з.}} > 2, \quad (3.23)$$

$$K_{\text{ч}}^{(3)} = \frac{0,87 \cdot 3,782 \cdot 8625}{22,03 \cdot 117,5} = 10,96 > 2.$$

3.19 Захист від замикань всередині кожуха трансформатора

Використовується газове реле типу РЗТ–80 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 спрацьовування сигнального елемента пізніше дії вимикаючого елемента

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

Встановлюємо двохступеневий струмовий захист нульової 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 вмикається на струм нейтралі трансформатора блока.

Уставка I комплекту:

$$I_{с.з.I} = I_{номВН} / K_H, \quad (3.24)$$

$$I_{с.з.I} = 391,5 / 1,5 = 261 \text{ А},$$

$$I_{с.р.I} = \frac{I_{с.з.I}}{\eta_{Т1}}, \quad (3.25)$$

$$I_{с.р.I} = \frac{261}{1000 / 5} = 1,305 \text{ А}.$$

Уставка II комплекту:

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

$$I_{с.з.II} = 0,4 \cdot I_{номВН} / K_{\text{ч}}, \quad (3.26)$$

$$I_{с.з.II} = 0,4 \cdot 391,5 / 1,2 = 230,5 \text{ А},$$

$$I_{с.р.II} = \frac{230,5}{200} = 1,153 \text{ А}.$$

Коефіцієнт чутливості захисту:

$$K_{\text{ч}} = \frac{0,87 \cdot I_{\text{ПО}}^{(3)} \cdot I_{\Gamma_{\text{НОМ}}}}{K_{\text{БТ}} \cdot I_{сзI}} > 1,2. \quad (3.27)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{0,87 \cdot 3,782 \cdot 8625}{22,03 \cdot 261} = 4,94 > 1,2.$$

Витримка часу ділення:

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

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

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

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

Приймаємо $t_{сз.діл} = 1 \text{ с}.$

Витримка часу першої ступені комплекту II:

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

Витримка часу другої ступені комплекту II:

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

3.21 Аналіз засобів РЗ та автоматики

Релейний захист є найважливішою частиною автоматики електроустановок і енергосистем. Його основне завдання полягає у виявленні пошкодженої ділянки електричної системи та якнайшвидшому поданні керуючого сигналу для її відключення. Додаткове завдання релейного захисту полягає у сигналізації про виникнення аварійних режимів.

Основні види захисту на КЕС [5, 10] наведені в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Перелік основних захистів на КЕС

Елемент, що захищається	Вид пошкодження	Тип захисту та використані реле
1	2	3
Збірні шини	1. Всі види КЗ	Диференційний захист шин; мікропроцесорний термінал захисту типу «Діамант L040» (виробництво Хартрон-інкор, м. Харків)
ВРУ–500–330 кВ	2. Багатофазні КЗ	ДЗШ струмова відсічка, РТ–40; мікропроцесорний термінал захисту типу «Діамант L040»
ЛЕП–500 кВ	Всі види КЗ	Високочастотний диференційний захист типу ПДЭ-2003 SA513 (фірма “Siemens”) або REL670 (фірма ABB)
ЛЕП–330 кВ	Всі види КЗ	Дистанційний захист ШДЭ–2801
Шини власних потреб 6 кВ	1. Всі види КЗ, симетричні перенапруг, пошкодження на магістралі резервного живлення (МРЖ).	Пристрій захисту СЕЗАМ-С
	2. Міжфазне КЗ на (МРЖ).	Повздовжній диф. захист, РНТ–565
Кабельні лінії 6 кВ	Захист від багатофазних КЗ та однофазних КЗ	Неповний диференційний захист ДЗШ–10 або РЗЛ-01.01
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 РЗТ–80
	5. Пошкодження на шинах ВП–кВ	Дистанційний захист БРЕ –2801
	6. Пошкодження на магістралі резервного живлення 6 кВ	Диференційний захист на реле РНТ–565
Магістраль резервного живлення (МРЖ)	1. Всі види КЗ, симетричні перенапруг, пошкодження на магістралі резервного живлення (МРЖ)	Пристрій захисту СЕЗАМ-С
	2. Міжфазне КЗ на МРЖ	Повздовжній диф. захист (РНТ – 565)

Продовження таблиці 3.1

1	2	3
Автотрансформатор зв'язку та блочні трансформатори	1.Захист від багатозначних КЗ 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 РТ, фільтр реле зворотної послідовності РНФ – 1М, мінімальне реле напруги РН– 54/160
	6.Зовнішні багатозначні 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 .Багатозначні 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 розчіплювані в автоматах або магнітних пусках, МСЗ Захист від мін. Напруги РН–54,РНФ–И
Блок генератор-трансформатор	Багатозначні КЗ в обмотці статора на затискачах	Повздовжній диференціальний захист ДЗТ-11/5
	Замикання на землю в обмотці статора	Захист напруги першої та третьої гармонік без зони нечутливості ЗЗГ-1
	Зовнішні несиметричні КЗ та несиметричні перевантаження Зовнішні симетричні КЗ Перевантаження ротора	Пристрій захисту РЗЛ-01.01
	Симетричні перевантаження обмотки статора	Пристрій захисту РЗЛ-01.01

Продовження таблиці 3.1

	Асинхронний режим при втраті збудження	Дистанційний захист КРС-2
	Підвищення напруги на затискачах генератора	МЗН НЛ-58/20, АЛ-1
	Замикання на землю в одній точці ротора	Накладання змінного струму частотою 25 Гц на коло збудження КЗР-3
	Усі види КЗ в обмотках трансформатора, на його затискачах, ошинованні ВН та міжфазні КЗ в обмотці статора генератора	Поздовжній диференційний струмовий захист ДЗТ-21
	Зовнішні КЗ на землю в мережі з заземленими нейтраллями	Струмовий захист нульової послідовностей АЛ-1
	Замикання в середині бака трансформатора	Газовий захист РЗТ-80

4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

4.1 Визначення кошторисної вартості проекрованої КЕС

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

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

Повні витрати на спорудження КЕС визначають по двом розділам: промислове і житлове будівництво. Вартість промислового будівництва визначають за кошторисно-фінансовим розрахунком, який складається з 13 розділів, кожний з яких має цільове значення [15].

Загальна сума капіталовкладень по окремих розділах і в цілому по розрахунках станції має бути розподілена на будівельно-монтажні роботи, на придбання обладнання і решту затрат у відсотковому співвідношенні, яке вказане в таблиці 7.1. В практиці будівництва КЕС всі затрати по розділах кошторисно-фінансового розрахунку визначають, виходячи з виконання фізичного об'єму робіт. В дипломному проектуванні така можливість відсутня, і визначення кошторисної вартості будівництва КЕС починають з розділу 2, виходячи з питомих капіталовкладень.

Визначення сумарних капіталовкладень в промислове будівництво КЕС і складання КФР виконуємо в табличній формі в таблиці 4.1.

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

Розділи зведеного кошторисно-фінансового розрахунку	В % від другого розділу	В тому числі по усіх видах затрат, грн.			Загальна вартість, грн
		Будівельно-монтажні роботи	Обладнання	Інші витрати	
1 Підготовка території будівництва	2,1	17640000	705600	16934400	35280000
2 Об'єкти основного виробничого призначення	600	1008000000	655200000	16800000	1680000000
3 Об'єкти допоміжного виробничого та обслуговуючого призначення	1,2	16128000	4032000	-	20160000
4 Об'єкти енергетичного господарства	1,9	27132000	4788000	-	31920000
5 Об'єкти транспортного господарства та зв'язку	3	47880000	2520000	-	50400000
6 Зовнішні мережі і споруди водопостачання, каналізації, теплопостачання	3	45360000	5040000	-	50400000
7 Благоустрій території	0,5	8400000	-	-	8400000
8 Тимчасові будівлі та споруди	4	53760000	6720000	6720000	67200000
9 Інші роботи та витрати	0,3	-	-	50400000,0	50400000
10 Утримання дирекцій та авторський нагляд	0,2	-	-	3360000	3360000
11 Підготовка експлуатаційних кадрів	0,3	-	-	5040000,00	5040000
12 Проектні та пошукові роботи	5	-	-	84000000	84000000
13 Роботи та затрати по створенню водосховища	1	-	-	16800000,0	16800000
Всього по розділу А – промислове будівництво	—	1224300000,0	679005600,0	200054400,0	2103360000
В т.ч. поворотні суми	—	61215000,0	33950280,0	10002720,0	105168000
разом	—	1163085000,0	645055320,0	190051680,0	1998192000

Питомі капітальні вкладення на 1 кВт встановленої потужності визначається за виразом:

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

$$k_{\text{пит}} = 1998192000 / 2800000 = 713,64 \text{ (грн/кВт)}.$$

де $K_{\Sigma 0}$ – сумарні капітальні вкладення на спорудження ЕС за вирахуванням поворотної суми, грн;

$N_{\text{вст}}$ – встановлена потужність КЕС, кВт.

