

MR-5762

621.311.1
Е 50

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

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
на тему:

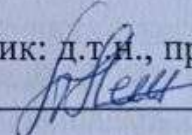
«Електрична частина теплоелектроцентралі потужністю 495 МВт з
розрахунком захисту розподільної установки»

Виконав: студент 2-го курсу, групи ЕС-22мз
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні станції»

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

 Карасьова А. В.
(прізвище та ініціали)

Керівник: д.т.н., проф., професор каф. ЕСС

 Лежнюк П. Д.
(прізвище та ініціали)

« 07 » 06 2024 р.

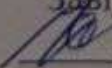
Опонент: доц. каф. ЕССЕМ

доцент. Зурміка М. В.
(прізвище та ініціали)

« 07 » 06 2024 р.

Допущено до захисту

Забідувач кафедри ЕСС

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

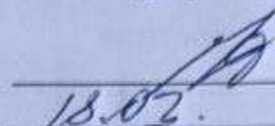
« 07 » 06 2024 р.

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.



2024 року

З А В Д А Н Н Я

НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Карасьовій Анастасії Василівні

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. «Електрична частина теплоелектроцентралі потужністю 495 МВт з розрахунком захисту розподільної установки»
керівник роботи д.т.н., професор, професор каф. ЕСС Лежнюк П. Д.
затверджена наказом вищого навчального закладу від 11.03.2024 року № 81
2. Строк подання студентом роботи червня 2024 року
3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: відстань до енергосистеми 76 км; вид промисловості району – хімія; паливо – вугілля; максимальне навантаження району 280 МВт; напруга мережі району 10 кВ; максимальна потужність, що віддається в систему 95 МВт; номінальна потужність системи 20040 МВА; номінальний опір системи 0,11 в.о.; номінальна напруга системи 110 кВ; тип турбін ПТ-135/165-130.
4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Техніко-економічне обґрунтування проектування ТЕЦ. 2. Електротехнічна частина. 3. Захист розподільної установки 110 кВ. 4. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. 5. Економічна частина. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.
5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Варіанти схем ТЕЦ. 2. Генеральний план ТЕЦ. 3. Головна схема електричних з'єднань ТЕЦ. 4. Поперечний розріз комірки ВРУ-110 кВ. 5. Установка постійного струму. 6. Розрахунок блискавкозахисту ВРУ-110 кВ. 7. Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ.

6. Консультанти розділів роботи

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

7. Дата видачі завдання 16 січня 2024 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання ета- пів роботи		Пр мі
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	17.01.24	20.01.24	ви
2	Обґрунтування проектування ТЕЦ	21.01.24	31.01.24	ви
3	Електротехнічна частина	01.02.24	01.03.24	ви
4	Захист відкритої розподільної установки 110 кВ	02.03.24	22.03.24	ви
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	23.03.24	15.04.24	ви
6	Економічна частина	16.04.24	01.05.24	ви
7	Оформлення пояснювальної записки	02.05.24	12.05.24	ви
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	13.05.24	21.05.24	ви
9	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	22.05.24	24.05.24	ви
10	Рецензування МКР	25.05.24	01.06.24	ви
11	Захист МКР	За графі- ком		

Студент

Керівник роботи

(підпис)

(підпис)

А. В. Карасьова

П. Д. Лежнюк

АНОТАЦІЯ

УДК 621.311.1

Карасьова Анастасія Василівна «Електрична частина теплоелектроцентралі потужністю 495 МВт з розрахунком захисту розподільної установки». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця : ВНТУ. 2024. 99 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 43 назв; рис.: 13; табл. 34.

В магістерській кваліфікаційній роботі спроектована електрична частина теплоелектроцентралі потужністю 495 МВт. В електротехнічній частині розраховано графіки електричних навантажень станції, обрано основне обладнання, спроектована структурна схема станції, схема відкритої розподільної установки 110 кВ і схема власних потреб 6 кВ. Розраховано струми коротких замикань та обрані комутаційні апарати, струмоведучі частини, вимірювальні трансформатори, засоби обмеження перенапруг, акумуляторна батарея. Виконано розрахунок блискавкозахисту та заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ. Розраховано захист відкритої розподільної установки 110 кВ. Проведено аналіз небезпечних і шкідливих виробничих факторів та запропоновано заходи безпеки життєдіяльності персоналу в надзвичайних ситуаціях на електростанції.

Ключові слова: теплоелектроцентраль, генератор, трансформатор, відкрита розподільна установка, заземлювальний пристрій, блискавкозахист, режим роботи

ABSTRACT

Karasyova Anastasia V. "The electrical part of the thermal power plant with a capacity of 495 MW with the calculation of the protection of the switchgear". Master's qualification work on specialty 141 - Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics. Vinnytsia: VNTU. 2024. 99 p.

In Ukrainian language. Bibliography: 43 titles; Fig.: 13; table 34.

In the master's qualification work, the electrical part of the thermal power plant with a capacity of 495 MW was designed. In the electrical engineering part, the electrical load schedules of the station were calculated, the main equipment was selected, the structural diagram of the station was designed, the diagram of the open switchgear (OS) of 110 kV and the diagram of own needs of 6 kV. Short-circuit currents were calculated and switching devices, current-carrying parts, measuring transformers, means of limiting overvoltages, and a battery were selected. Calculation of lightning protection and grounding device OS -110 kV has been performed. The protection of the 110 kV open switchgear is calculated. An analysis of dangerous and harmful production factors was carried out and safety measures for the life of personnel in emergency situations at the power plant were proposed.

Keywords: thermal power plant, generator, transformer, open switchgear, grounding device, lightning protection, mode of operation

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ	4
ВСТУП.....	5
1 ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУВАННЯ ТЕЦ ПОТУЖНІСТЮ	
495 МВт.....	9
2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА	11
2.1 Розрахунок графіків електричних навантажень станції	11
2.2 Вибір основного обладнання ТЕЦ.....	15
2.3 Вибір структурної схеми станції	17
2.4 Вибір схеми ВРУ-110 кВ.....	19
2.5 Вибір схеми власних потреб ТЕЦ	28
2.6 Розрахунок струмів короткого замикання.....	29
2.7 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадрати- чного струму	38
2.8 Вибір комутаційної апаратури.....	40
2.9 Вибір струмоведучих частин	42
2.10 Вибір вимірювальних трансформаторів	47
2.11 Вибір акумуляторної батареї	51
3 ЗАХИСТ ВІДКРИТОЇ РОЗПОДІЛЬНОЇ УСТАНОВКИ 110 кВ	55
3.1 Загальні питання захисту розподільних установок	55
3.2 Розрахунок грозозахисту ВРУ-110 кВ	57
3.3 Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ	60
3.4 Вибір засобів обмеження перенапруг та високочастотних загоро- джувачів	64
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	65
4.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації обладнання.....	66
4.1.1 Вимоги до організації робочих місць оперативно-ремонтного пе- рсоналу, який здійснює обслуговування електрообладнання РУ ТЕЦ .	66
4.1.2 Електробезпека.....	69

4.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії	71
4.2.1 Мікроклімат	71
4.2.2 Склад повітря робочої зони	72
4.2.3 Виробниче освітлення	72
4.2.4 Виробничий шум.....	73
4.2.5 Фактори умов праці	74
4.3 Безпека в надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи електричної частини ТЕЦ потужністю 495 МВт в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій.....	76
4.3.1 Дослідження стійкості роботи електричної частини теплоелектроцентралі потужністю 495 МВт в умовах дії іонізуючих випромінювань	77
4.3.2 Дослідження стійкості роботи електричної частини теплоелектроцентралі потужністю 495 МВт в умовах дії електромагнітного імпульсу	78
5 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА.....	83
5.1 Визначення кошторисної вартості проекрованої ТЕЦ.....	83
5.2 Розрахунок собівартості електроенергії на станції	84
5.2.1 Амортизація основних фондів	85
5.2.2 Розрахунок фонду заробітної плати	86
5.2.3 Розрахунок витрат на виробництво електроенергії на ТЕЦ.....	88
5.2.4 Розрахунок інших витрат	91
5.2.5 Визначення собівартості відпущеної електроенергії	91
5.3 Аналіз отриманих результатів.....	92
ВИСНОВКИ	95
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	95
Додаток А Протокол перевірки кваліфікаційної роботи на наявність текстових запозичень	100
Додаток Б (обов'язковий) Технічне завдання МКР	101
Додаток В (обов'язковий). Ілюстративна частина.....	105

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АБ – акумуляторна батарея;
БТ – блочний трансформатор;
ВДЕ – відновлювані джерела енергії;
ВЗ – високочастотний загороджувач;
ВРУ – відкрита розподільна установка;
ВН – висока напруга;
ВП – власні потреби;
ЕРС – електрорушійна сила;
ЕС – електрична станція;
ЗП – заземлювальний пристрій;
КВЕТ – комбіноване виробництво електроенергії та теплоти;
КЗ – коротке замикання;
ЛЕП – лінія електропередачі;
НН – низька напруга;
ОЕС – об'єднана енергетична система;
ОПН – обмежувач перенапруг нелінійний;
РУ – розподільна установка;
СЕС – сонячні електричні станції;
ТЕС – теплова електрична станція;
ТЕЦ – теплова електроцентраль;
ТВП – трансформатор власних потреб;
ТГ – турбогенератор;
ТЕЦ – теплоелектрична централь;
ТН – трансформатор напруги;
ТС – трансформатор струму.

ВСТУП

Актуальність теми. Енергетична галузь в будь-якій країні займає одне з головних місць та відіграє ключову роль у постачанні електричною та тепловою енергією різних секторів економіки, населення та комунальних господарств. Основним критерієм її ефективності функціонування є здатність надійно забезпечувати заданий обсяг енергії протягом заданого періоду.

Об'єднана енергетична система (ОЕС) України відіграє важливу роль у цьому контексті. ОЕС об'єднує на сьогодні чотири регіональні диспетчерські центри і утворює єдиний комплекс для енергозабезпечення усіх регіонів, галузей економіки та населення [1-3].

Об'єднана енергосистема України має такі властивості:

- надійність та стійкість. Енергосистема розрахована на роботу в нормальних та можливих аварійних ситуаціях і при цьому забезпечує надійне енергопостачання;
- масштабність інфраструктури. Наразі в експлуатації енергосистеми перебуває понад один мільйон кілометрів ліній електропередачі напругою 330-750 кВ, що дозволяє досягати ефективного енерго- та електропостачання по всій території країни;
- взаємодія регіональних систем. Регіональні центри об'єднані між собою, і це дозволяє виконувати обмін електроенергією між різними регіонами. Це дозволяє забезпечити баланс потужності, компенсувати дефіцит або перевищення енергії в різних регіонах країни;
- розвиток відновлювальних джерел енергії. З розвитком та впровадженням низки нових проектів у сфері відновлюваної енергетики, таких як сонячна енергія, гідроенергетика та вітрова енергія, ОЕС сприяє сталому розвитку галузі;
- технологічний розвиток системи. Впровадження та використання сучасних технологій у сфері енергетики дозволяє підвищувати ефективність виробництва та здійснювати його оптимізацію [1-5].

Зазначена інфраструктура забезпечує енергетичну безпеку та задоволення потреби різних секторів економіки і є важливою для сталого розвитку енергетичного сектора України.

В результаті вторгнення росії на територію України було знищено дуже багато об'єктів теплової генерації. Тому країна на сьогодні має великий дефіцит генерування, в тому числі й теплової енергії [7, 9].

Протягом розвитку теплової енергетики в Україні, відбувалися важливі зміни в стратегії та структурі галузі.

Протягом декількох десятиліть минулого століття головним напрямком в енергетиці було будівництво потужних енергоблоків. Це сприяло підвищенню економічності та надійності експлуатації, забезпечуючи значний виробничий потенціал.

Проте побудова потужних електростанцій та збільшення кількості енергоблоків на ЕС до десяти-дванадцяти спричинило певні труднощі в управлінні та під час проведення ремонтів. Збільшення обсягів експлуатації може впливати на технічний стан обладнання та його ефективність.

Останнім часом до подій 2022 року спостерігався зсув у бік проектування та будівництва теплових електростанцій (ТЕЦ) меншої (малої та середньої) потужності. Це дозволяє «прив'язати» їх до окремих населених пунктів або виробничих комплексів. Для таких станцій характерним є їх розташування поблизу джерел місцевого дешевого палива.

Щодо економічних факторів: постійне зростання тарифів на паливно-енергетичні ресурси та їх транспортування, а також старіння основного технологічного обладнання електростанцій призводить до зростання собівартості виробництва електричної та теплової енергії. В цьому плані теплоелектроцентралі мають більші привілеї порівняно зі звичайними конденсаційними установками (на нашу думку).

Не слід забувати про необхідність ринкового регулювання. Щоб забезпечити позитивну рентабельність виробництва електроенергії, енергетичні

компанії та підприємства в умовах ринкової економіки змушені підвищувати тарифи на електричну та теплову енергію.

Ці тенденції вказують на потребу у гнучкості та ефективності у виробництві енергії, а також на перехід до більш інноваційного та сталого енергетичного майбутнього. Використання ТЕЦ та відновлювальних джерел енергії може стати важливим кроком в цьому напрямку.

Отже для України в умовах ринкової економіки будівництво електростанцій є особливо важливою справою. За своєю структурою ТЕЦ можуть бути двох видів. До першого виду можна віднести когенераційні установки в складі дизельного двигуна або газотурбінної установки, в яких скидне тепло використовується для підігріву води у мережі. До другого типу можна віднести класичні ТЕЦ в складі котельних агрегатів та теплофікаційних турбін невеликої потужності. Такі ТЕЦ можуть працювати або автономно, або в загальної електричної мережі. Завдяки використанню таких ТЕЦ може значно знизитись собівартість продукції підприємств, оскільки можна досягти зменшення складової витрат електричної енергії.

Таким чином, проектування електричної частини ТЕЦ потужністю 495 МВт залишається актуальною задачею.