4.2 Розрахунок собівартості електроенергії на електростанції

Собівартість електроенергії є найважливішим економічним показником роботи електростанції і є сукупністю всіх витрат на виробництво енергії в грошовому вираженні. Собівартість одиниці виробленої електроенергії визначають як відношення сумарних затрат виробництва до кількості відпущеної електроенергії. Річний кошторис затрат на виробництво енергії складається у відповідності до наступних економічних складових:

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

4.2.1 Амортизація основних фондів

Амортизація – це систематичний розподіл вартості основних засобів, яка амортизується протягом строку їх корисного використання. Амортизація основних фондів – відшкодування їх зношування, пов'язане з поступовою втратою їх вартості і перенесення її на продукцію, що виготовляється. Амортизація нараховується протягом строку корисного використання підприємством при визначенні цього об'єкта активом. Метод амортизації

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

На електричній станції амортизація відраховується при розрахунках собівартості енергії, яка відпускається, перераховують тільки з виробничих фондів станції. При визначенні вартості основних виробничих фондів величину капітальних витрат берем з таблиці 4.1. Для розрахунку амортизаційних відрахувань вартість основного виробництва (основних виробничих фондів) електростанції розбивають на три укрупнені групи Ф1, Ф2, Ф3.

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

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

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

Розрахуємо вказані показники:

$$\Phi 1 = 0,6 \cdot K_{\Sigma \text{БМР}} + K_{\Sigma \text{обл}} - K_{\text{тр(обл)}}; \quad (4.2)$$

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

$$\Phi 3 = 0,4 \cdot K_{\Sigma \text{БМР}} + K_{\Sigma \text{інш}} - K_{\text{тр(БМР)}}. \quad (4.4)$$

Розрахунок суми амортизаційних відрахувань зводимо в таблицю 4.2.

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

де I_a – сумарні амортизаційні відрахування;

N_i – норма амортизації відповідної групи.

Таблиця 4.2 – Розрахунок суми амортизаційних відрахувань

Групи ОФ	Вартість ОФ, грн	Норма амортизації ОФ, %	Сума амортизаційних відрахувань, грн
Ф1	705852000	7	49409640,0
Ф2	50400000	28	14112000,0
Ф3	1347108000	20	269421600,0
Разом		—	332943240,0

$$I_a = 705852000 \cdot 0,07 + 50400000 \cdot 0,28 + 1347108000 \cdot 0,2 = 332943240 \text{ (грн).}$$

4.2.2 Розрахунок фонду заробітної плати

Для визначення затрат на зарплату необхідно розрахувати чисельність персоналу станції:

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

$$Ч = 0,47 \cdot (2 \cdot 200 + 3 \cdot 800) = 1316 \text{ чол.}$$

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

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

$k_{шт}$ для КЕС приймаємо рівним 1,1.

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

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

Для цього можна використати таке співвідношення:

Категорія	КЕС	Кількість, чол.
Робітники	80%	1052
ІТР	16%	211
Службовці	3,4%	45
МОП	0,6%	8
Всього:	100%	1316

Середня заробітна плата працівників відповідної категорії для КЕС приведена у таблиці 4.3.

Таблиця 4.3 – Розмір середньої заробітної плати працівників КЕС (грн.)

Категорія	Зарплата
Робітники	10000
ІТР	15200
Службовці	12000
МОП	6000

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

$$S_{\text{зп}} = \sum 12 * Z_i * n_i, \quad (4.7)$$

де Z_i – середня заробітна плата робітника i -ої категорії;

n_i - кількість робітників i -ої категорії.

Розрахунок виконуємо у вигляді таблиці 4.4. Фонд заробітної плати підприємства визначається за даними таблиці 4.4 за формулою:

$$I_{\text{зп}} = (1,57(S_{\text{зп роб.}} + S_{\text{зп МОП}}) + 1,80(S_{\text{зп ІТР}} + S_{\text{зп сл.}})) \times K_K \times K_B, \quad (4.8)$$

$$I_{\text{зп}} = (1,57(126240000 + 576000) + 1,80(38486400 + 6480000)) \cdot 0,7 \cdot 1,375 = 211853400 \text{ (грн)},$$

де 1,57; 1,80 – коефіцієнти, які враховують преміювання працівників ЕС та додаткову заробітну плату;

k_k – коефіцієнт, який враховує використання частини персоналу ЕС для виконання робіт по капітальному ремонту обладнання (приймається рівним 0,7);

$k_v = 1,375$ – коефіцієнт, який враховує величину відрахувань з фонду заробітної плати на соціальні потреби (пенсійний фонд, фонд зайнятості та фонд соціального страхування).

Таблиця 4.4 – Розмір нарахованої заробітної плати в цілому по КЕС

Категорія працівників	Кількість, чол.	Нарахована за рік зарплата, грн.
Робітники	1052	$1052 \cdot 10000 \cdot 12 = 126240000$
ІТР	211	$211 \cdot 15200 \cdot 12 = 38486400$
Службовці	45	$45 \cdot 12000 \cdot 12 = 6480000$
МОП	8	$8 \cdot 6000 \cdot 12 = 576000$

4.2.3 Розрахунок вартості палива

Витрати на паливо для ЕС різного типу визначаються з врахуванням технології виробництва електричної та теплової енергії на цій станції. Витрати на паливо для ГЕС взагалі відсутні. Визначення цієї статті витрат для інших типів станцій розглянемо окремо.

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

$$S_{\text{п}} = \frac{(\text{Ц}_{\text{п}} + \text{Ц}_{\text{тр}}) \cdot B_{\text{р}} \cdot (1 + \alpha_{\text{втр}})}{e_{\text{п}}}, \quad (4.9)$$

де $\Pi_{\text{п}}$ – ціна палива;

$\Pi_{\text{тр}}$ – витрати на транспортування;

$B_{\text{р}}$ – річні витрати умовного палива [15];

$\alpha_{\text{втр}} = 0,015$ – втрати твердого палива на шляху до електростанції;

$e_{\text{п}}$ – калорійний коефіцієнт, який дорівнює $Q/29330$ (Q – теплова здатність палива [15]).

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

$$B_{\text{р}} = B_{\text{хх}} \cdot \tau_{\text{р}} + \beta \cdot W_{\text{вир}}, \quad (4.10)$$

де $B_{\text{хх}}$ – годинні витрати умовного палива на холостий хід;

$\tau_{\text{р}}$ – число годин роботи блока ($\tau_{\text{р}} = \tau_{\text{к}} - \tau_{\text{простою}}$);

$\tau_{\text{простою}}$ – тривалість капітального чи поточного ремонту блока, год.
[15].

Обчислимо число годин роботи блоків 800 МВт при умові, що на одному з них буде виконуватися капітальний ремонт та розширений поточний ремонт на другому. Для блоків 800 МВт: $t_{\text{к}} = (90+24)$ год, $t_{\text{п}} = 39$ год.

$$\tau_{\text{р800}} = 3 \cdot 8760 - 1 \cdot 24 \cdot (90 + 24) - 2 \cdot 24 \cdot 39 = 21672 \text{ год.}$$

Для блоків 200 МВт: $t_{\text{к}} = (48+14)$ год, $t_{\text{п}} = 21$ год.

$$\tau_{\text{р200}} = 2 \cdot 8760 - 1 \cdot 24 \cdot (48 + 14) - 1 \cdot 24 \cdot 21 = 15528 \text{ год.}$$

Визначимо витрати умовного палива.

$$B_{p800} = 29,52 \cdot 21672 + 0,289 \cdot 15798682,56 = 6405536,8 \text{ т.у.п.}$$

$$B_{p200} = 4,2 \cdot 15528 + 0,3 \cdot 2636186,238 = 1532373,47 \text{ т.у.п.}$$

Сумарні витрати:

$$B_{p\Sigma} = 6405536,8 + 1532373,47 = 7937909,47 \text{ т.у.п.}$$

Таблиця 4.5 – Енергетичні характеристики енергоблоків

Тип турбіни	Енергетична характеристика
К-200-130, мазут	$B^* = 4,2 \tau_p + 0,3 W$
К-800-240, мазут	$B^* = 29,52 \tau_p + 0,289 W$

Згідно з завданням видом палива є мазут: $\Pi_{\text{п}} + \Pi_{\text{тр}} = 3000 \text{ грн/т.}$

Калорійний коефіцієнт становить:

$$\epsilon_{\text{п}} = \frac{41800}{29330} = 1,425.$$

$$I_n = \frac{3200 \cdot 7937909,47 \cdot 1,015}{1,425} = 21763818618,44 \text{ грн.}$$

4.2.4 Розрахунок інших затрат

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

$$I_{\text{ін}} = (I_{\text{а}} + I_{\text{зп}}) \cdot I_{\text{н}}, \quad (4.11)$$

$$I_{\text{ін}} = (332943240 + 66550961) \cdot 0,08 = 31959536,11 \text{ грн,}$$

де $I_{\text{н}} = 8 \%$.

4.2.5 Визначення собівартості відпущеної електроенергії

Калькуляційною одиницею на електростанції є собівартість 1 кВт·год

енергії, відпущеної з шин станції.

Сумарні експлуатаційні витрати виробництва

$$И = И_a + И_{зп} + И_{п} + И_{ін}, \quad (4.12)$$

$$\begin{aligned} И &= 332943240 + 66550961,4 + 12759918627,24 + 31959536,11 = \\ &= 13191372365 \text{ грн.} \end{aligned}$$

Собівартість відпущеної електроенергії:

$$C = И / E_{відп}, \quad (4.13)$$

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

$$E_{відп} = 17525511,7 \text{ (МВт·год)}.$$

$$C = 13191372365 \cdot 10^2 / 17525511,7 \cdot 10^3 = 353,18 \text{ коп/кВт·год.}$$

Результати розрахунків зводимо в таблицю 4.6.

Таблиця 4.6 – Розрахунок собівартості електроенергії

Елементи витрат	Сума річних витрат, грн	Собівартість енергії	
		%	коп/кВт·год
Амортизація	332943240	2,52	21,90
Зарплата	66550961,4	0,50	10,38
Паливо	12759918627	96,73	312,81
Інші	31959536,11	0,24	15,18
Разом	13191372365	100	353,18

4.3 Аналіз отриманих результатів

Для визначення доцільності спорудження спроектованої електростанції необхідно отримані результати розрахунків порівняти з аналогічними показниками діючих ЕС. Приведемо основні техніко-економічні показники спроектованої електростанції в таблиці 4.7.

Коефіцієнт обслуговування розраховується за формулою:

$$K_{\text{обс}} = \frac{N_{\text{вст}}}{\text{Ч}}, \quad (4.14)$$

$$K_{\text{обс}} = \frac{2800}{1316} = 2,13 \text{ МВт / чол.}$$

Таблиця 4.7 – Основні техніко-економічні показники КЕС

Показник	Одиниця вимірювання	Значення
Потужність станції	МВт	2800
Річний виробіток електроенергії	кВт·год	18434868,80
Коефіцієнт витрат електроенергії на ВП	%	5
Коефіцієнт обслуговування	МВт/чол	2,13
Кошторисна вартість промислового будівництва	млн. грн	2103,36
Питомі капітальні вкладення	грн/кВт	713,64
Питомі витрати умовного палива	г/кВт·год	247,13
Собівартість відпущеної енергії	коп/кВт·год	353,18

Розрахувавши основні техніко-економічні показники для конденсаційної електростанції потужністю 2800 МВт, що працює на мазуті, можна зробити висновок що будівництво даної станції є доцільним, оскільки собівартість відпущеної електроенергії становить 353,18 коп./кВт·год.

ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

У цьому розділі магістерської роботи розглянуті заходи з охорони праці та цивільного захисту під час експлуатації релейного захисту та автоматики КЕС. При виконанні робіт з монтажу та обслуговування електрообладнання системи електропостачання власних потреб ЕС 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 небезпечні та шкідливі виробничі фактори, які впливають на оперативно-ремонтний персонал, що обслуговує електрообладнання системи РЗА КЕС, у відповідності з прийнятою класифікацією [16, 17]:

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.

5.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкту

5.1.1 Технічні рішення щодо безпечної організації робочих місць

Для убезпечення робіт, що їх провадять 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, автоматики 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 електролічильників 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 електролічильників, підключених до вимірювальних трансформаторів, за наявності випробувальних блоків або спеціальних затискачів, що дають змогу безпечно закорочувати кола струму, виконуються без зняття навантаження і напруги.

5.1.2 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, показчики напруги, пристрої для створення безпечних умов праці під час проведення випробувань і вимірювань в електроустановках (показчики напруги для фазування, показчики пошкодження кабелів та ін.); до додаткових – діелектричні рукавички, діелектричне взуття, діелектричні килими, ізолювальні підставки, ізолювальні накладки, ізолювальні ковпаки, штанги для перенесення та вирівнювання потенціалу, сигналізатори напруги, захисні огороження (щити, ширми), переносні заземлення, плакати та знаки безпеки та інші засоби захисту.

Крім наведених вище засобів захисту в електроустановках повинні застосовуватись такі ЗІЗ: захисні каски – для захисту голови; захисні окуляри і щитки – для захисту очей і обличчя; протигази і респіратори – для захисту органів дихання; рукавиці – для захисту рук; запобіжні пояси та страхувальні канати.

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

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.

5.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

5.2.1 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 [21].

Таблиця 5.1 – Нормовані параметри мікроклімату в робочій зоні з категорією робіт IIa

Період року	Категорія робіт	Допустимі		
		t, °C	W, %	V, м/с
Теплий	Середньої важкості IIa	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 [22]:

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.

5.2.2 Склад повітря робочої зони

В умовах даних робіт можливим забруднювачем являється нетоксичний пил.

Таблиця 5.2 – 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 кондиціонування повітря [22].

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.

5.2.3 Виробниче освітлення

Норми освітленості при штучному освітленні та КПО при природному та суміщеному освітленні (відповідно до ДБН В.2.5-28-2018 [23], характеристика зорової роботи – дуже високої точності, розряд зорової роботи – II, підрозряд – в) зазначені у таблиці 5.3.

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

Таблиця 5.3 – Вимоги до освітлення 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).

5.2.4 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 [24] наведені у таблиці 5.4.

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 5.4 – Рівень звукового тиску

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

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.

5.2.5 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 [25] приведені у таблиці 5.5.

Таблиця 5.5 – 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	Zo, Yo, Xo	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.

5.2.6 Фактори трудового процесу

Фактори трудового процесу визначаються відповідно до Гігієнічної класифікації праці [16]. Робота оперативно-ремонтного персоналу, що

обслуговує електрообладнання системи електропостачання та займається встановленням обладнання дахової сонячної електростанції, потребує великих фізичних зусиль за важкістю та напруженістю праці.