Мета і задачі дослідження. Метою магістерської кваліфікаційної роботи є підвищення ефективності функціонування об'єднаної енергетичної системи України, а також підвищення рівня знань з проектування електричної частини теплових електроцентралей під час проектування електричної частини ТЕЦ потужністю 495 МВт та розрахунку захисту відкритої розподільної установки станції.

Відповідно до зазначеної мети в роботі розв'язуються такі **основні завдання:**

- обґрунтування проектування електричної частини теплоелектроцентралі потужністю 495 МВт;
- засвоєння математичних моделей та методів, що використовуються під час проектування теплових електростанцій;

- проектування головної схеми з'єднань ТЕЦ потужністю 495 МВт;
- вибір комутаційних апаратів, вимірювальних трансформаторів, струмоведучих частин, акумуляторної батареї;
- розрахунок грозозахисту та заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ, засобів обмеження перенапруг;
- розроблення організаційних і технічних рішень з охорони праці та заходів підвищення стійкості роботи електричної частини ТЕЦ в умовах надзвичайних ситуацій;
- визначення основних техніко-економічних показників теплоелектроцентралі потужністю 495 МВт.

Об'єктом дослідження магістерської кваліфікаційної роботи є електрична частина теплових електростанцій.

Предметом дослідження є методи й засоби проектування електростанцій.

Методи дослідження. Для аналізу та розв'язання поставлених задач використано методи математичного моделювання. Під час проектування головної схеми електричних з'єднань ТЕЦ використовуються елементи теорії надійності.

Особистий внесок здобувача. Усі результати, які складають основний зміст магістерської роботи, отримані автором самостійно.

Результати теоретичних досліджень, що викладені у [6], були отримані у Вінницькому національному технічному університеті.

Апробація результатів МКР. Основні положення роботи та її результати доповідалися й обговорювалися на міжнародній науково-практичній конференції ВНТУ «Молодь в науці: дослідження, проблеми, перспективи» (м. Вінниця, 2024) [6].

1 ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУВАННЯ ТЕЦ ПОТУЖНІСТЮ 495МВт

Теплова генерація та когенерація є важливими складовими енергетичного сектору України. З огляду на потребу в забезпеченні надійного енергопостачання та підвищення енергоефективності, ці технології відіграють важливу роль у розвитку енергетичної інфраструктури країни.

Комбіноване виробництво електроенергії та тепла (КВЕТ) є важливою стратегією, особливо для розвитку систем енергопостачання. Використання комбінованого виробництва на теплоелектроцентралях (ТЕЦ) сприяє оптимальному використанню енергоресурсів та підвищенню ефективності виробництва [7-10].

Проектування нових ТЕЦ на сьогодні залишається актуальною темою.

Внаслідок відсутності необхідних обсягів пікових та маневрених потужностей структура генерувальних потужностей потребує суттєвої зміни, оскільки електроенергетична система не в змозі забезпечити оптимальний графік навантаження, вимоги по частоті, рівнях напруги та ефективну роботу з енергосистемами інших країн.

Сучасний стан теплоелектроцентралей в Україні слід розглядати як критичний, оскільки їх обладнання давно відпрацювало ресурс, фізично та морально застаріло. Більше 65 % енергоблоків знаходяться за межею фізичного зносу, а в результаті останніх подій було зруйновано багато об'єктів теплової генерації [9].

Зростає кількість відмов електрообладнання, збільшуються експлуатаційні витрати та питомі витрати умовного палива. Крім того обладнання ТЕС часто працює на непроектному паливі, тому ускладнюється його експлуатація. Більше половини потужності, яка ще залишилась, вичерпала свій ресурс і має вивестись з експлуатації, тому що її використання знижує економічні показники галузі.

Також проблемним на сьогодні є технічний стан котелень. Більше 60% котелень у комунальній теплоенергетиці перевищили свій нормативний термін, і з них на 38% використовуються дещо застарілі та малоефективні котли із низьким коефіцієнтом корисної дії. Майже 40% теплових пунктів перебувають у стані аварії, що призводить до постійних перебоїв у гарячому водопостачанні та великих витрат паливно-енергетичних ресурсів [3, 4].

У нинішньому столітті робиться акцент на розвиток новітніх технологій, у тому числі й енергетичних, інформаційних та інтелектуальних; застосування нових матеріалів, дозволило зробити перехід до децентралізації великих енергетичних систем. Розробка жаростійких сталей, сучасної термоізоляції, теплопровідних матеріалів з пластику та інших інновацій сприяла цьому процесу [9, 10].

Розвивати паливно-енергетичний комплекс, забезпечувати суспільство енергетичними ресурсами – одне з найважливіших завдань будь-якої держави.

Все вищезазначене підтверджує актуальність і перспективність обраної теми магістерської кваліфікаційної роботи, а завдання МКР відповідають завданням розвитку електроенергетики в Україні в цілому. В даній роботі буде спроектовано електричну частину ТЕЦ потужністю 495 МВт, використання якої дозволить підвищити ефективність функціонування енергетичної галузі в сучасних умовах.

2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Розрахунок графіків електричних навантажень станції

Теплова централь буде працювати за графіками електричних та теплових навантажень. Режим роботи ТЕЦ задано графіками електричних навантажень місцевого району й системи. Потужність станції має забезпечувати виконання графіків навантажень з урахуванням втрат в електромережі, а також витрат на власні потреби станції [11].

Розраховуємо графіки навантажень і приймаємо постійні та змінні втрати у відносних одиницях:

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

Постійні втрати для району та системи визначаються за формулами:

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

Змінні втрати в будь-який час доби:

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

Потужність, яка видається до шин РУ різни напруг:

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

Сумарна потужність, що видається з шин станції:

$$P_{\text{вид.т}} = P_{\text{р.вид.т}} + P_{\text{с.вид.т}} \quad (2.4)$$

Витрати потужності на власні потреби станції:

$$P_{\text{ВП1}} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{P_{\text{видт}}}{P_{\text{вст}}} \right) \cdot \frac{P_{\text{ВП}}}{100} \cdot P_{\text{вид.мах}}, \quad (2.5)$$

де $P_{\text{вст}}$ – встановлена потужність станції, МВт;

$P'_{\text{ВП}}$ – максимальне навантаження власних потреб, відносно встановленої потужності електростанції, %;

$P_{\text{вид.мах}}$ – максимальна потужність, що віддається з шин станції, МВт. Потужність, яка видається генераторами станції:

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

За наведеним алгоритмом розраховуємо та будуємо графіки електричних навантажень для зимового та літнього періоду та річний графік за тривалістю навантаження (табл. 2.1, 2.2, рис. 2.1). Використовуючи річний графік за тривалістю визначаємо основні техніко-економічні показники роботи станції (табл. 2.3).

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

Дані для побудови графіків електричних навантажень	Час доби	0-4	4-8	8-12	12-15	15-17	17-19	19-21	21-24
Навантаження місцевого району, %	Зима	90	97	100	93	100	92	90	93
	Літо	80	87	90	83	90	82	80	83
Навантаження місцевого району, МВт	Зима	252	271,6	280	260,4	280	257,6	252	260,4
	Літо	224	243,6	252	232,4	252	229,6	224	232,4
Постійні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	Зима	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
	Літо	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
Змінні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	Зима	13,61	15,81	16,80	14,53	16,80	14,22	13,61	14,53
	Літо	10,75	12,72	13,61	11,57	13,61	11,30	10,75	11,57

Продовження таблиці 2.1

Дані для побудови графіків електричних навантажень	Час доби	0-4	4-8	8-12	12-15	15-17	17-19	19-21	21-24
Потужність, що віддається в місцевий район, МВт	Зима	268,41	290,21	299,60	277,73	299,60	274,62	268,41	277,73
	Літо	237,55	259,12	268,41	246,77	268,41	243,70	237,55	246,77
Потужність, що віддається в системі, %	Зима	45	70	90	85	100	80	60	50
	Літо	40	65	85	80	95	75	55	45
Потужність, що віддається в системі, МВт	Зима	45	70	90	85	100	80	60	50
	Літо	40	65	85	80	95	75	55	45
Постійні втрати потужності в мережах системи, МВт	Зима	2	2	2	2	2	2	2	2
	Літо	2	2	2	2	2	2	2	2
Змінні втрати потужності в мережах системи, МВт	Зима	2,84	6,86	11,34	10,12	14,00	8,96	5,04	3,50
	Літо	2,24	5,92	10,12	8,96	12,64	7,88	4,24	2,84
Потужність, що віддається в шини (РУ)	Зима	49,84	78,86	103,34	97,12	116,	90,96	67,04	55,50
	Літо	44,24	72,92	97,12	90,96	109,64	84,88	61,24	49,84
Сумарна потужність, що віддається з шин станцій, МВт	Зима	318,24	369,07	402,94	374,85	415,60	365,58	335,45	333,23
	Літо	281,79	332,03	365,52	337,73	378,04	328,57	298,79	296,61
Витрати на власні потреби, МВт	Зима	16,33	17,61	18,46	17,75	18,78	17,52	16,76	16,71
	Літо	15,41	16,68	17,52	16,82	17,83	16,59	15,84	15,78
Потужність, що виробляється генераторами ЕС, МВт	Зима	334,57	386,68	421,40	392,60	434,38	383,10	352,21	349,94
	Літо	297,20	348,71	383,04	354,55	395,88	345,16	314,62	312,39

Примітки: 1. Максимальне навантаження власних потреб: $P'_{ВП} = 6 \%$.

2. Коефіцієнт попиту: $K_{\pi} = 0,8$.

3. Тривалість зими та літа: $t_3 = 183$ доби, $t_{\pi} = 182$ доби.

Таблиця 2.2 – Дані для побудови річного графіка за тривалістю

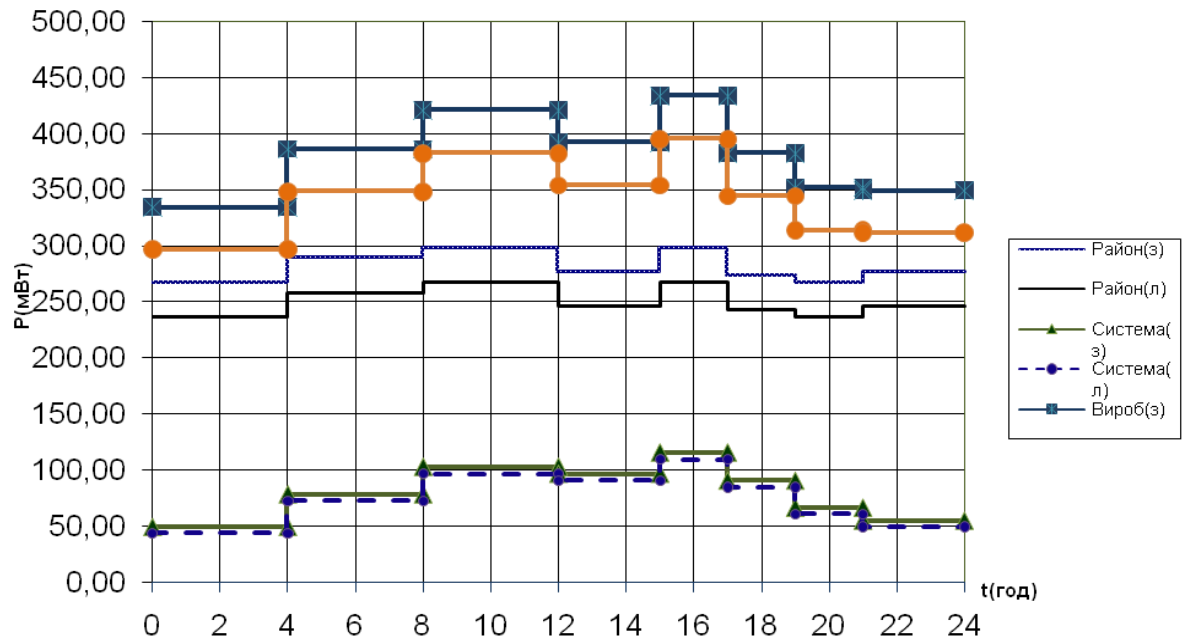
P, МВт	434,38	421,40	395,88	392,6	386,68	383,10	383,04	354,55
t, год	366	732	364	549	732	366	728	546
t _Σ , год	366	1098	1462	2011	2743	3109	3837	4383

Продовження таблиці 2.2

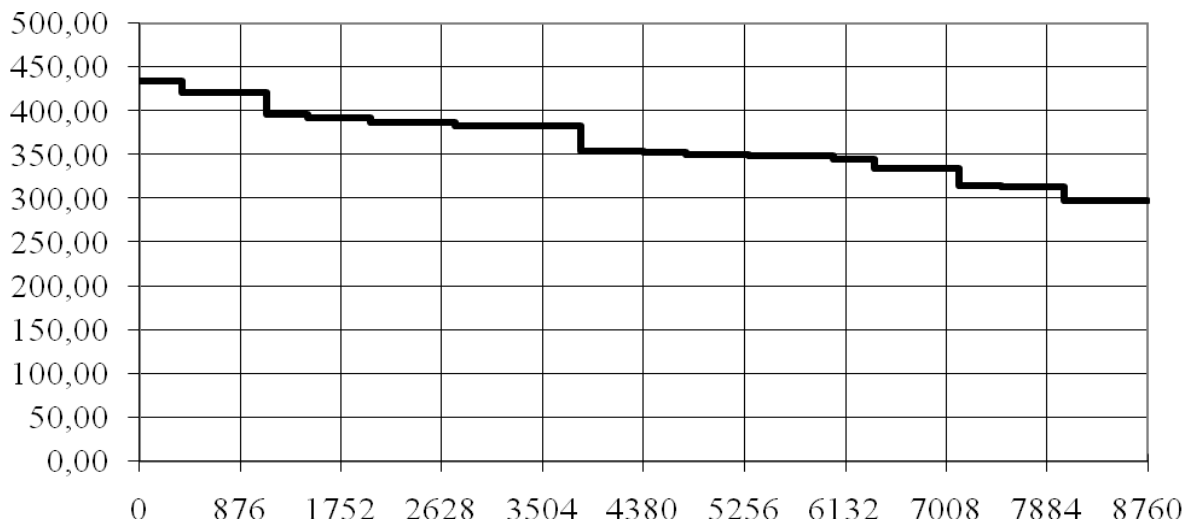
P, МВт	352,21	349,94	348,71	345,16	334,57	314,62	312,39	297,20
t, год	366	549	728	364	732	364	546	728
t _Σ , год	4749	5298	6026	6390	7122	7486	8032	8760