1. Клас умов праці за показниками важкості праці – допустимий (середньої важкості): загальні енергозатрати організму (кг/м) – до 290; зовнішнє фізичне динамічне навантаження, виражене в одиницях механічної роботи за зміну, кг/(Вт): при регіональному навантаженні (для чоловіків) – 13000; при загальному навантаженні (за участю м'язів рук, тулуба, ніг) – до 44000; маса вантажу, що постійно підіймається та переміщується вручну, кг – до 30 кг; стереотипні робочі рухи: при локальному навантаженні (участь м'язів кистей та пальців рук) – до 40000; при регіональному навантаженні (участь рук та плечового суглоба) – до 20000; статичне навантаження (кг/с): двома руками (чоловіки) – до 70000; за участю м'язів тулуба та ніг – до 100 000; робоча поза: періодичне перебування в незручній позі (робота з поворотом тулуба, незручним розташуванням кінцівок) та/або фіксованій позі (неможливість зміни взаєморозташування різних частин тіла відносно одна одної) до 25% часу зміни; перебування у вимушеній позі до 10%, в позі «стоячи» – до 60% часу зміни; нахил тулуба: вимушені нахили протягом зміни – 51-100 разів; переміщення у просторі (переходи через виконання технологічного процесу) – по горизонталі більше 8, вертикалі – 4 км.

2. Класи умов праці за показниками напруженості праці:

Інтелектуальні навантаження: зміст роботи - рішення складних завдань з вибором за алгоритмом; сприймання інформації та їх оцінка – сприймання інформації з наступною корекцією дій та операцій; розподіл функцій за ступенем складності завдання – обробка, контроль, перевірка завдання; характер виконуваної роботи – робота за встановленим графіком з можливим його коригуванням під час діяльності. Сенсорні навантаження: зосередження (%за зміну) - більше 75; щільність сигналів (звукові за 1 год) - більше 300; навантаження на голосовий апарат (протягом тижня) – від 20 до 25.

Емоційне навантаження: ступінь відповідальності за результат своєї діяльності - є відповідальним за функціональну якість основної роботи; ступінь ризику для власного життя – вірогідний; ступінь відповідальності за безпеку інших осіб – є відповідальним за безпеку інших.

Режим праці: тривалість робочого дня – 8 год; змінність роботи – однозмінна (без нічної зміни).

5.3 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи конденсаційної електростанції потужністю 2800 МВт в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій

Розроблена конденсаційна електростанція може отримати впливи від надзвичайних ситуацій техногенного, природного, військового походження, яких в країні виникає тисячі. Вони наносять непоправну шкоду на об'єкти енергетичного господарства. Серед НС можна виділити найбільш небезпечні: наявність у довкіллі шкідливих речовин понад ГДК, аварії зі загрозою викиду ХНР і біологічних небезпечних засобів, радіоактивне забруднення, вплив ЕМІ.

Головну небезпеку для конденсаційної електростанції становить землетрус, буревій, ударна хвиля, вторинні вражаючі фактори і радіоактивне зараження місцевості. Проте іноді доводиться враховувати і вплив проникаючої радіації та електромагнітного імпульсу.

На проєктованій конденсаційній електростанції з генераторами в технологічному процесі використовуються елементи, до складу яких входять: метали, напівпровідники, діоди, резистори та ін. Серед цих матеріалів найбільш чутливі до радіації метали, бо їм властива велика концентрація вільних носіїв.

Приймачами ЕМІ являються предмети, які проводять електричний струм: лінії електропередач, управління, конденсаторні батареї, кабельні лінії, системи релейного захисту. Апаратура, яка не оснащена спеціальним захистом може бути пошкоджена внаслідок ЕМІ. Внаслідок переміщення

вільних зарядів може виникнути імпульс який може призвести до хибного спрацювання пристроїв. Також наслідком такого опромінення є підвищення провідності матеріалів, збільшення протікання струму і зменшення опору, в газорозрядних приладах зменшується напруга запалення. Таким чином блоки конденсаційної електростанції можуть раптово втратити працездатність при певних рівнях радіації. Визначимо два фактори найнебезпечніших.

Отже існує актуальна проблема розрахунку і підвищення стійкості електричних станції. Для цього на об'єкті завчасно на основі розрахунків планують і проводять відповідні організаційні й інженерно-технічні заходи.

5.3.1 Дослідження стійкості роботи конденсаційної електростанції потужністю 2800 МВт в умовах дії іонізуючих випромінювань

Визначаємо експозиційні дози, при яких в елементах РЗА можуть виникнути незворотні зміни. Дані заносимо в таблицю 5.6.

Таблиця 5.6 – Експозиційні дози конденсаційної електростанції потужністю 2800 МВт

№	Підсистеми конденсаційної електростанції потужністю 2320 МВт	Елементи конденсаційної електростанції потужністю 2320 МВт	$D_{гр, i}$, (Р)	$D_{гр, Р}$
1	Блок управління і автоматизації	Контролер SP 3,5 DC	10^6	10^3
		Діод Д151-50	10^4	
		Діод D0805-0.05 56	10^6	
		Перетворювач струму MC44603P	10^5	
		Нормативний перетворювач швидкості NSP1207	10^5	
2	Система керування, РЗ та збудження	Магнітний пускач КМИ-57012	10^5	
		Тумблер ASW-13-102	10^2	
		Транзистори Т143-2	10^4	
		Конденсатор К73-16-8,2 мкФ 250В	10^7	
3	Мікропроцесорна система	Мікросхема ПІ регулятор струму К140УД7	10^4	
		Блок РЗ SPAC 800	10^5	
		Тахогенератор AGMS VibrosystM	10^4	

Час роботи до відмови різних систем: система живлення – 6 років (52560 год), система керування – 5 років (43800 год), мікропроцесорна система – 4 роки (35040 год).

Визначаємо можливу дозу опромінення:

$$D_M = \frac{2 \cdot P_1 \cdot (\sqrt{t_K} - \sqrt{t_{\Pi}})}{K_{\text{посл}}}; \quad (5.1)$$

де $K_{\text{посл}}$ - коефіцієнт послаблення, 1;

t_{Π} - час початку опромінення, 1 год;

t_K - максимальна тривалість роботи;

Для системи живлення:

$$D_M = \frac{2 \cdot 4,5 \cdot (\sqrt{52560} - \sqrt{1})}{1} = 2062,337 \text{ (P)}.$$

Для системи керування:

$$D_M = \frac{2 \cdot 4,5 \cdot (\sqrt{43800} - \sqrt{1})}{1} = 1882,56 \text{ (P)}.$$

Для мікропроцесорної системи:

$$D_M = \frac{2 \cdot 4,5 \cdot (\sqrt{35040} - \sqrt{1})}{1} = 1683,708 \text{ (P)}.$$

Визначаємо допустимий час роботи обладнання:

$$t_{\text{доп}} = \left(\frac{D_{\text{Гр}} \cdot K_{\text{посл}} + 2 \cdot P_1 \cdot \sqrt{t_{\Pi}}}{2 \cdot P_1} \right)^2; \quad (5.2)$$

$$t_{\text{доп}} = \left(\frac{10^2 \cdot 1 + 2 \cdot 4,5 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 4,5} \right)^2 = 146,679 \text{ (год)}.$$

По мінімальному значенні $D_{\text{гр}}$, визначаємо межу стійкості роботи конденсаційної електростанції в цілому по системі електропостачання: $D_{\text{гр}} = 10^3 P$.

$$D_{\text{гр}} = 10^3 (P) < D_{\text{м}} = 2062,337 (P).$$

5.3.2 Дослідження стійкості конденсаційної електростанції потужністю 2800 МВт в умовах дії ЕМІ

При оцінці впливу ЕМІ на струмопровідні елементи необхідно врахувати те, що ЕМІ мають горизонтальну та вертикальну складові напруженості електричного поля і тому повинні визначатися значеннями напруги на вертикальних та горизонтальних ділянках лінії. Для оцінки безпеки роботи в умовах дії електромагнітного імпульсу, необхідно визначити значення вертикальної складової напруженості електромагнітного поля, при коефіцієнті безпеки рівному $K_B = 40$ дБ.

На конденсаційній електростанції розподіляються на різні блоки:

1. Система живлення: $l_b = 4,1$ м, $l_r = 4,2$ м.
2. Система керування: $l_b = 4,35$ м, $l_r = 3,5$ м.
3. Мікропроцесорна система: $l_b = 3,5$ м, $l_r = 4,35$ м.

Напругу наводки вертикальної струмопровідної частини визначаємо з формули:

$$K_{\text{б(в,г)}} = 20 \lg \frac{U_{\text{доп}}}{U_{\text{(в,г)}}} \geq 40 \text{ [дБ]}. \quad (5.3)$$

Після всіх математичних перетворень, отримуємо наступні значення:

$$E_B = 12,79 (\text{кВ} / \text{м});$$

$$U_\Gamma = E_B \cdot l_\Gamma; \quad (5.4)$$

$$U_B = E_\Gamma \cdot l_B. \quad (5.6)$$

Визначаємо горизонтальну складову напруженості:

$$E_\Gamma = E_B \cdot 10^{-3} = 12,79 (\text{В} / \text{м}).$$

Визначаємо U_Γ та U_B :

Для системи живлення:

$$U_\mathcal{L} = 12,79 \cdot 4,2 = 51,45 (B);$$

$$U_\mathcal{B} = 12,79 \cdot 4,1 = 52,44 (B).$$

Для системи керування:

$$U'_\mathcal{L} = 12,79 \cdot 3,5 = 44,765 (B);$$

$$U'_\mathcal{B} = 12,79 \cdot 4,35 = 55,63 (B).$$

Для мікропроцесорної системи:

$$U''_\mathcal{L} = 12,79 \cdot 5,36 = 68,6 (B);$$

$$U''_\mathcal{B} = 12,79 \cdot 6,5 = 83,13 (B).$$

Визначаємо допустимі коливання напруги живлення:

При $U_{дон} = 12(B)$:

$$U_{дон3} = U_{жс} + \frac{U_{жс}}{100} \cdot N = 12 + \frac{12}{100} \cdot 5 = 12,6 (B).$$

Визначаємо коефіцієнт безпеки:

Для системи живлення:

$$K_{\delta, \varepsilon} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{51,45} = -12,22 \text{ (дБ)};$$

$$K_{\delta, \varepsilon} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{0,05} = 48,028 \text{ (дБ)}.$$

Для системи керування:

$$K'_{\delta, \varepsilon} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{42,875} = -10,637 \text{ (дБ)};$$

$$K'_{\delta, \varepsilon} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{0,053} = 47,522 \text{ (дБ)}.$$

Для мікропроцесорної системи:

$$K''_{\delta, \varepsilon} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{68,6} = -14,719 \text{ (дБ)};$$

$$K''_{\delta, \varepsilon} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{0,079} = 44,055 \text{ (дБ)}.$$

Результати розрахунків заносимо в таблицю 5.7.

Таблиця 5.7 – Результати розрахунків $\hat{E}_{\delta}$ елементів системи

№	Елемент системи	$I_{\text{в}}$ (м)	$I_{\text{г}}$ (м)	$U_{\text{в}}$ (В)	$U_{\text{г}}$ (В)	$K_{\delta}^{\text{в}}$ (дБ)	$K_{\delta}^{\text{г}}$ (дБ)	Результат дії
1	Система живлення	4,1	4,2	0,05	51,45	48,028	-12,22	не стійкий
2	Система керування	4,35	3,5	0,053	42,875	47,522	-10,637	не стійкий
2	Мікропроцесорна система	6,5	5,6	0,079	68,6	44,055	-14,719	не стійкий

Всі елементи схеми РЕА нестійкі оскільки $K_{б.г} < 40$ дБ, тому необхідно провести екранування.

5.3.3 Розробка заходів з підвищення стійкості роботи конденсаційної електростанції потужністю 2800 МВт у надзвичайних ситуаціях

Для забезпечення якомога швидшого відновлення виробництва на випадок виходу з ладу основних джерел енергоживлення повин бути створений резерв джерел енерго- і водопостачання (пересувні електростанції і насосні агрегати з автономними двигунами).

Оскільки $D_{гр} = 10^3(P) < D_M = 2062,337 P$, то для забезпечення стійкості роботи $K_{посл}$ потрібно збільшити в 3 разів або змінити місце розташування апаратури.

Для забезпечення надійного управління діяльністю станції у надзвичайних ситуаціях мирного і воєнного часу в одному із сховищ обладнується пункт управління. Диспетчерські пункти і радіовузли розміщують по можливості у найміцніших спорудах і підвальних приміщеннях. Повітряні лінії зв'язку до найважливіших виробничих ділянок переводять на підземно-кабельні. Стійкість систем керування можна підвищити прокладанням енергопостачальних фідерів на автоматичну телефонну станцію, підготовкою пересувних електростанцій для заряджання акумуляторів AGM, що в поєднанні з інвертором забезпечить живлення радіовузла при відключенні основних джерел електропостачання. При розширенні мережі підземних кабельних ліній необхідно прокласти дводотові, захищені екранами від впливу ЕМІ.

Для цього проведемо розрахунок товщини стінки екрану, для цього визначаємо перехідне затухання в екрані. Вибираємо сталевий екран $K_e = 5,2$.

Система живлення:

$$t = \frac{A_e}{K_e \cdot \sqrt{f}}, [\text{см}]; \quad (5.7)$$

$$t_1 = \frac{40 - (-12,22)}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,082(\text{см}).$$

Система керування:

$$t_2 = \frac{40 - (-10,637)}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,08(\text{см}).$$

Мікропроцесорна система:

$$t_3 = \frac{40 - (-14,719)}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,086(\text{см}).$$

Таким чином при екрануванні системи живлення з використанням екрану товщиною 0,082 см з сталі, система керування буде стійкою в умовах дії ЕМІ. При екрануванні схем релейного захисту використанням екрану товщиною 0,08 см з сталі, схеми постійного струму будуть стійкими в умовах ЕМІ. Для схем постійного струму потрібен екран товщиною 0,086 см.

ВИСНОВКИ

В даній магістерській кваліфікаційній роботі було виконано проектування КЕС встановленою потужністю 2800 МВт. А також, було проаналізовано та досліджено засоби релейного захисту та автоматики на КЕС. В роботі було проведено техніко-економічне обґрунтування проектованої КЕС. В електротехнічній частині здійснено розрахунок графіків навантаження електростанції та обчислено основні показники її роботи. Для проектованої станції було вибрано основне обладнання. Структурну схему станції було обрано на основі техніко-економічного порівняння двох варіантів схем. Видача електроенергії в систему здійснюється при напрузі 500 кВ через чотири повітряні лінії. Також, було обрано схему власних потреб КЕС та

проведено розрахунок струмів короткого замикання для вибору комутаційного обладнання. Крім того, у роботі проведено вибір струмоведучих частин, контрольно-вимірювальної апаратури, розрядників, високочастотних загороджувачів та акумуляторної батареї. Також виконано розрахунок блискавкозахисту та заземлювального пристрою для ВРУ 500 кВ.

В третьому розділі роботи було розглянуто та проаналізовано засоби релейного захисту та автоматики на КЕС. Також, було виконано вибір захисної автоматики, пристроїв телемеханіки, сигналізації на станції. Крім того, виконано розрахунок параметрів уставок захистів для одного з блоків проекрованої КЕС, а саме блоку потужністю 200 МВт.

В четвертому розділі роботи було виконано розрахунок основних техніко-економічних показників КЕС. Було визначено, що собівартість електричної енергії КЕС становить 353,18 коп/кВт·год. У п'ятому розділі роботи проаналізовано умови праці оперативно-ремонтного персоналу під час обслуговування розподільних установок. Також було досліджено функціонування електричної частини КЕС в умовах дії іонізуючого випромінювання та електромагнітних імпульсів, а також запропоновано заходи для підвищення стійкості роботи електричної частини КЕС у надзвичайних ситуаціях.