Таблиця 2.3 – Техніко-економічні показники роботи станції

Показник	Розрахункова формула	Числове значення
Максимальне навантаження станції, МВт	$P_{\max}$	434,38
Річний виробіток електроенергії, МВт·год.	$E_p = \sum_{i=1}^m P_{\text{вир.}t_i} \cdot t_i$	3169665,88
Встановлена потужність станції, МВт	$P_{\text{вст}}$	495
Середнє навантаження станції, МВт	$P_{\text{cp}} = \frac{E_p}{8760}$	361,83
Коефіцієнт заповнення графіка	$k_3 = \frac{P_{\text{cp}}}{P_{\max}}$	0,83
Коефіцієнт використання встановленої потужності	$k_b = \frac{P_{\text{cp}}}{P_{\text{вст}}}$	0,73
Число годин використання максимального навантаження, год.	$T_{\max} = \frac{E_p}{P_{\max}}$	7296,99
Число годин використання встановленої потужності, год.	$T_{\text{вст}} = \frac{E_p}{P_{\text{вст}}}$	6403,37
Коефіцієнт резерву	$k_{\text{рез}} = \frac{P_{\text{вст}}}{P_{\max}}$	1,14
Річне споживання електроенергії механізмами власних потреб станції, МВт·год	$E_{\text{ВПр}} = \sum_{i=1}^m P_{\text{ВПр}t_i} \cdot t_i$	148899,731
Загальна річна кількість електроенергії, що видається з шин станції, МВт·год	$E_{\text{вид.р}} = E_p - E_{\text{ВПр}}$	3020766,15
Час максимальних втрат електроенергії, год.	$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760$	6384,3



а) добові графіки навантаження станції



б) річний графік за тривалістю навантаження

Рисунок 2.1 – Графіки електричних навантажень станції

2.2 Вибір основного обладнання ТЕЦ

Обираємо основне технологічне обладнання на станції: турбіни, котельні агрегати та електричні генератори. Номінальні параметри основного обладнання зводимо в табл. 2.4-2.6.

Таблиця 2.4 – Технічні характеристики турбогенераторів [11]

Параметр	Числове значення
	ТБВ-160-2ЕУЗ
$n_{\text{НОМ}}$, об/хв	3000
$S_{\text{НОМ}}$, МВА	188
$P_{\text{НОМ}}$, МВт	160
$U_{\text{НОМ}}$, кВ;	18
$\cos\varphi_{\text{НОМ}}$	0,85
$I_{\text{НОМ}}$, кА	5,67
Схема з'єднань обмотки статора	Y
Збудження:	
- $U_{\text{fНОМ}}$, В	370
- I_{fx} , А	814
- $I_{\text{fНОМ}}$, А	2020
- система	ТН
ВКЗ	0,615
Опори, в.о. :	
X''_d	0,213
X'_d	0,304
X_d	1,713
X_2	0,25
X_0	0,10
Опір при 15°C, Ом обмотка ротора	0,136

Згідно завдання на ТЕЦ встановлені турбіни типу ПТ-135/165-130 з параметрами:

Таблиця 2.5 – Параметри турбін

Тип турбіни	Номінальна потужність, МВт	Тиск свіжої пари, ата	Температура свіжої пари, °C	Витрата свіжої пари при номінальному навантаженні, т/год
ПТ-135/165-130	135	130	565	735

Встановлюємо котельні агрегати типу Пп-950-255ГМ з параметрами:

Таблиця 2.6 – Параметри парогенераторів

Марка котлоагрегату	Продуктивність, т/год	Параметри пари			Паливо
		Тиск на виході, ата	Температура пари, °С		
			Перв.	Втор.	
Пп-950-255	950	255	545	545	вугілля

2.3 Вибір структурної схеми станції

Для структурної схеми визначаємо число ЛЕП, які відходять від РУ різних напруг [11]:

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

де $P_{\max'}$ – максимальна потужність в районі або системі з урахуванням втрат, МВт;

$P_{\text{гр}}$ – пропускна здатність лінії, МВт.

$$n_{110} = \frac{116}{35} + 1 = 4,3 \approx 5.$$

Розрахункова потужність робочих трансформаторів власних потреб:

$$S_{\text{ТВПрозр.}} = \frac{P'_{\text{ВП}}}{100} \cdot K_{\text{п}} \cdot P_{\text{Г.НОМ}}; \quad (2.8)$$

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

Розрахункова потужність пускорезервного трансформатора [13]

$$S_{\text{ТРрозр.}} = 1,3 \cdot S_{\text{ТВПрозр.}}; \quad (2.9)$$

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

Приймаємо до установки один трансформатор типу ТДН-10000/110.

Розрахункова потужність блочного трансформатора:

$$S_{\text{БТрозр}} = S_{\text{Г.НОМ}} - S_{\text{ВПmax}} \quad (2.10)$$

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

Встановлюємо трансформатор типу ТДЦ-200000/110.

Приймаємо структурну схему ТЕЦ, яка наведена на рисунку 2.2. оскільки ТЕЦ має генератори великої одиничної потужності, приймаємо блочну структуру.

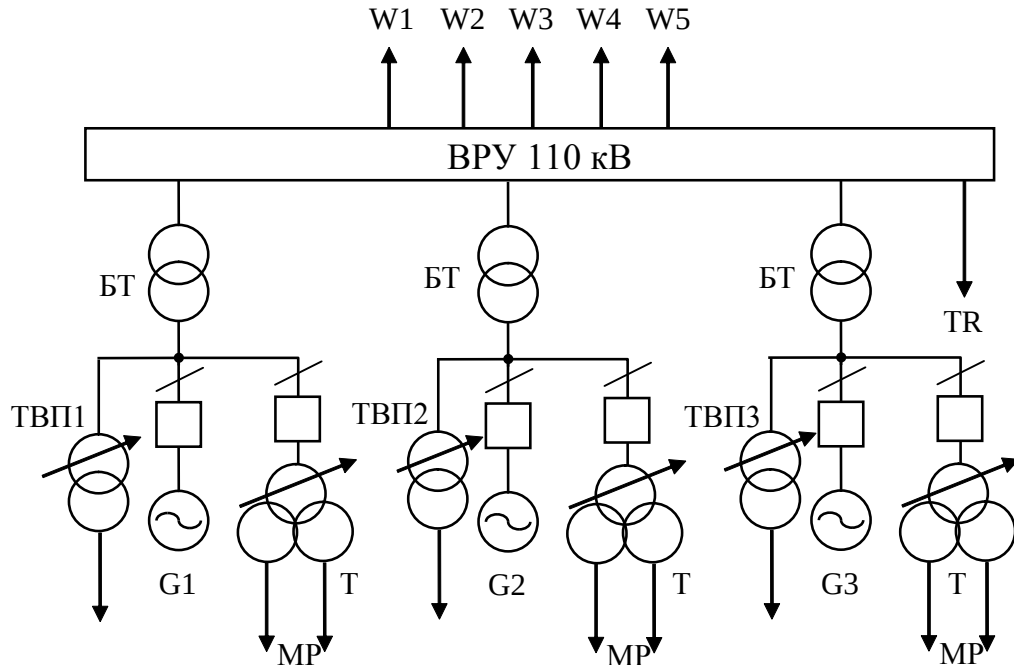


Рисунок 2.2 – Структурна схема ТЕЦ

Для живлення споживачів району встановлюємо на кожному генераторі по три трансформатори зв'язку з місцевим районом типу ТРДНС-40000/20. Всі параметри обраних трансформаторів наведені в таблиці 2.7.

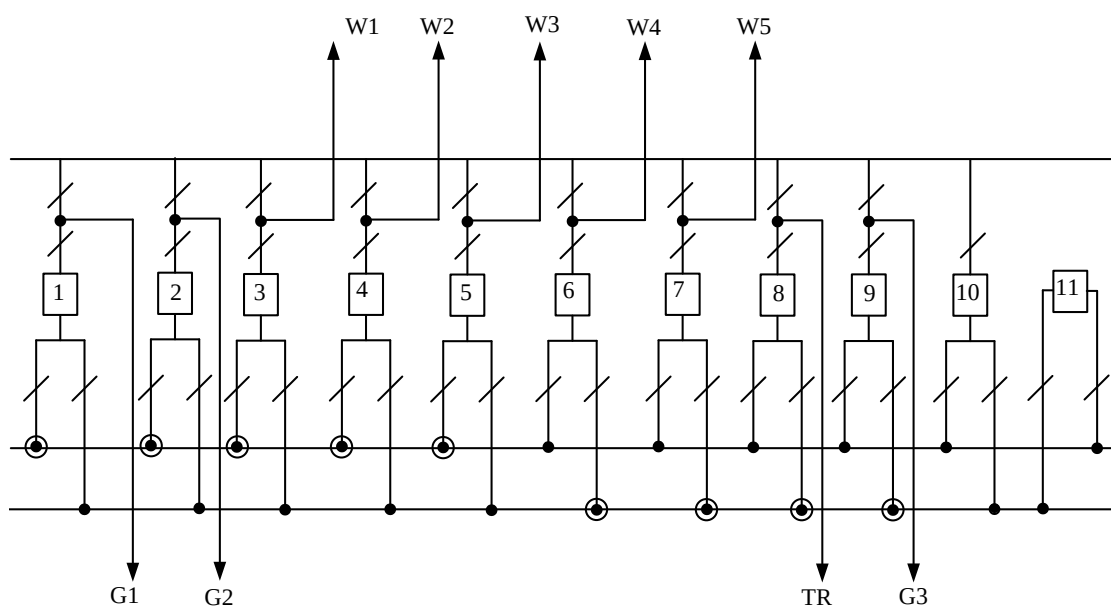
Таблиця 2.7 – Технічні характеристики трансформаторів

Позначення	Тип трансформатора	$S_{\text{ном}}$, МВА	$U_{\text{ном}}$, кВ		$U_{\text{к}}$, %	$\Delta P_{\text{х}}$, кВт	$\Delta P_{\text{к}}$, кВт	$I_{\text{х}}$, %	п, шт
			ВН	НН					
БТ	ТДЦ-200000/110	200	121	18	10,5	170	550	0,5	3
Т	ТРДНС-40000/20	40	18	10,5-10,5	12,7	36	170	0,5	9
ТВП	ТДНС-10000/35	10	18	6,3	8	12	60	0,75	3
TR	ТДН-10000/110	10	115	6,6	10,5	14	58	0,9	1

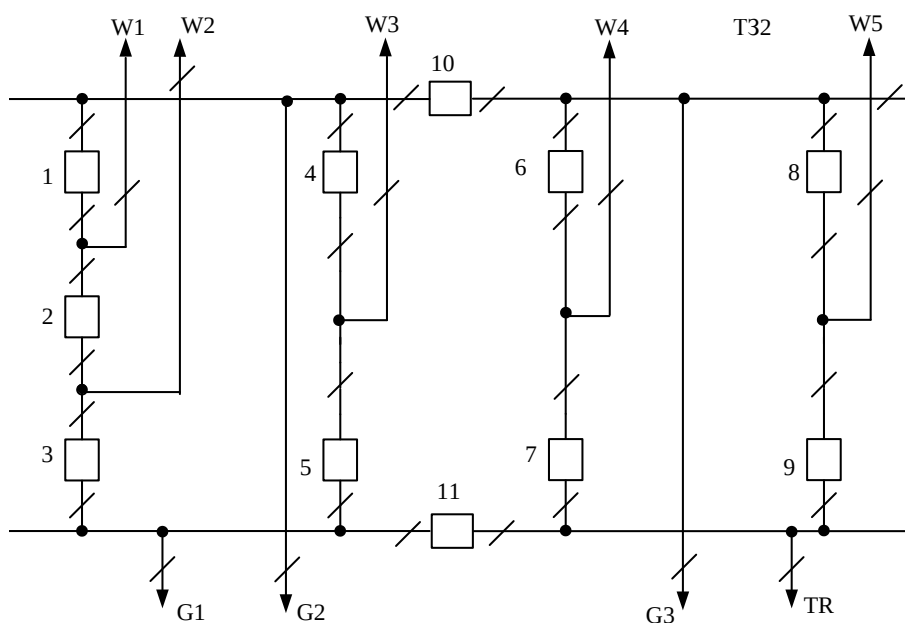
2.4 Вибір схеми ВРУ-110 кВ

Намічаємо два варіанти головної схеми електричних з'єднань ВРУ-110 кВ [12, 14]:

- а) дві робочі та обхідна система збірних шин;
- б) зв'язаних багатокутників (рисунок 2.3).



а) схема дві системи збірних шин з обхідною



б) схема зв'язаних багатокутників

Рисунок 2.3 – Варіанти схем ВРУ – 110 кВ

Вибір схеми здійснюється за критерієм приведених затрат з урахуванням надійності [11]:

$$З = p_n \cdot K + U + M(З), \quad (2.11)$$

де $p_n = 0,15$ – нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень;

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

$$K = n_k \cdot C_k; \quad (2.12)$$

$$U = \frac{a \cdot K}{100}; \quad (2.13)$$

де n_k – число вимикачів на ВРУ, шт.;

C_k – вартість вимикача, тис. грн;

$a=9,4$ %.

Втрати електроенергії в трансформаторах в обох варіантах однакові, тому їх можна не враховувати.