1 СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Звіти робочої групи «Оцінка енергетичного сектору України та оцінка шкоди – VI (станом на 26 лютого 2023 р.)», 2023 р., https://www.energycharter.org/fileadmin/DocumentsMedia/Occasional/2023_02_26_UA_sectoral_evaluation_and_damage_assessment_Version_VI.pdf.

2. Кубай О. О., Гульман А. О., Остра Н. В. АНАЛІЗ БУДОВИ ТА УМОВ ЗАСТОСУВАННЯ ПОВІТРЯНИХ ВИМИКАЧІВ / Міжнародна науково-практична інтернет-конференція студентів, аспірантів та молодих науковців «Молодь в науці: дослідження, проблеми, перспективи (МН-2024)» Вінниця 2024. [Електронний ресурс]

<https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/mn/mn2024/paper/view/21790>.

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

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

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

6. Лагутін В. М. Власні потреби електричних станцій: навчальний посібник / В. М. Лагутін, В. В. Тептя, С. Я. Вишневський. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 102 с.

7. Лагутін В. М. Експлуатація електричних станцій. Ч. І. Технічне обслуговування електричних машин та трансформаторів : навчальний посібник

/ В. М. Лагутін, О. Б. Бурикін, В. В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2013. – 93 с.

8. Лагутін В. М. Експлуатація електричних станцій. Ч. ІІ. Ремонт електричних машин та трансформаторів. Навчальний посібник / В. М. Лагутін, О. Б. Бурикін, В. В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2015. – 115 с.

9. Лагутін В.М. Випробування електричних машин і трансформаторів в електроенергетичних системах / В. М. Лагутін, В. Ц. Зелінський, О. Б. Бурикін. Навчальний посібник. - Вінниця: ВНТУ, 2008. – 114 с.

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

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

12. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів:

НПАОП 40.1-1.21-98: Затв. 09.01.1998 № 4 /Держ. Комітет України по нагляду за охоророю праці. – Київ, 2008. – 150 с.

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

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

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

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

17. ДСТУ-НБА 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->.

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

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

20. НПАОП 40.1-1.32-01 (ДНАОП 0.00-1.32-01) Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0272203-01#Text>.

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

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

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

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

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

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

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

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

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ

ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ
ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Електрична частина конденсаційної електричної станції потужністю 2800 МВт ($2 \times 200 + 3 \times 800$) з аналізом засобів релейного захисту та автоматики.

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(БДР, МКР)

Підрозділ кафедра електричних станій та систем, факультет електроенергетики та електромеханіки

(кафедра, факультет)

Показники звіту подібності Unicheck

Оригінальність _____ Схожість _____

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

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

Особа, відповідальна за перевірку _____
(підпис)

Вишневський С.Я.
(прізвище, ініціали)

Ознайомлені з повним звітом подібності, який був згенерований системою Unicheck щодо роботи.

Автор роботи _____
(підпис)

Гульман А.О.
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи _____
(підпис)

Остра Н.В.
(прізвище, ініціали)

ДОДАТОК Б
Технічне завдання МКР

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

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Комар В. О.

(підпис)
"_____" "_____" 2024 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА КОНДЕНСАЦІЙНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ
СТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ 2800 МВт (2×200+3×800)
З АНАЛІЗОМ ЗАСОБІВ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ТА АВТОМАТИКИ
08-21.МКР.005.00.004ТЗ

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

_____ Остра Н.В.

Магістр групи ЕС-22мз

_____ Гульман А.О.

Вінниця 2024 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

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

б) наказ № 81 від 11 березня 2024 року про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – проектування електричної частини конденсаційної електричної станції потужністю 2800 МВт ($2 \times 200 + 3 \times 800$) з аналізом засобів релейного захисту та автоматики;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

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

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

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

4. Вимоги до виконання МКР

Передбачається спорудження конденсаційної електричної станції у центральному регіоні України.

Технічне завдання: проектування електричної частини конденсаційної електричної станції потужністю 2800 МВт ($2 \times 200 + 3 \times 800$) з двома турбоагрегатами одиничною потужністю 200 МВт та трьома турбоагрегатами одиничною потужністю 800 МВт. В систему, приєднання до якої знаходиться на відстані 530 км, потужність віддається по ЛЕП 500 кВ.

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

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

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

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

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

5. Економічні показники

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

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Примітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	17.01.24	20.01.24	
2	Техніко-економічне обґрунтування проєктування КЕС	21.01.24	01.03.24	
3	Електротехнічна частина	02.03.24	22.03.24	
4	Аналіз засобів релейного захисту та автоматики	23.03.24	15.04.24	
5	Економічна частина	16.04.24	01.05.24	
6	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	02.05.24	12.05.24	
7	Оформлення пояснювальної записки	13.05.24	21.05.24	
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	22.05.24	24.05.24	
	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	25.05.24	05.06.24	
	Рецензування МКР	06.06.24	07.06.24	
	Захист МКР	За графіком		

7. Матеріали, що подаються до захисту МКР

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

8. Порядок контролю виконання та захисту МКР

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

9. Вимоги до оформлення МКР

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

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

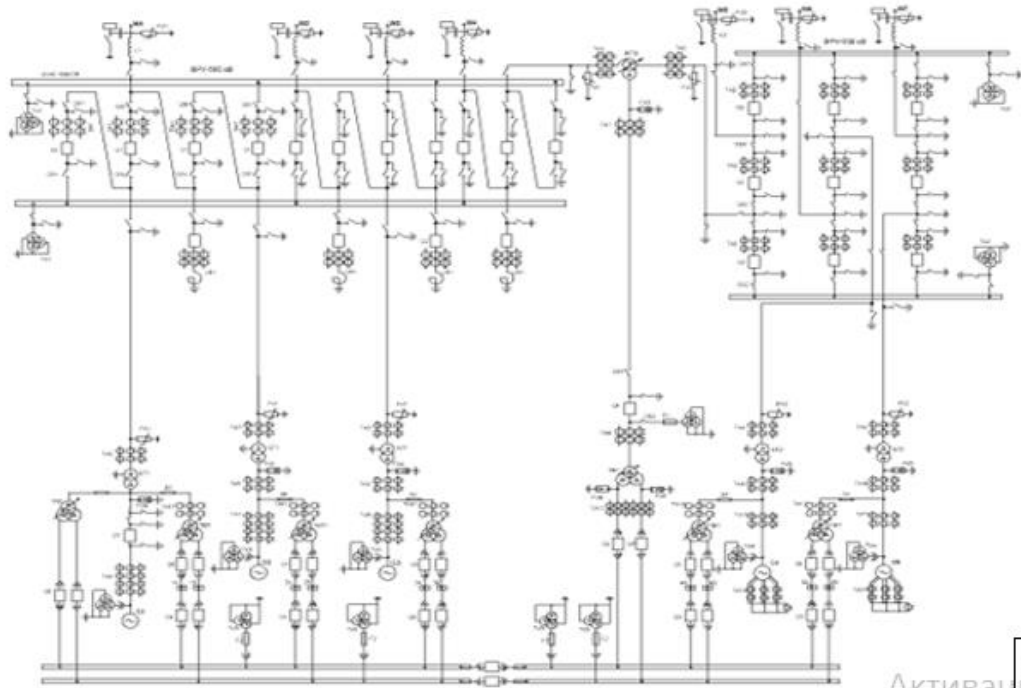
Відсутні.

ДОДАТОК В

ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА

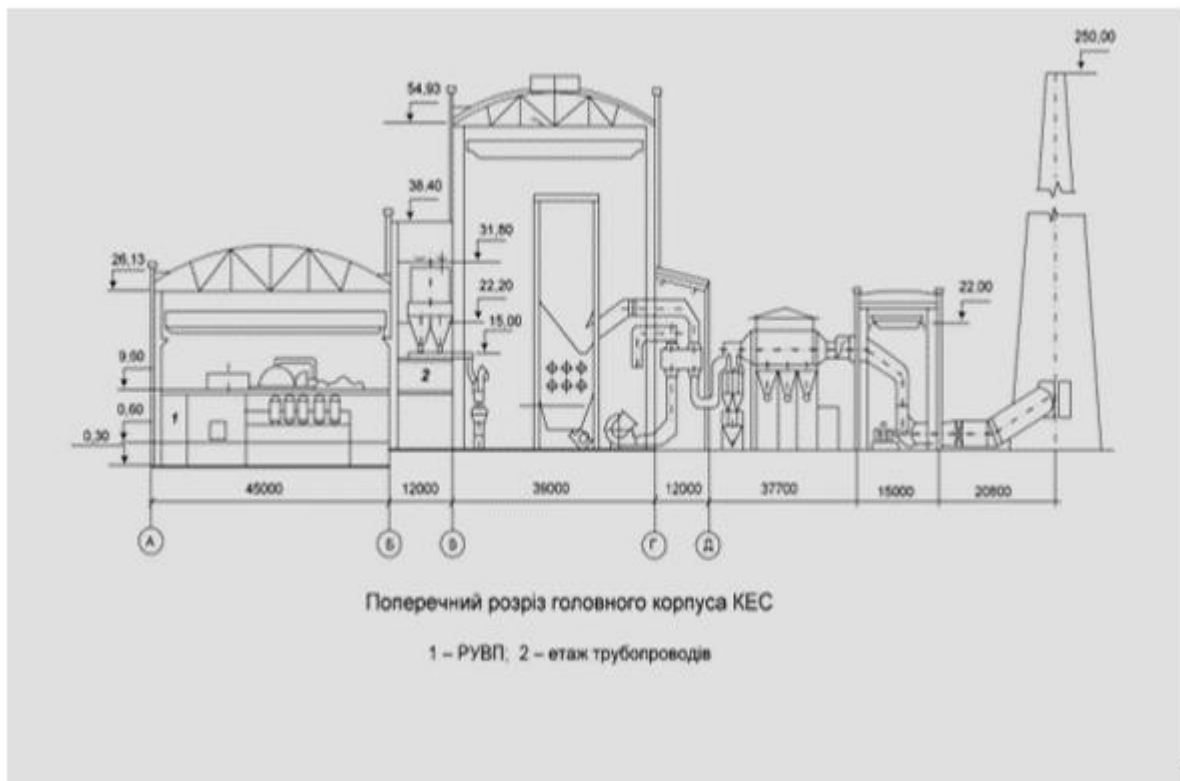
**ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА КОНДЕНСАЦІЙНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ
СТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ 2800 МВТ (2×200+3×800)
З АНАЛІЗОМ ЗАСОБІВ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ТА АВТОМАТИКИ**

Схема електричних з'єднань головна



Активізація

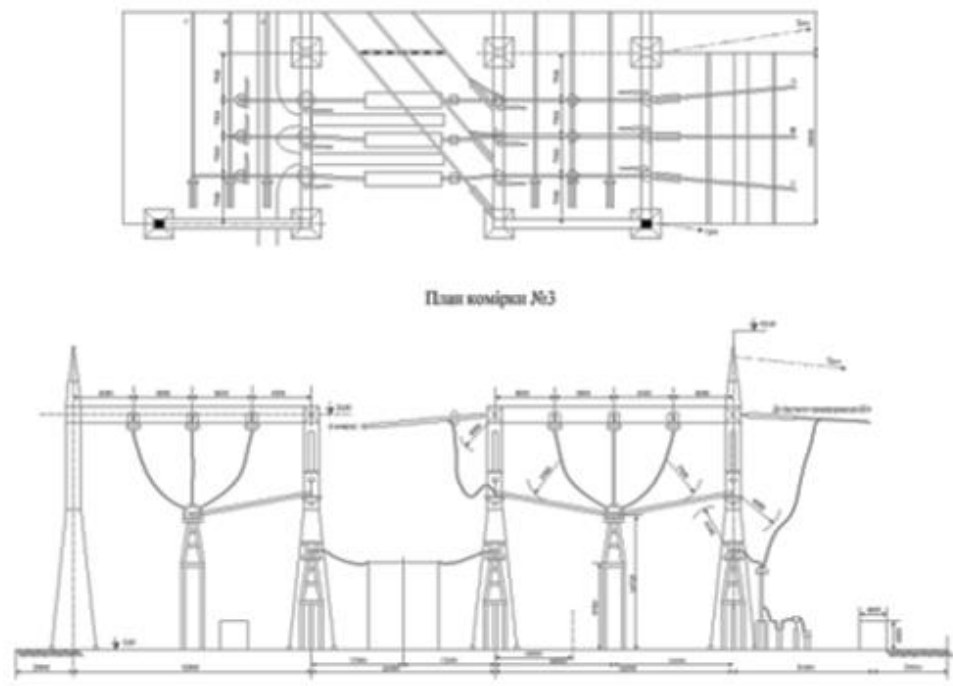
Розріз головного корпусу конденсаційної електростанції