Очікуваний збиток від перерв живлення через відмови вимикачів [11]:

$$M(З) = y_0 \sum_j K_j \cdot \sum_{i=1}^n \omega_i \cdot \Delta P_i \cdot T_i, \quad (2.14)$$

де $y_0 = 15$ грн./кВт·год – питомий збиток від недовідпуску електроенергії;

K_j – коефіцієнт режиму схеми (K_0 або K_p);

ω_i – параметр потоку відмов вимикача, 1/рік;

ΔP_i – втрачаємо потужність, МВт;

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

Розрахунок $M(З)$ виконаємо за наведеним алгоритмом [11]:

1) визначаємо лінійні та трансформаторні вимикачі для обох варіантів схем; вимикачі, які вимикають ЛЕП, відносять до лінійних, а інші – до трансформаторних;

2) визначаємо параметри раптових відмов лінійних та трансформаторних вимикачів:

$$\left. \begin{aligned} \omega_{\Gamma.В.} &= 0,6 \cdot \omega_1; \\ \omega_{Л.В.} &= 0,6(\omega_1 + \omega_2 \cdot l/100), \end{aligned} \right\} \quad (2.15)$$

де l – довжина ЛЕП, км;

ω_1, ω_2 – параметри потоків відмов вимикачів, 1/рік.

3) визначаємо коефіцієнти ремонтного K_p та нормального K_0 режимів роботи РУ:

$$\left. \begin{aligned} K_p &= \mu \cdot T_{\Pi} / 8760; \\ K_0 &= 1 - n_k \cdot K_p, \end{aligned} \right\} \quad (2.16)$$

де μ – частота планових ремонтів, 1/рік;

T_{Π} – тривалість планового ремонту, год.

4) при відмовах вимикача елементи схеми можуть бути введені в роботу через час T_0 (після виконання перемикачів в РУ) або через час $T_{вп}$ (після вводу в роботу одного з двох вимикачів у випадку, коли один був у плановому ремонті, а другий – в аварійному простой:

$$\left. \begin{aligned} T_0 &= T_{\text{вим}} + m \cdot T_p; \\ T_{\text{вп}} &= T_{\text{в}} - T_{\text{в}}^2 / (2 \cdot T_{\Pi}); \end{aligned} \right\} \quad (2.17)$$

де $T_{\text{вим}}$ – час, який потрібний персоналу для встановлення місця та характеру пошкодження, год;

m – кількість роз'єднувачів, які повинні бути вимкнені для відділення вимикача, шт.;

T_p – час для вимикання роз'єднувачів, год;

T_B – час відновлення, год.

5) виконуємо розрахунок надійності схеми у вигляді таблиць 2.10 та 2.11.

6) після заповнення таблиць 2.10 та 2.11 визначаються розрахункові показники надійності у вигляді таблиці 2.12.

Таблиця 2.8 – Показники надійності елегазових вимикачів

Напруга, кВ	Складова параметра потоку відмов, 1/рік		Час відновлення, T_B , год	Частота планових ремонтів, μ , 1/рік	Тривалість планового ремонту, T_p , год
	ω_1	ω_2			
110	0,01	0,006	80	0,2	150

Таблиця 2.9 – Показники для розрахунку надійності схем ВРУ-110 кВ

Параметр	Числове значення для варіанта	
	I	II
n_K	11	11
C_K	1470	1470
$\omega_{GB} = 0,6 \cdot \omega_1$	0,006	0,006
$\omega_{LB} = 0,6 \times (\omega_1 + \omega_2 \cdot l/100)$	0,00874	0,00874
$K_p = \mu \cdot T_p / 8760$	0,002739726	0,002739726
$K_o = 1 - n_K \cdot K_p$	0,969863014	0,969863014
$T_o = T_{\text{вим}} \cdot m \cdot T_p$	1	1
$T_{\text{вп}} = T_B - T_o^2 / (2 \cdot T_p)$	53,33	53,33
$K_o \cdot \omega_{GB}$	0,0058192	0,0058192
$K_o \cdot \omega_{LB}$	0,0084727	0,0084727
$K_p \cdot \omega_{GB}$	0,0000164	0,0000164
$K_p \cdot \omega_{LB}$	0,0000239	0,0000239

Таблиця 2.10 – Розрахунок надійності схеми ВРУ-110 кВ (І варіант)

Відмо- ва еле- мента	ω_i	$K_0=0,969$ 863014	Елементи, які відключаються та час їх відновлення, $K_p=0,002739726$									
			Q_1	Q_2	Q_3	Q_4	Q_5	Q_6	Q_7	Q_8	Q_9	Q_{10}
Q_1 Г	0,006	$G - T_0$	–	$3W, 2G - T_0$ $G - T_{\text{ВП}}$	$3W, 2G - T_0$ $G - T_{\text{ВП}}$	$3W, 2G - T_0$ $G - T_{\text{ВП}}$	$3W, 2G - T_0$ $G - T_{\text{ВП}}$	$3W, 2G - T_0$ $G - T_{\text{ВП}}$	$3W, 2G - T_0$ $G - T_{\text{ВП}}$	$3W, 2G - T_0$ $G - T_{\text{ВП}}$	$3W, 2G - T_0$ $G - T_{\text{ВП}}$	$3W, 2G - T_0$ $G - T_{\text{ВП}}$
Q_2 Г	0,006	$G - T_0$	$3W, 2G - T_0$ $G - T_{\text{ВП}}$	–	$3W, 2G - T_0$ $G - T_{\text{ВП}}$	$3W, 2G - T_0$ $G - T_{\text{ВП}}$	$3W, 2G - T_0$ $G - T_{\text{ВП}}$	$3W, 2G - T_0$ $G - T_{\text{ВП}}$	$3W, 2G - T_0$ $G - T_{\text{ВП}}$	$3W, 2G - T_0$ $G - T_{\text{ВП}}$	$3W, 2G - T_0$ $G - T_{\text{ВП}}$	$3W, 2G - T_0$ $G - T_{\text{ВП}}$
Q_3 Л	0,00874	$W - T_0$	$3W, 2G - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	$3W, 2G - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	–	$3W, 2G - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	$3W, 2G - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	$3W, 2G - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	$3W, 2G - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	$3W, 2G - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	$3W, 2G - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	$3W, 2G - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$
Q_4 Л	0,00874	$W - T_0$	$3W, 2G - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	$3W, 2G - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	$3W, 2G - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	–	$3W, 2G - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	$3W, 2G - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	$3W, 2G - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	$3W, 2G - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	$3W, 2G - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	$3W, 2G - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$
Q_5 Л	0,00874	$W - T_0$	$3W, 2G - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	$3W, 2G - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	$3W, 2G - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	$3W, 2G - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	–	$3W, 2G - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	$3W, 2G - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	$3W, 2G - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	$3W, 2G - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	$3W, 2G - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$
Q_6 Л	0,00874	$W - T_0$	$2W, TR, G - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	$2W, TR, G - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	$2W, TR, G - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	$2W, TR, G - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	$2W, TR, G - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	–	$2W, TR, G - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	$2W, TR, G - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	$2W, TR, G - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	$2W, TR, G - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$
Q_7 Л	0,00874	$W - T_0$	$2W, TR, G - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	$2W, TR, G - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	$2W, TR, G - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	$2W, TR, G - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	$2W, TR, G - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	$2W, TR, G - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	–	$2W, TR, G - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	$2W, TR, G - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	$2W, TR, G - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$
Q_8 Г	0,006	$TR - T_0$	$2W, TR, G - T_0$ $T3 - T_{\text{ВП}}$	$2W, TR, G - T_0$ $T3 - T_{\text{ВП}}$	$2W, TR, G - T_0$ $T3 - T_{\text{ВП}}$	$2W, TR, G - T_0$ $T3 - T_{\text{ВП}}$	$2W, TR, G - T_0$ $T3 - T_{\text{ВП}}$	$2W, TR, G - T_0$ $T3 - T_{\text{ВП}}$	$2W, TR, G - T_0$ $T3 - T_{\text{ВП}}$	–	$2W, TR, G - T_0$ $T3 - T_{\text{ВП}}$	$2W, TR, G - T_0$ $T3 - T_{\text{ВП}}$
Q_9 Г	0,006	$G - T_0$	$2W, TR, G - T_0$ $G - T_{\text{ВП}}$	$2W, TR, G - T_0$ $G - T_{\text{ВП}}$	$2W, TR, G - T_0$ $G - T_{\text{ВП}}$	$2W, TR, G - T_0$ $G - T_{\text{ВП}}$	$2W, TR, G - T_0$ $G - T_{\text{ВП}}$	$2W, TR, G - T_0$ $G - T_{\text{ВП}}$	$2W, TR, G - T_0$ $G - T_{\text{ВП}}$	$2W, TR, G - T_0$ $G - T_{\text{ВП}}$	–	$2W, TR, G - T_0$ $G - T_{\text{ВП}}$
Q_{10} Л	0,00874	–	$3W, 2G - T_0$ $G - T_{\text{ВП}}$	$3W, 2G - T_0$ $G - T_{\text{ВП}}$	$3W, 2G - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	$3W, 2G - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	$3W, 2G - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	$2W, TR, G - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	$2W, TR, G - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	$2W, TR, G - T_0$ $TR - T_{\text{ВП}}$	$2W, TR, G - T_0$ $G - T_{\text{ВП}}$	–

Таблиця 2.11 – Розрахунок надійності схеми ВРУ-110 кВ (II варіант)

Від- мова еле- мента	ω_i	K_0	Елементи, які відключаються та час їх відновлення, K_p										
			Q_1	Q_2	Q_3	Q_4	Q_5	Q_6	Q_7	Q_8	Q_9	Q_{10}	Q_{11}
Q_1 Л	0,00874	$W, G - T_0$	–	$W, G - T_0$ $W - T_{\text{вп}}$	$2W, G - T_0$ $2W - T_{\text{вп}}$	$W, G - T_0$	$2W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G + D(2W, G) + D(2W, TR, G) - T_0$
Q_2 Л	0,00874	$2W - T_0$	$2W - T_0$ $W - T_{\text{вп}}$	–	$2W - T_0$ $W - T_{\text{вп}}$	$2W, G - T_0$	$2W - T_0$	$2W - T_0$	$2W - T_0$	$2W - T_0$	$2W - T_0$	$2W - T_0$	$2W - T_0$
Q_3 Л	0,00874	$W, G - T_0$	$2W, G - T_0$ $2W - T_{\text{вп}}$	$W, G - T_0$ $W - T_{\text{вп}}$	–	$2W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G + D(2W, TR, G) + D(2W, G,) - T_0$	$W, G - T_0$
Q_4 Л	0,00874	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$2W, G - T_0$	$3W, G - T_0$	–	$W, G - T_0$ $W - T_{\text{вп}}$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G + D(2W, TR, G) + D(2W, G,) - T_0$
Q_5 Л	0,00874	$W, G - T_0$	$3W, G - T_0$	$2W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$ $W - T_{\text{вп}}$	–	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G + D(2W, TR, G) + D(2W, G,) - T_0$	$W, G - T_0$
Q_6 Л	0,00874	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	–	$W, G - T_0$ $W - T_{\text{вп}}$	$W, G - T_0$	$2W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G + D(3W, 2G) + D(W, TR,) - T_0$

Продовження таблиці 2.11

Від- мова еле- мента	ω_i	$K_0=0,9$ 843036 53	Елементи, які відключаються та час їх відновлення, $K_p=0,001426941$										
			Q_1	Q_2	Q_3	Q_4	Q_5	Q_6	Q_7	Q_8	Q_9	Q_{10}	Q_{11}
Q_7 Л	0,00874	$W, TR - T_0$	$W, TR - T_0$	$W, TR - T_0$	$W, TR - T_0$	$W, TR - T_0$	$W, TR - T_0$	$W, TR - T_0$ $W - T_{\text{вп}}$	–	$2W, TR - T_0$	$W, TR - T_0$	$W, TR + D(3W, 2G) + D(W, G) - T_0$	$W, TR - T_0$
Q_8 Л	0,00874	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$2W, G - T_0$	–	$W, G - T_0$ $W - T_{\text{вп}}$	$W, G - T_0$	$W, G + D(3W, 2G) + D(W, TR) - T_0$
Q_9 Л	0,00874	$W, TR - T_0$	$W, TR - T_0$	$W, TR - T_0$	$W, TR - T_0$	$W, TR - T_0$	$W, TR - T_0$	$2W, TR - T_0$	$W, TR - T_0$	$W, TR - T_0$ $W - T_{\text{вп}}$	–	$W, TR + D(3W, 2G) + D(W, G) - T_0$	$W, TR - T_0$
Q_{10} Г	0,006	$2G - T_0$	$2G - T_0$	$W, 2G - T_0$	$2W, 2G - T_0$	$2G - T_0$	$W, 2G - T_0$	$2G - T_0$	$W, 2G - T_0$	$2G - T_0$	$W, 2G - T_0$	–	$2G + D(3W, G) + D(2W, TR) - T_0$ $D(3W, 2G) + D(2W, TR, G) - T_0$
Q_{11} Г	0,006	$TR, G - T_0$	$2W, TR, G - T_0$	$W, TR, G - T_0$	$TR, G - T_0$	$W, TR, G - T_0$	$TR, G - T_0$	$W, TR, G - T_0$	$TR, G - T_0$	$W, TR, G - T_0$	$TR, G - T_0$	$TR, G + D(3W, G) + D(2W, G) - T_0$ $D(3W, 2G) + D(2W, TR, G) - T_0$	–