2

Активізація

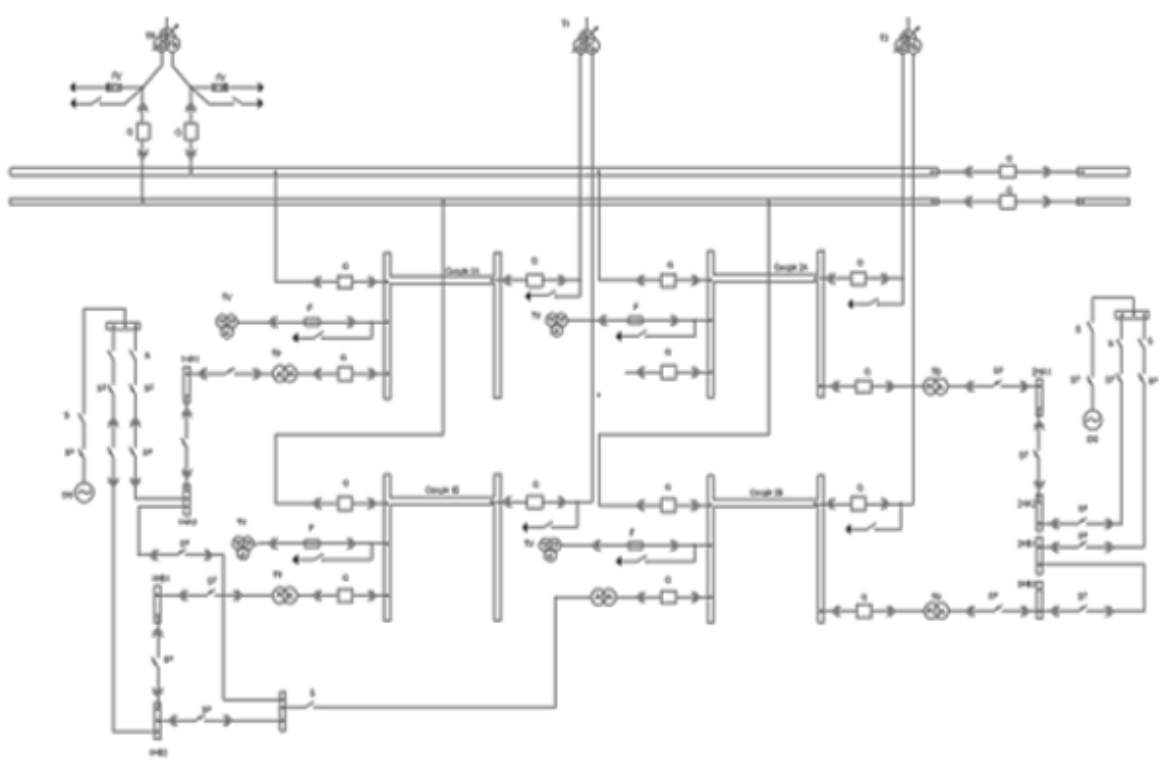
План та поперечний розріз ВРУ-500 кВ



Розріз комірки №4

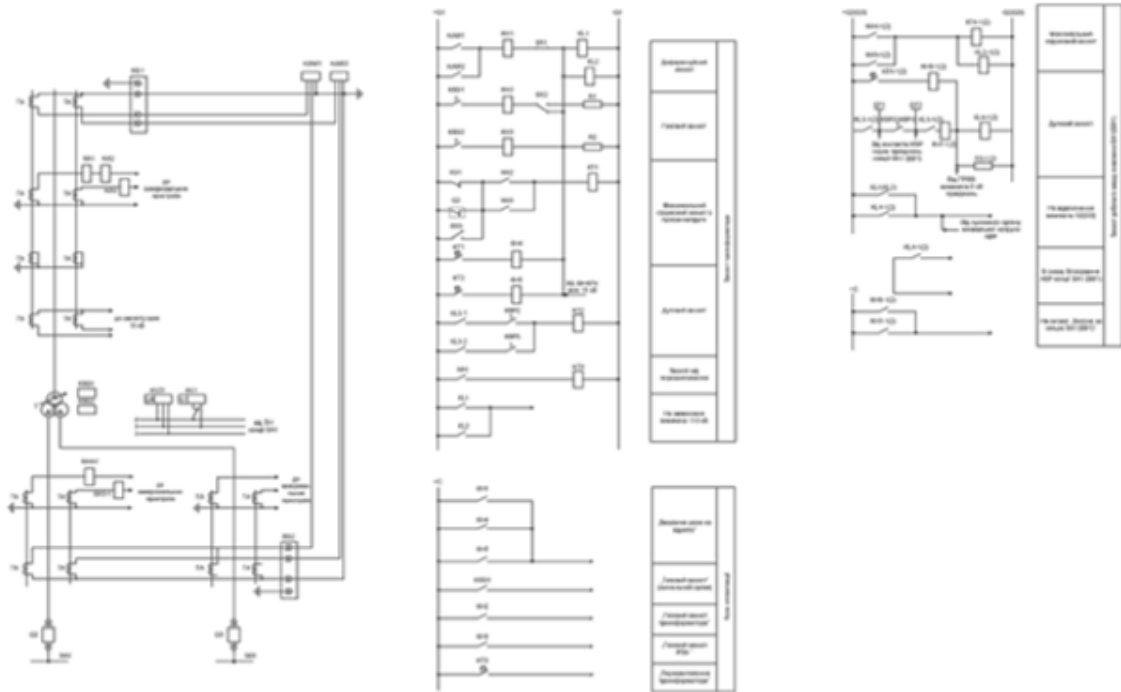
3

Схема власних потреб



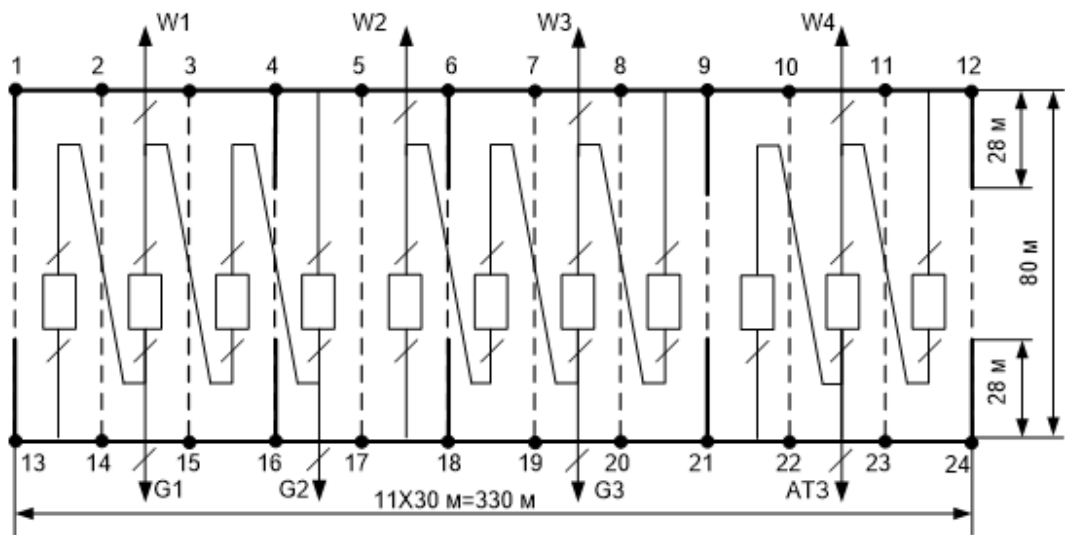
4

Схема релейного захисту трансформатора



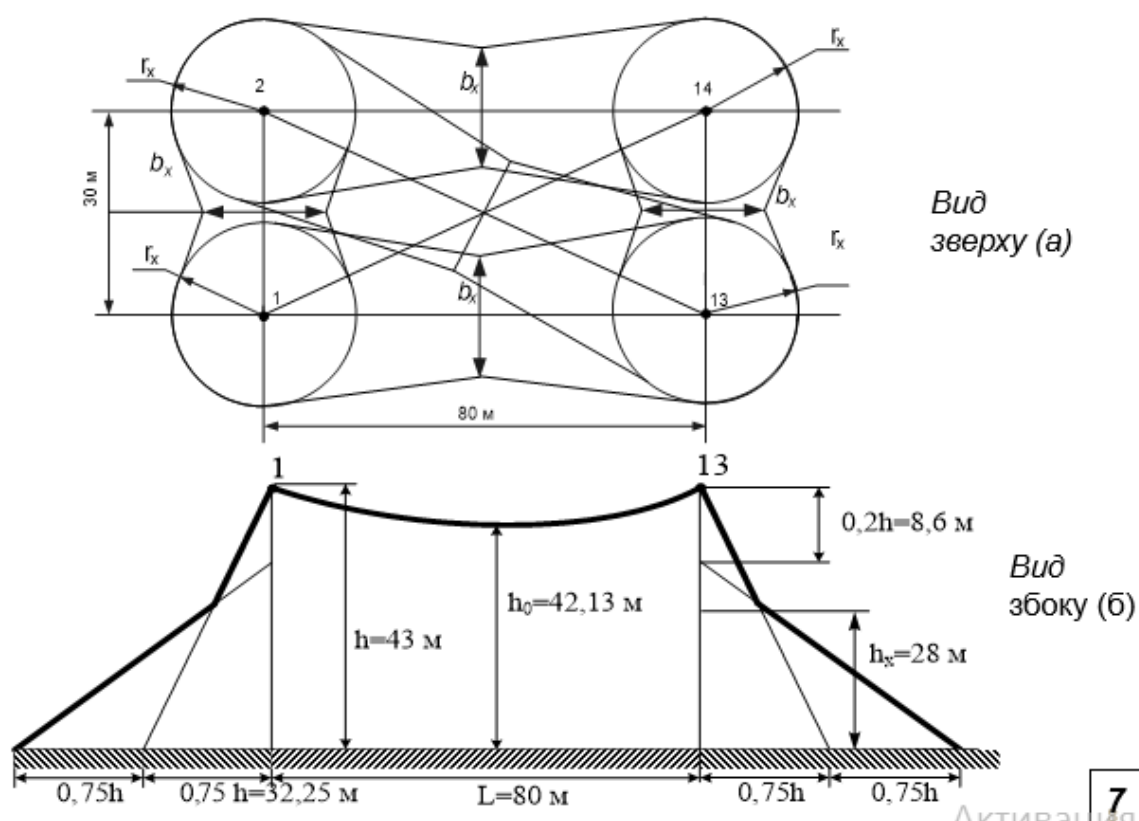
5

Схема розташування блискавковідводів на ВРУ-500 кВ



6

Вид на зону блискавковідводів



План заземлювального пристрою ВРУ-500 кВ