Таблиця 2.12 – Розрахункові показники надійності схеми ВРУ-110 кВ

Відмова елемента	ΔP , МВт	Час прос- тою, $T_0/T_{\text{вп}}$, ГОД	K_0		K_p	
			$\omega_{\text{ГВ}}$	$\omega_{\text{ЛВ}}$	$\omega_{\text{ГВ}}$	$\omega_{\text{ЛВ}}$
І варіант						
3W, 2G	61,5	1	—	—	18	32
		53,33	—	—	—	—
2W, TR, G	11	1	—	—	18	22
		53,33	—	—	—	—
G	7	1	3	—	—	—
		53,33	—	—	27	3
II варіант						
2G; 2G +D(3W,G)+D(2W, TR); W, 2G;	61,5	1	2	—	9	—
		53,33	—	—	—	—
3W, G;	46	1	—	—	—	2
		53,33	—	—	—	—
W, TR+D(3W, 2G)+D(W,G);	23,5	1	—	—	—	2
		53,33	—	—	—	—
2W; 2W, G; 2W,TR, G; 2W,TR; W, G+D(3W, 2G)+D(W,TR)	11	1	—	1	2	21
		53,33	—	—	—	—
W, G; TR, G; W,TR, G; W, G+D(2W,TR,G)+(2W,G); TR,G +D(3W, G)+D(2W,G)	7	1	1	6	3	47
		53,33	—	—	5	—
D(3W, 2G)+ D(2W,TR,G)	4	1	—	—	—	—
		53,33	—	—	2	—

Очікуваний збиток через відмови вимикачів:

$$M(3)_I = 15 \cdot [0,0058192 \cdot 3 \cdot 1 \cdot 7 + 0,0000164 \cdot (18 \cdot 1 \cdot 61,5 + 18 \cdot 1 \cdot 11 + 27 \cdot 53,33 \cdot 7) + 0,0000239 \cdot (32 \cdot 1 \cdot 61,5 + 22 \cdot 1 \cdot 11 + 3 \cdot 53,33 \cdot 7)] = 5,97 \text{ тис.грн};$$

Для схеми I варіанту знаходимо додатковий збиток через погашення обох систем шин внаслідок неправильних операцій з роз'єднувачами [11]:

$$M(3)_{\text{дод}} = y_0 \left(K_{2\text{ш}} \cdot T_{\text{ш}} \cdot P_{\Sigma} \sum_{i=1}^n \omega_i \right), \quad (2.18)$$

де $K_{2\text{ш}} = 0,1$;

$T_{\text{ш}} = 2$ год – час погашення ліній;

P_{Σ} – сумарна потужність генеруючих джерел, включених в схему, МВт;

$$M(3)_{\text{Iдод}} = 15 \cdot [0,1 \cdot 2 \cdot 116 \cdot (0,006 \cdot 4 + 0,00874 \cdot 6)] = 27,24 \text{ (тис.грн);}$$

$$M(3)_{\text{I}\Sigma} = 5,97 + 27,24 = 33,21 \text{ (тис.грн);}$$

$$\begin{aligned} M(3)_{\text{II}} = & 15 \cdot [0,0058192 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 61,5 + 1 \cdot 1 \cdot 7) + 0,0084727 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 11 + \\ & + 6 \cdot 1 \cdot 7) + 0,0000164 \cdot (9 \cdot 1 \cdot 61,5 + 2 \cdot 1 \cdot 11 + 3 \cdot 1 \cdot 7 + 5 \cdot 53,33 \cdot 7 + 2 \cdot 53,33 \cdot 4) + \\ & + 0,0000239 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 23,5 + 21 \cdot 1 \cdot 11 + 47 \cdot 1 \cdot 7 + 2 \cdot 1 \cdot 46)] = 19,5 \text{ тис.грн.} \end{aligned}$$

Результати розрахунку приведених витрат схем ВРУ-110 кВ подано в таблиці 2.13.

Таблиця 2.13 – Приведені витрати схем ВРУ-110 кВ

Складові витрат	Числове значення, тис. грн.	
	I варіант	II варіант
Капіталовкладення	16192	16192
Щорічні експлуатаційні витрати	1522,05	1522,05
Очікуваний збиток	33,21	19,5
Приведені витрати	3077,3	3063,6

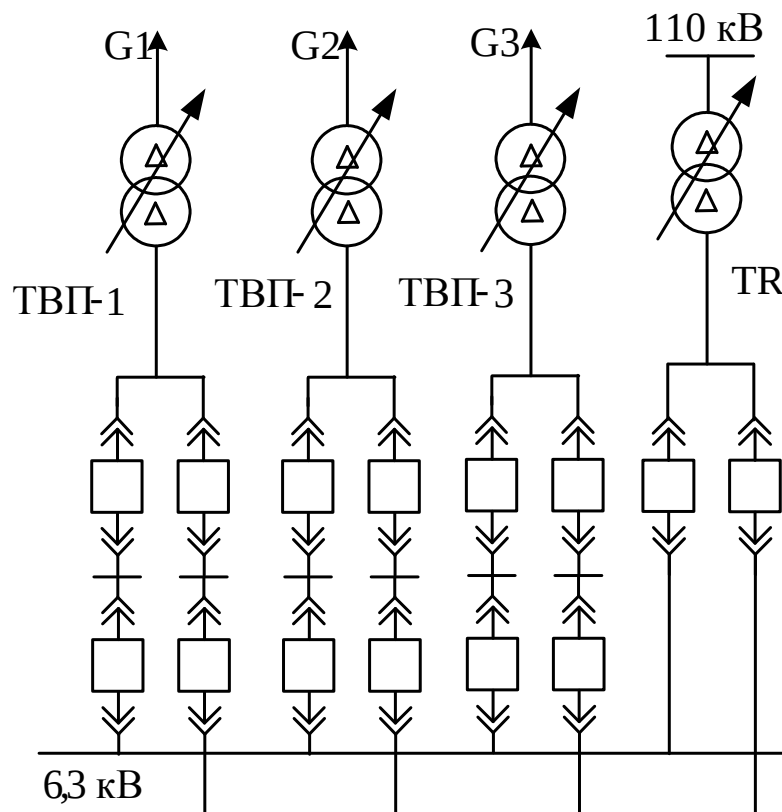
$\Delta Z = 0,35 \% < 5\%$, тобто варіанти практично однакові. Приймаємо типову схему – схему I варіанта – Дві системи збірних шин з обхідною, як типову й зручнішу в експлуатації.

2.5 Вибір схеми власних потреб ТЕЦ

Обираємо схему власних потреб 6 кВ (рис. 2.4). Кожний турбогенератор має свій робочий трансформатор власних потреб (ТВП) з двома секціями на стороні 6 кВ, до яких підключаються споживачі. Резервне живлення здійснюється через магістраль резервного живлення (МРЖ – 6 кВ), яка має зв'язок з пускорезервним трансформатором (ПРТВП) [11].

Встановлюємо пускорезервний трансформатор, який підключається до шин ВРУ-110 кВ.

Для регулювання напруги всі трансформатори мають пристрій типу РПН.



исунок 2.4 – Схема РУ ВП – 6 кВ

2.6 Розрахунок струмів короткого замикання

Для розрахунку струмів короткого замикання потрібно скласти заступну схему електростанції (рис. 2.5) та визначити параметри її елементів [11, 15, 16]. Приймаємо базові параметри: $S_6 = 1000 \text{ МВА}$; $U_6 = U_{\text{сер.ном.}}$.

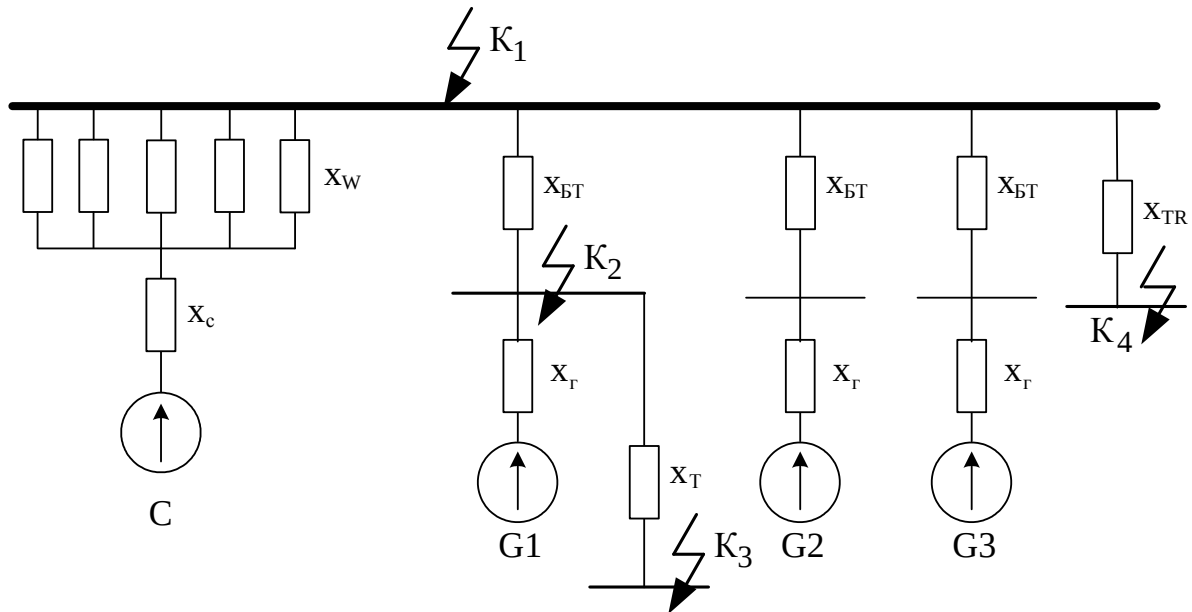


Рисунок 2.5 – Заступна схема станції

Визначимо приведені значення опорів:

- генератор:

$$X_{*G} = X_{d*ном}'' \cdot \frac{S_B}{S_{ном}}; \quad (2.19)$$

$$X_{*G} = 0,213 \cdot \frac{1000}{188} = 1,13;$$

- енергосистема:

$$X_c = X_{*сном} \cdot \frac{S_B}{S_{ном}}; \quad (2.20)$$

$$x_c = 0,11 \cdot \frac{1000}{20040} = 0,005;$$

- ЛЕП 110 кВ:

$$x_{л} = x_{пит} \cdot 1 \cdot \frac{S_B}{u_{cp}^2}; \quad (2.21)$$

$$x_{л} = 0,4 \cdot 76 \cdot \frac{1000}{115^2} = 2,3;$$

- блочних трансформаторів БТ 1-3:

$$x_T = \frac{u_{кв-н \%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{ном}}, \quad (2.22)$$

$$x_{*БТ} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{200} = 0,525;$$

- резервний трансформатор TR:

$$x_{TR} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{10} = 10,5;$$

- трансформаторів зв'язку з районом (з розщепленою обмоткою):

$$x_{*Т} = \frac{1,875 \cdot u_{кв-н \%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{ном}}; \quad (2.23)$$

$$x_{*Т} = \frac{1,875 \cdot 12,7}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 5,95.$$

Початкове значення періодичної складової струму КЗ:

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

де E''_* – ЕРС джерела живлення, згідно [11]: $E''_G = 1,13$; $E''_c = 1$.

I_{δ} – базовий струм;

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

$$I_{\delta i} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}; \quad (2.25)$$

$$I_{\delta 1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,03 \text{ кА};$$

$$I_{\delta 2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 18} = 32,11 \text{ кА};$$

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

$$I_{\delta 4} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,75 \text{ кА}.$$

Спростимо заступну схему для кожної точки КЗ і визначимо струми КЗ. Визначимо складові струмів коротких замикань за формулами [11]:

$$\text{- періодичну:} \quad I_{n,t} = \gamma_{n,t} \cdot I_{n,0}; \quad (2.26)$$

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

$$\text{- ударний струм:} \quad i_y = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \cdot K_y, \quad (2.28)$$

де K_y – ударний коефіцієнт;

$\gamma_{n,t}$ – коефіцієнт зміни періодичної складової струму від генератора;

T_a – постійна часу затухання аперіодичної складової струму КЗ.

Розрахунковий час, для якого необхідно визначити складові струму КЗ:

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

де $t_{\text{ВВ}}$ – власний час вимикання вимикача, с.

Спростимо заступну схему (рис. 2.6).

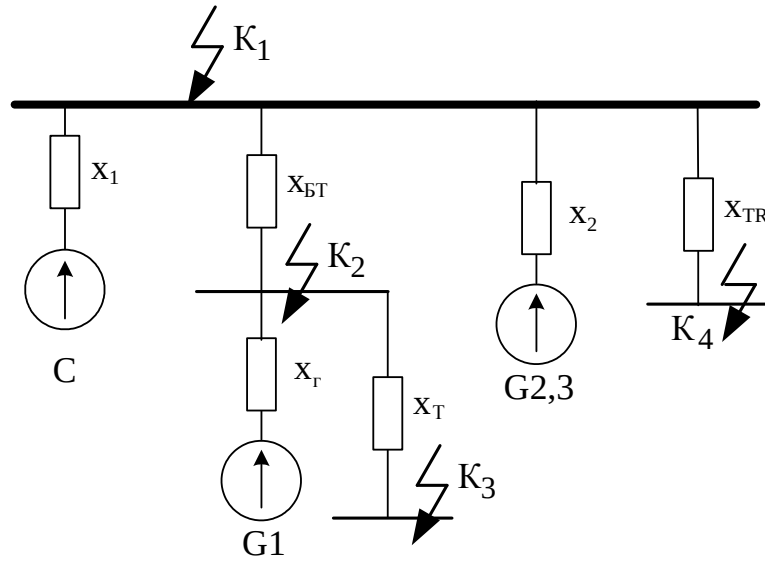


Рисунок 2.6 – Спрощена заступна схема станції

$$x_1 = \frac{x_w}{5} + x_c;$$

$$x_1 = \frac{2,3}{5} + 0,005 = 0,465;$$

$$x_2 = (x_{\Gamma} + x_{\text{БТ}})/2;$$

$$x_2 = (0,525 + 1,13)/2 = 0,83.$$

Розрахунок точки K_1

Складаємо розрахункову схему, враховуючи тільки елементи, які мають вплив на точку K_1 , приведемо цю схему до найбільш простого вигляду (рисунок 2.7).

$$x_3 = x_{\Gamma} + x_{\text{БТ}} = 0,525 + 1,13 = 1,655;$$

$$x_4 = \frac{x_2 \cdot x_3}{x_2 + x_3} = \frac{0,83 \cdot 1,655}{0,83 + 1,655} = 0,553;$$

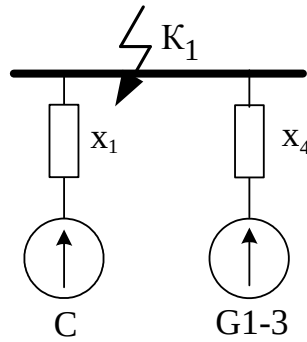


Рисунок 2.7 – Перетворення заступної схеми електроустановки
відносно точки К-1

Розрахуємо струми $I_{по}$:

$$I_{по.C} = 1,5,03/0,465 = 10,817 \text{ кА};$$

$$I_{по.G\Sigma} = 1,13 \cdot 5,03/0,553 = 10,278 \text{ кА}.$$

Для інших точок КЗ розрахунки проводимо аналогічно і результати зводимо в табл.. 2.15.

Розрахунок точки К₂

Спростуємо схему (рис. 2.8).

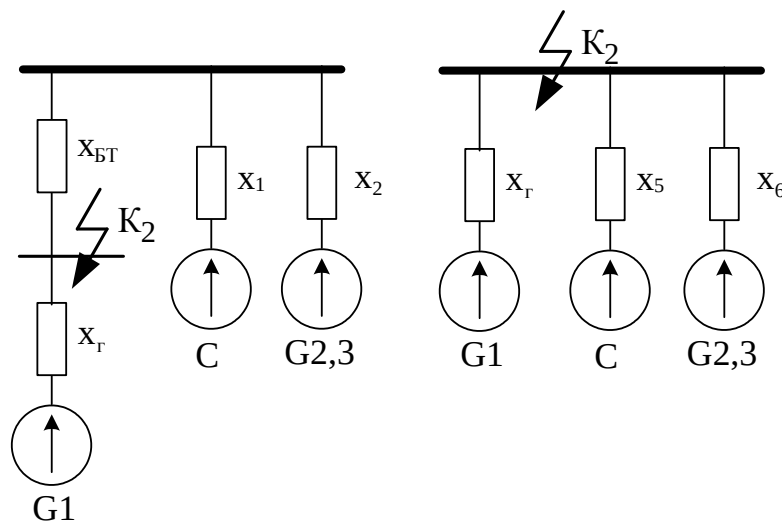


Рисунок 2.8 – Перетворення заступної схеми електроустановки
відносно точки К-2

Розподіляємо x_{BT} між x_1 та x_2 [11, 15, 16]:

$$\left. \begin{aligned} x_{\Delta} &= x_{BT} \cdot (x_1 + x_2); \\ x_5 &= x_1 + \frac{x_{\Delta}}{x_2}; \\ x_6 &= x_2 + \frac{x_{\Delta}}{x_1}; \end{aligned} \right\} \quad (2.30)$$

$$x_{\Delta} = 0,525 \cdot (0,465 + 0,83) = 0,68;$$

$$x_5 = 0,465 + \frac{0,68}{0,83} = 1,284;$$

$$x_6 = 0,83 + \frac{0,68}{0,465} = 2,3;$$

$$I_{ПОР} = 1 \cdot 32,11 / 1,284 = 25,008 \text{ кА};$$

$$I_{ПОГ2,3} = 1,13 \cdot 32,11 / 2,3 = 15,776 \text{ кА};$$

$$I_{ПОГ1} = 1,13 \cdot 32,11 / 1,13 = 32,11 \text{ кА}.$$

Розрахунок точки K_3

Спрощуємо схему для точку K_3 (рис 2.9):

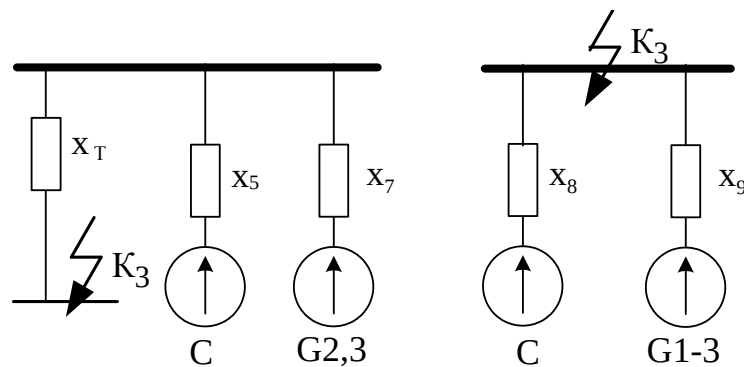


Рисунок 2.9 – Перетворення заступної схеми електроустановки
відносно точки K_3

$$x_7 = \frac{x_6 \cdot x_{\Gamma}}{x_6 + x_{\Gamma}} = \frac{2,3 \cdot 1,13}{2,3 + 1,13} = 0,76;$$

Розподіляємо x_T між x_5 та x_7 [11, 16]:

$$\left. \begin{aligned} x_{\Delta} &= x_T \cdot (x_5 + x_7); \\ x_8 &= x_5 + \frac{x_{\Delta}}{x_7}; \\ x_9 &= x_7 + \frac{x_{\Delta}}{x_5}; \end{aligned} \right\} \quad (2.31)$$

$$x_{\Delta} = 5,95 \cdot (1,284 + 0,76) = 12,16;$$

$$x_8 = 1,284 + \frac{12,16}{0,76} = 17,284;$$

$$x_9 = 0,76 + \frac{12,16}{1,284} = 10,23;$$

$$I_{\text{ПОС}} = 1 \cdot 55,05 / 17,284 = 3,185 \text{ кА};$$

$$I_{\text{ПОГ1-3}} = 1,13 \cdot 55,05 / 10,23 = 6,081 \text{ кА}.$$

Розрахунок точки K_4

Спростуємо схему (рис. 2.10).

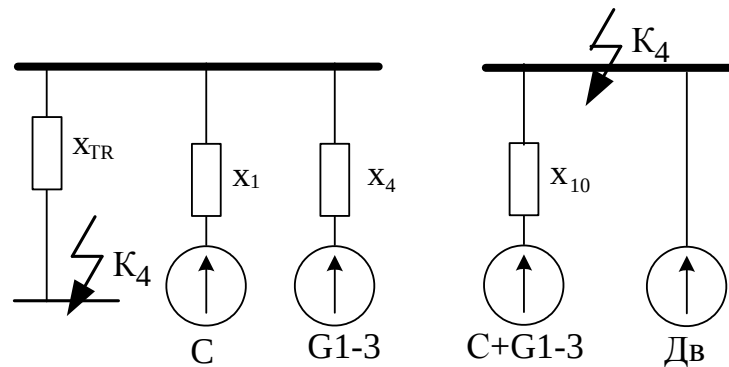


Рисунок 2.10 – Перетворення заступної схеми електроустановки
відносно точки K_4

$$x_{10} = \frac{x_1 \cdot x_4}{x_1 + x_4} + x_{TR} = \frac{0,465 \cdot 0,553}{0,465 + 0,553} + 10,5 = 10,75.$$

$$I_{\text{ПОГ}\Sigma+C} = 1 \cdot 91,75 / 10,75 = 8,535 \text{ кА}.$$

Згідно [11] при живленні від ПРТВП:

$$I_{\text{поД}} = 4,0 \frac{\sum P_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}} = 4,0 \frac{1,25 \cdot S_{\text{НОМ TR}}}{U_{\text{НОМ}}}, \quad (2.32)$$

$$I_{\text{поД}} = \frac{4 \cdot 1,25 \cdot 9,6}{6} = 8(\text{кА}).$$

Попередньо приймаємо вимикачі [11]:

а) ВРУ-110 кВ	121PM40-20В	$t_{\text{BB}} = 0,015 \text{ с}$
б) ГРУ-18 кВ	МГУ-20-90/6300УЗ	$t_{\text{BB}} = 0,15 \text{ с}$
в) РУ- 10 кВ	ВР0-10	$t_{\text{BB}} = 0,045 \text{ с}$
г) РУВП- 6 кВ	ВР-6	$t_{\text{BB}} = 0,045 \text{ с}$

Таблиця 2.14 – Дані для визначення складових струмів КЗ

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	$\tau, \text{ с}$	$T_a, \text{ с}$	k_y	$e^{-\tau/T_a}$	$\gamma_{\text{н.}\tau}$
К ₁ шини 110 кВ	С-ма	0,045	0,02	1,608	0,1054	1
	Г1-3		0,26	1,955	0,8411	0,93
К ₂ генератор Г1	С-ма	0,16	0,02	1,608	0,0003	1
	Г2-3		0,26	1,955	0,5404	0,97
	Г1		0,267	1,963	0,5492	0,66
К ₃ РУ 10 кВ	С-ма	0,045	0,02	1,608	0,1054	1
	Г1-3		0,26	1,955	0,8411	1
К ₄ НН TR	Г + С	0,045	0,048	1,82	0,3916	1
	Д		0,04	1,65	0,3247	–

Визначаємо коефіцієнти $\gamma_{\text{н.}\tau}$ для генераторних віток [11, 16]:

К₁ а) $G_{1,2}$

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{Г.НОМ}} \Sigma}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{сеп.НОМ}}}; \quad (2.33)$$

$$I'_{\text{НОМ}} = 3 \cdot 188 / \sqrt{3} \cdot 115 = 2,83 \text{ кА};$$

$$I_{\text{п,о}} / I'_{\text{НОМ}} = 10,278 / 2,83 = 3,6.$$

Визначимо з типових кривих коефіцієнт $\gamma_{\text{п,}\tau} = 0,93$

K₂

a) G₁

$$I'_{\text{НОМ}} = 188 / \sqrt{3} \cdot 18 = 6,03 \text{ кА};$$

$$I_{\text{п,о}} / I'_{\text{НОМ}} = 32,11 / 6,03 = 5,3. \quad \gamma_{\text{п,}\tau} = 0,66;$$

б) G_{2,3}

$$I'_{\text{НОМ}} = 2 \cdot 6,03 = 12,06 \text{ кА};$$

$$I_{\text{п,о}} / I'_{\text{НОМ}} = 15,776 / 12,06 = 1,3;$$

$$\gamma_{\text{п,}\tau} = 0,97;$$

K₃

G_Σ

$$I'_{\text{НОМ}} = 3 \cdot 188 / (\sqrt{3} \cdot 10,5) = 31,01 \text{ кА};$$

$$I_{\text{п,о}} / I'_{\text{НОМ}} = 6,081 / 31,01 = 0,2 < 1;$$

$$\gamma_{\text{п,}\tau} = 1;$$

Визначимо складові струму КЗ від двигунів ВП [11]:

$$\left. \begin{aligned} I_{\text{н,}\tau,\text{Д}} &= I_{\text{н,о,Д}} \cdot e^{-\tau/0,07} \\ i_{\text{а,}\tau,\text{Д}} &= \sqrt{2} \cdot I_{\text{н,о,Д}} \cdot e^{-\tau/0,04} \\ i_{\text{у,Д}} &= \sqrt{2} \cdot I_{\text{н,о,Д}} \cdot K_{\text{у,Д}} \end{aligned} \right\} \quad (2.34)$$

$$I_{\text{н,}\tau\text{Д}} = 8 \cdot e^{-0,045 / 0,07} = 4,206 \text{ кА}$$

$$i_{\text{а,}\tau\text{Д}} = \sqrt{2} \cdot 8 \cdot e^{-0,07 / 0,04} = 3,672 \text{ кА}$$

$$i_{\text{у,Д}} = \sqrt{2} \cdot 1,65 \cdot 8 = 18,665 \text{ кА}.$$

Таблиця 2.15 – Зведена таблиця результатів розрахунку струмів КЗ

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	$I_{по}, \text{кА}$	$i_y, \text{кА}$	$i_{ат}, \text{кА}$	$I_{пт}, \text{кА}$	Примітка
К ₁ шини 110 кВ	С-ма	10,817	24,595	1,612	10,817	
	Г1-3	10,278	28,413	12,224	9,559	
	Сума	21,096	53,008	13,836	20,376	Ком.апаратура та шини
К ₂ Генератор Г1	С-ма	25,008	56,861	0,012	25,008	Ком.апарат.
	Г2,3	15,776	43,610	12,055	15,303	
	Сума (без Г1)	40,784	100,471	12,067	40,310	
	Г1	32,110	89,127	24,937	21,193	
	Повна сума	72,894	189,598	37,004	61,503	Шини
К ₃ РУ 10 кВ	С-ма	3,185	7,242	0,475	3,185	
	Г1-3	6,081	16,810	7,232	6,081	
	Сума	9,266	24,051	7,706	9,266	Ком.апаратура та шини
К ₄ НН TR	Г + С	8,535	21,964	4,726	8,535	Ком.апарат.
	Двигуни	8,000	18,665	3,672	4,206	
	Сума	16,535	40,629	8,398	12,741	Шини

Примітка – КА – комутаційна апаратура.

2.7 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадратичного струму

Для того, щоб обрати комутаційне обладнання, струмоведучі частини, необхідно знати робочі максимальні струми приєднань (струми обтяженого режиму), а також тепловий імпульс КЗ. Розрахуємо ці величини для електричних кіл і приєднань різних класів напруг, які є на станції.

ВРУ-110 кВ

Максимальні струми [11]:

$$I_{\max W} = \frac{P_{\text{гр.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \cos \varphi}; \quad (2.35)$$

$$I_{\max \Gamma} = \frac{S_{\Gamma.\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot 0,95}; \quad (2.36)$$

$$I_{\max W} = 35 \cdot 10^3 / (\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,85) = 216,12 \text{ A};$$

$$I_{\max \Gamma} = 188 \cdot 10^3 / (\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,95) = 1038,9 \text{ A}.$$

Імпульс квадратичного струму визначаємо за виразом [11]:

$$B_K = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{вим}} + T_a), \quad (2.37)$$

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

$$B_K = 21,096^2 \cdot (0,20 + 0,26) = 204,71 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

ГРУ-18 кВ:

$$I_{\max G} = \frac{I_{\Gamma.\text{НОМ}}}{0,95}; \quad (2.38)$$

$$I_{\max \text{ТВП, TR}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}; \quad (2.39)$$

$$I_{\max G} = 5670 / 0,95 = 5968 \text{ (A)};$$

$$I_{\max \text{ТВП}} = 10000 / (\sqrt{3} \cdot 18) = 320,7 \text{ (A)};$$

$$I_{\max \text{ТЗ}} = 1,5 \cdot 40 \cdot 10^3 / (\sqrt{3} \cdot 18) = 1924,5 \text{ (A)}.$$

$$B_K = B_{\text{КП}} + B_{\text{ка}} = \left(I_c^2 + B_{*\text{ПГ}} \cdot I_{\text{п,0,Г}}^2 + 2 \cdot I_c \cdot T_* \right) \cdot t_{\text{вим}} + \left(I_c^2 \cdot T_{a,c} + I_{\text{п,0,Г}}^2 \cdot T_{a,Г} + \frac{4 \cdot I_c \cdot I_{\text{п,0,Г}}}{\frac{1}{T_{a,c}} + \frac{1}{T_{a,Г}}} \right), \quad (2.40)$$

де $t_{\text{вим}} = 0,3 \text{ с}$; $B_{*\text{пг}} = 0,3$; $T_* = 0,54$; $T_{a,\text{г}} = 0,267 \text{ с}$; $I_{\text{п,о,г}} = 32,11 \text{ кА}$;

$I_c = 40,784 \text{ кА}$; $T_{a,\text{с}} = 0,26 \text{ с}$.

$$B_k = (40,784^2 + 0,3 \cdot 32,11^2 + 2 \cdot 40,784 \cdot 32,11 \cdot 0,54) \cdot 0,3 + \\ + (40,784^2 \cdot 0,26 + 32,11^2 \cdot 0,267 + \frac{4 \cdot 40,784 \cdot 32,11}{\frac{1}{0,26} + \frac{1}{0,267}}) = 14945,53 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

РУ – 10 кВ:

Максимальний струм:

$$I_{\text{max}} = 40 \cdot 10^3 / (\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2) = 1154,7 \text{ А};$$

$$B_k = 9,266^2 \cdot (0,3 + 0,26) = 48,08 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

РУВП-6 кВ

$$I_{\text{maxTBП}} = 9600 / (\sqrt{3} \cdot 6) = 923,8 \text{ (А)};$$

$$B_k = I_{\text{пос}}^2 (t_{\text{відк}} + T_{a\text{сх}}) + I_{\text{поД}}^2 (0,5T_{\text{Д}}' + T_{a\text{сх}}) + 2I_{\text{поД}}I_{\text{пос}}(T_{\text{Д}}' + T_{a\text{сх}}), \quad (2.41)$$

$$T_{a\text{сх}} = \frac{T_{a\text{с}}I_{\text{пос}} + T_{a\text{Д}}I_{\text{поД}}}{I_{\text{пос}} + I_{\text{поД}}}; \quad (2.42)$$

$$T_{a,\text{сх.}} = (0,048 \cdot 8,535 + 0,04 \cdot 8) / (8,535 + 8) = 0,044 \text{ (с)};$$

$$B_k = 8,535^2 \cdot (0,3 + 0,044) + 8^2 \cdot (0,5 \cdot 0,07 + 0,044) + \\ + 2 \cdot 8,535 \cdot 8 \cdot (0,07 + 0,044) = 45,72 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

2.8 Вибір комутаційної апаратури

Виконаємо вибір комутаційної апаратури на станції (табл. 2.16).

Таблиця 2.16 – Вибір вимикачів і роз'єднувачів

Розрахункові дані ВРУ- 110 кВ	Каталожні дані	
	121PM40-20В	РНДЗ.1-110/2000У1
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$ $I_{max} = 1039 \text{ А}$ $I_{н,т} = 20,376 \text{ кА}$ $i_{а,т} = 13,836 \text{ кА}$ $I_{н,о} = 21,096 \text{ кА}$ $i_y = 53,01 \text{ кА}$ $B_k = 204,71 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 2000 \text{ А}$ $I_{вим.ном} = 40 \text{ кА}$ $i_{а,ном} = \sqrt{2} \cdot B_{ном} \cdot I_{вим.ном} =$ $\sqrt{2} \cdot 0,35 \cdot 40 = 19,74 \text{ кА}$ $I_{дин} = 40 \text{ кА}$ $i_{дин} = 102 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 2000 \text{ А}$ $i_{дин} = 100 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
ГРУ-18 кВ:	Каталожні дані	
	МГУ-20-90/6300У3	РВР-20/6300 У3
$U_{уст} = 18 \text{ кВ}$ $I_{max} = 5968 \text{ А}$ $I_{н,т} = 40,31 \text{ кА}$ $\sqrt{2} \cdot I_{н,т} + i_{а,т} = 69,07 \text{ кА}$ $I_{н,о} = 40,784 \text{ кА}$ $i_y = 100,471 \text{ кА}$ $B_k = 14945,53 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $U_{уст} = 18 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 20 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 6300 \text{ А}$ $I_{ном.відк} = 90 \text{ кА}$ $\sqrt{2} \cdot 90 \cdot (1+0) = 127,3 \text{ кА}$ $I_{дин} = 90 \text{ кА}$ $I_{дин} = 300 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 90^2 \cdot 4 =$ $= 32400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $U_{ном} = 20 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 20 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 6300 \text{ А}$ $i_{пр} = 260 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 100^2 \cdot 4 =$ $= 40000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $U_{ном} = 20 \text{ кВ}$

Розрахункові дані ГРУ-10 кВ – 6 кВ: і	Каталожні дані	
	ВРС-10	Комірка КРУ типу КУ-10С
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$ $I_{max} = 1155 \text{ А}$ $I_{п,т} = 9,266 \text{ кА}$ $i_{а,т} = 7,706 \text{ кА}$ $I_{п,о} = 9,266 \text{ кА}$ $i_y = 24,051 \text{ кА}$ $B_k = 48,08 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1600 \text{ А}$ $I_{вим.ном} = 20 \text{ кА}$ $i_{а,ном} = \sqrt{2} \cdot 20 \cdot 0,3 = 9,87$ кА $I_{дин} = 20 \text{ кА}$ $i_{дин} = 52 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1600 \text{ А}$

Продовження таблиці 2.16

Розрахункові дані <i>РУВП – 6 кВ: і</i>	Каталожні дані	
	ВРС-10	Комірка КРУ типу КУ-10С
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$ $I_{max} = 924 \text{ А}$ $I_{н,т} = 8,535 \text{ кА}$ $i_{а,т} = 4,726 \text{ кА}$ $I_{н,о} = 8,535 \text{ кА}$ $i_y = 21,964 \text{ кА}$ $B_k = 45,72 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 630 \text{ А}$ $I_{вим.ном} = 20 \text{ кА}$ $i_{а,ном} = \sqrt{2} \cdot 20 \cdot 0,3 = 9,87 \text{ кА}$ $I_{дин} = 20 \text{ кА}$ $i_{дин} = 52 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1000 \text{ А}$

2.9 Вибір струмоведучих частин

ВРУ-110 кВ:

а) збірні шини;

$I_{max} = 1038,9 \text{ А}$; $I_{н,о} = 21,096 \text{ кА} > 20 \text{ кА}$; $i_y = 72,94 \text{ кА} > 50 \text{ кА}$.

Приймаємо провід марки АС 600/72: $d = 33,2 \text{ мм}$;

$$I_{доп} = 1050 \text{ А}.$$

Фаза розташовується горизонтально на відстані $D = 300 \text{ см}$.

Перевірка за максимальним струмом:

$$I_{max} = 1038,9 \text{ А} < I_{доп} = 1050 \text{ А}.$$

Середня геометрична відстань між проводами:

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D; \quad (2.43)$$

$$D_{cp} = 1,26 \cdot 300 = 378 \text{ см}.$$

Перевірка за максимальним струмом:

$$I_{max} = 630,6 \text{ А} < I_{доп} = 680 \text{ А}.$$

Перевірка проводу на коронування [11]:

- початкова критична напруженість електричного поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right); \quad (2.44)$$

де r_0 – радіус проводу, см;

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

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

- напруженість електричного поля поблизу поверхні проводу:

$$E = \frac{0,354 \cdot U_{\max}}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{сп}}}{r_0}}, \quad (2.45)$$

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

$$E = 0,354 \cdot 121 / (1,66 \cdot \lg(378/1,66)) = 10,946 \text{ (кВ/см)}.$$

Умова перевірки:

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

$$1,07 \cdot 10,946 = 11,712 \text{ кВ/см} < 0,9 \cdot 30,612 = 27,551 \text{ кВ/см}.$$

Умова виконується.

Перевірка на схрещування проводів:

1) зусилля від тривалого струму двохфазного КЗ:

$$f = 0,15 \cdot I_{\text{п,О}}^{(3)2} / D, \quad (2.47)$$

$$f = 0,15 \cdot 21,096^2 / 3 = 22,25 \text{ Н/м};$$

2) сила тяжіння 1м струмопроводу:

$$g = 9,8 \cdot m_1; \quad (2.48)$$

де m_1 - маса 1м, кг.

$$g = 9,8 \cdot (1,603 + 0,567) = 21,27 \text{ Н/м.}$$

3) визначаємо співвідношення:

$$\sqrt{h} / t_{ек};$$

$$f / g,$$

де $h = 2,5$ м – максимальна розрахункова стріла провисання;

$t_{ек} = 0,15$ с – еквівалентний час дії захисту.

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

$$f / g = 22,25 / 21,27 = 1,02;$$

З [11] визначаємо, що $b/h = 0,31$;

Звідки відхилення проводу при КЗ:

$$b = 2,5 \cdot 0,31 = 0,775 \text{ м.}$$

Допустиме відхилення проводу:

$$b_{доп} = (D - d - a_{доп}) / 2, \quad (2.49)$$

де $a_{доп} = 0,45$ м [11];

d – діаметр проводу, м.

$$b_{доп} = (3 - 0,0332 - 0,45) / 2 = 1,26 \text{ м} > b = 0,775 \text{ м.}$$

Умова виконується.

б) відгалуження до блочного трансформатора;

Струм нормального режиму:

$$I_{\text{норм}} = 188 \cdot 10^3 / \sqrt{3} \cdot 110 = 986,7 \text{ A};$$

Економічний переріз проводу:

$$q_e = \frac{I_{\text{норм}}}{j_{\text{ек}}}, \quad (2.50)$$

де $j_{\text{ек}}$ – економічна густина струму, А/мм² [11].

$$q_{\text{ек}} = 986,7 / 1,0 = 986,7 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо провід марки АС 1000/56: $d = 42,4 \text{ мм};$

$$I_{\text{доп}} = 1050 \text{ A}.$$

в) відгалуження до ТР;

Струм нормального режиму:

$$I_{\text{норм}} = 10 \cdot 10^3 / \sqrt{3} \cdot 110 = 52,49 \text{ A};$$

Економічний переріз проводу: $q_{\text{ек}} = 52,49 / 1,0 = 52,49 \text{ мм}^2.$

Приймаємо провід марки АС 70/11. $d = 11,4 \text{ мм}; I_{\text{доп}} = 265 \text{ A}.$

ГРУ-18 кВ:

а) основне коло;

Встановлюємо екранований генераторний струмопровід типу ТЕКНЕ-20/10000-300 У1:

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

$$I_{\text{мах}} = 5968 \text{ A} < I_{\text{ном}} = 10000 \text{ A};$$

$$i_y = 100,471 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 300 \text{ кА}.$$

б) відгалуження до ТВП;

Встановлюємо екранований генераторний струмопровід типу ТЕКНЕ-20/1000-540У1:

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

$$I_{\text{мах}} = 205,28 \text{ А} < I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А};$$

$$i_y = 189,598 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 540 \text{ кА}.$$

в) відгалуження до трансформатора Т₁;

Встановлюємо екранований генераторний струмопровід типу ТЕКНЕ – 20/10000-300 У1:

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

$$I_{\text{мах}} = 1283 \text{ А} < I_{\text{ном}} = 10000 \text{ А};$$

$$i_y = 189,598 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 300 \text{ кА}.$$

ГРУ-10 кВ:

Встановлюємо комплексний струмопровід типу ТЗК – 10/1600-51:

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

$$I_{\text{мах}} = 1154,7 \text{ А} < I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А};$$

$$i_y = 48,08 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 51 \text{ кА}.$$

Вибір кабелів РУВП-6 кВ:

Вибираємо кабель для електродвигуна типу АВ-113-4М302:

$$P_{\text{ном}} = 250 \text{ кВт}; U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}; I_{\text{ном}} = 27,8 \text{ А}.$$

Приймаємо кабель марки ААШв, $U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$; трьохжильний.

Кабель прокладається у вологому приміщенні в каналі:

$$v_0 = 30^\circ\text{С}; T_{\text{мах}} = 5600 \text{ год};$$

Визначаємо економічний переріз:

$$q_{\text{ек}} = 27,8/1,2 = 23,17 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо трьохжильний кабель $3 \times 25 \text{ мм}^2$; $I_{\text{доп.ном}} = 70 \text{ А}$.

Поправочний коефіцієнт на температуру повітря: $K_2 = 0,93$.

Тоді

$$I_{\text{доп}} = K_2 \cdot I_{\text{доп.ном}}; \quad (2.51)$$

$$I_{\text{доп}} = 0,93 \cdot 70 = 65,1 \text{ А} > I_{\text{мах}} = 27,8 \text{ А}.$$

Перевіряємо кабель на термічну стійкість:

$$q_{\min} = \sqrt{B_{\hat{e}}} / C, \quad (2.52)$$

де $C = 98 \text{ А} \cdot \text{С}^{1/2} / \text{мм}^2$ – коефіцієнт, що враховує матеріал кабелю [11].

$$q_{\min} = \sqrt{45,72 \cdot 10^6} / 98 = 69,01 \text{ мм}^2 > q_{\text{ек}}.$$

Збільшуємо переріз і приймаємо кабель з жилами перерізом 70 мм^2 ,
 $I_{\text{доп.ном}} = 135 \text{ А}.$

2.10 Вибір вимірювальних трансформаторів

Виберемо вимірювальні трансформатори в колі генератора ТВВ 160.

Встановлюємо трансформатор струму ТШ-20-10000/5, параметри якого з [15]: $U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$; $I_{1\text{ном}} = 8000 \text{ А}$; $I_{2\text{ном}} = 5 \text{ А}$; $r_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом}$; $I_{\text{тер}} = 160 \text{ кА}$; $t_{\text{тер}} = 3 \text{ с}$, клас точності 0,5.

Перелік приладів вибираємо з [14] (таблиця 2.17).

Таблиця 2.17 – Вибір трансформатора струму типу ТШ-20

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{\text{уст}} = 18 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{макс}} = 5,968 \text{ кА}$	$I_{1\text{ном}} = 8,0 \text{ кА}$
$B_k = 14945,53 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{терм}}^2 t_{\text{терм}} = 160^2 \cdot 3 = 76800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$Z_2 = 1,13 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом}$

Примітка: а) $I_2 = 5\text{ А}$;

б) 0,2/10 Р;

в) $l=40\text{ м}$; $\rho = 0,0283\text{ Ом}\cdot\text{м}$;

г) схема з'єднань ТС: повна зірка.

Перевіряємо ТС на клас точності [11, 15]:

Таблиця 2.18 – Вторинне навантаження трансформаторів струму

№	Прилад	Тип	Навантаження, В·А		
			А	В	С
1	Амперметр реєструючий	Н-393	—	10	—
2	Ватметр	Д-304	0,5	—	0,5
3	Варметр	Д-304	0,5	—	0,5
4	Лічильник активної енергії	САЗ-І670	2,5	—	2,5
5	Ватметр реєструючий	Н-395	10	—	10
6	Ватметр (щит турбіни)	Д-304	0,5	—	0,5
7	Амперметр	Е-335	0,5	0,5	0,5
	Сумарне значення		14,5	10,5	14,5

З таблиці видно, що найбільш завантаженими є трансформатори струму фаз А і С.

Струм обтяженого режиму $I_{p.\text{макс}} = 6,347(\text{кА})$.

Загальний опір приладів:

$$R_{\text{прил}} = \frac{S_{\text{прил}}}{I_2^2}; \quad (2.53)$$

$$R_{\text{прил}} = \frac{14,5}{5^2} = 0,58(\text{Ом}).$$

Опір контактів:

$$R_{\text{к}} = 0,1\text{Ом};$$

Опір провідників:

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{прил}} - R_{\text{к}} = 1,2 - 0,58 - 0,1 = 0,52(\text{Ом}).$$

Знаючи $R_{\text{пр}}$ знаходимо переріз з'єднувальних провідників.

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{розр}}}{R_{\text{пр}}}, \quad (2.54)$$

де ρ - питомий опір матеріалу провідника;

$l_{\text{розр}}$ - розрахункова довжина провідників, яка залежить від схеми з'єднання трансформаторів струму [11].

Оскільки трансформатори з'єднані в повну зірку, то

$$l_{\text{розр}} = l = 40 \text{ м.}$$

$$\text{Для алюмінію } \rho = 0,0283 \left(\frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}} \right).$$

$$q = \frac{0,0283 \cdot 40}{0,52} = 2,1 (\text{мм}^2).$$

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

Вторинне навантаження трансформатора струму

$$Z_2 = \frac{0,0283 \cdot 40}{2,5} + 0,1 + 0,58 = 1,13 (\text{Ом}).$$

Електродинамічна стійкість шинних трансформаторів струму визначається стійкістю самих шин, тому по цій умові вони не перевіряються.

В колі генератора встановлюємо трансформатор напруги ЗНОМ-18.

$$U_{\text{НОМ1}} = 18000 / \sqrt{3} \text{ В}, U_{\text{НОМ2}} = 100 / \sqrt{3} \text{ В}, S_{\text{НОМ}} = 75 \text{ ВА}.$$

$$U_{\text{уст}} = 18 \text{ кВ} = U_{\text{НОМТН}} = 18 \text{ кВ}.$$

Перевіримо його за вторинним навантаженням. Підрахунок навантаження основної обмотки ТН наведено в таблиці 2.19.

Вторинне навантаження трансформатора напруги:

$$S_{2\text{розр}} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2} = \sqrt{69^2 + 7,3^2} = 69,385 (\text{В} \cdot \text{А});$$

$$S_{2\text{розр}} = 69,385 \text{ (В}\cdot\text{А)} < S_{2\text{н}} = 3 \cdot 75 = 225 \text{ (В}\cdot\text{А)}.$$

Для з'єднання трансформатора напруги з приладами приймаємо контрольний кабель АКРВГ з перерізом жил $2,5 \text{ мм}^2$.

Для інших приєднань розрахунків виконується аналогічно. Результати розрахунків зводимо у таблицю 2.20.

Таблиця 2.19 – Вторинне навантаження трансформатора напруги

Назва	Тип	Потужність однієї котушки	Кількість котушок	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	P, Вт	Q, В·Ар
Вольтметр	Е-335	2	1	1	0	2	—
Ватметр	Д-304	2	2	1	0	4	—
Ватметр (щит турбіни)	Д-304	2	2	1	0	4	—
Варметр	Д-304	2	2	1	0	4	—
Датчик активної потужності	Е-829	10	—	1	0	10	—
Датчик реактивної потужності	Е-830	10	—	1	0	10	—
Лічильник активної енергії	САЗ-И670	1,5	2	0,38	0,925	3	7,3
Ватметр реєструючий	Н-395	10	2	1	0	20	—
Вольтметр реєструючий	Н-393	10	1	1	0	10	—
Частотомір	Е-362	1	1	1	0	1	—
Частотомір (щит турбіни)	Е-362	1	1	1	0	1	—
Сумарне значення						69	7,3

Таблиця 2.20 – Вимірювальні трансформатори

Місце установки	ТС	ТН
ВРУ-110 кВ	ІМВ 123-170	СРВ 123
Блочний трансформатор:		
-ВН	ТВТ110-ІІІ-2000/1	-
-НН	ТШ-20-10000/5	-
Генератор	ТШ-20-10000/5	ЗОМ-1/18 ЗНОМ-18
Трансформатор Т1:		
-ВН	ТШ-20-10000/5	-
-НН	ТШЛ-10	-
Кабельна ЛЕП-10 кВ	ТПЛ-10	-
РУ-10 кВ	-	ЗНОЛ.06-10УЗ
Трансформатор власних потреб:		
-ВН	ТШЛ20Б-І	-
-НН	ТШЛ-10	-
Пускорезервний трансформатор власних потреб:		
-ВН	ТВТ110І-300/1	-
-НН	ТШЛ-10	ЗНОЛ.06-6УЗ

2.11 Вибір 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 (маслонасосів, систем регулювання турбогенераторів).

Виконаємо розрахунок АБ для блоку 160 МВт. Розрахунок навантаження установки постійного струму [11] зведений в таблицю 2.21.

Таблиця 2.21 – Навантаження установки постійного струму

Електроприймач	К-ть	$P_{\text{ном}},$ 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 маслососу ущільнень генератора	1	25	128	120	300	120	—
Електродвигун аварійного маслососу змазки турбін	1	14	73,5	73	184	73	—
Разом						453	130

- номінальна напруга батареї: $U_{\text{ном}} = 220 \text{ В}$
- 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: $U_3 = 2,75 \text{ В}$

Приймаємо одну акумуляторну батарею на блок. Батарея буде працювати в режимі постійної підзарядки в схемі з елементним комутатором.

Розрахункова температура електроліту $+25^\circ\text{C}$.

З таблиці 2.21: $I_{\text{ав}} = 453 \text{ А}$; $I_{\text{пошт}} = 130 \text{ А}$.

Виходячі із тривалості аварійного навантаження визначимо типовий номер батареї:

$$N = 1,05 \frac{I_{\text{ав}}}{j} = 1,05 \frac{453}{25} = 19,$$

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

$I_{ав}$ – струм півгодинного аварійного розряду, А;

$j = 25 \text{ A/N}$ [11] – допустиме навантаження аварійного розряду, приведене до першого номера акумуляторів, в залежності від температури електроліту.

Приймаємо найближчий найбільший типовий номер [11]: $N = 20$.

Перевіряємо по струму короткочасного аварійного навантаження:

$$N \geq \frac{I_{пошт}}{46} = \frac{130}{46} = 2,8 < 20.$$

Перевіряємо по допустимій напрузі в умовах аварійного короткочасного навантаження:

$$j > \frac{I_{пошт}}{N},$$

де j визначається з [11] для основних елементів з умови забезпечення мінімально допустимої напруги на приводі вимикача $85\% U_{ном}$, з врахуванням падіння напруги в кабелі $5\% U_{ном}$.

$$j = 40 \text{ A/N} > \frac{130}{20} = 6,5 \text{ A/N},$$

умова виконується.

Остаточно приймаємо для встановлення акумуляторну батарею типу Varta.

Підзарядний пристрій (ПЗП) вибираємо по розрахунковим значенням струму і напруги в нормальному режимі. Струм підзаряду приймаємо рівним $0,15 N$ [11]; тоді розрахунковий струм ПЗП основних елементів батареї:

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

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

де $I_{\text{пост}}$ – струм постійно включеного навантаження (табл. 2.21).

Розрахункова напруга підзарядного пристрою:

$$U_{\text{пзп}} = U_{\text{пз}} \cdot n_0 = 2,15 \cdot 108 = 232 \text{ В.}$$

В якості ПЗП застосовують агрегати з твердими випрямлячами типу ВАЗП-380/260-40/80.

Додаткові елементи в нормальному режимі навантаження не несуть. Тому розрахунковий струм і напруга підзарядного автоматичного пристрою додаткових елементів:

$$I_{\text{пзп дод}} = 0,05 \cdot N;$$

$$I_{\text{пзп дод}} = 0,05 \cdot 20 = 1,0 \text{ А};$$

$$U_{\text{пзп дод}} = U_{\text{пз}} \cdot n_{\text{дод}};$$

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

Вибираємо автоматичний ПЗП типу АРН-3.

Розрахунковий струм і напруга (в кінці заряду) зарядного пристрою:

$$I_{\text{зп}} = I_{\text{пост}} + 5N;$$

$$I_{\text{зп}} = 30 + 5 \cdot 20 = 130 \text{ А};$$

$$U_{\text{зп}} = U_{\text{з}} \cdot n = 2,75 \cdot 130;$$

$$U_{\text{зп}} = 357,5 \text{ В.}$$

Вибираємо зарядний агрегат типу ТППС-800 ($U_{\text{ном}} = 380 \text{ В}$, $I_{\text{ном}} = 800 \text{ А}$).

Вибрана акумуляторна батарея задовольняє усім технічним вимогам і зможе підтримати роботу станції при аварійній ситуації на протязі часу, необхідного для відновлення нормального режиму.

З ЗАХИСТ ВІДКРИТОЇ РОЗПОДІЛЬНОЇ УСТАНОВКИ 110 кВ

3.1 Загальні питання захисту розподільних установок

Електричне обладнання електричних станцій, підстанцій мереж та підприємств створює велику потенційну небезпеку для людей. Порухення режиму роботи, пошкодження електроустановок можуть супроводжуватись ураженням персоналу електричним струмом, вибухами й пожежами. Згідно статистичних даних [19] рівень електротравматизму на виробництві складає близько одного відсотка серед усіх травм. І в той же час по кількості зі смертельними випадками електротравматизм займає одне з перших місць.

Зазвичай небезпека ураження електричним струмом з'являється через порушення ізоляції струмоведучих частин. Також суттєво впливають на стан ізоляції температура й вологість навколишнього середовища, наявність хімічно активного середовища та інші фактори.

Отже, під час експлуатації електричного обладнання розподільних установок на станціях та підстанціях великого значення набувають питання захисту обслуговуючого персоналу та інших людей, що знаходяться в електроустановці, від ураження електричним струмом.

Під час пошкодження ізоляції обладнання та/або провідників електричної системи відносно землі в місці пошкодження виникає струм. Його значення і тривалість залежать від робочого заземлення мережі. В ефективно заземлених мережах струм в місці замикання може досягати сотні-тисячі ампер, але його тривалість не перевищує декількох десятків секунд, оскільки пошкоджена ділянка мережі автоматично буде відключатися відповідним релейним захистом. В незаземлених мережах або мережах, що заземлені через дугогасні реактори (або резистори), струм однофазного замикання на землю зазвичай не перевищує декількох десятків ампер, але він може тривати тривалий час, оскільки в таких мережах захист від однофазних замикань зазвичай відсутній.

Замикання на землю може статися в будь-якій точці електричної системи, як в межах станцій та підстанцій, так і в мережах ліній будь-якої напруги. Від місця пошкодження струм повертається до джерел енергії багатьма шляхами – частково по провідниках, частково через землю. У місці переходу струму в землю, якщо не передбачені спеціальні пристрої для проведення струму в землю, виникають значні потенціали та градієнти напруги на поверхні землі, що є небезпечними для людей, які знаходяться поблизу. Це зумовлено великим питомим опором землі, який значно перевищує питомий опір провідникових матеріалів. Для усунення цієї небезпеки на станціях, підстанціях та лініях електропередачі передбачають заземлювальний пристрій (ЗП), призначений для зниження потенціалів і градієнтів напруги до прийнятних значень та для проведення струму в землю [25, 26].

Заземлювальні пристрої (ЗП) складаються з чотирьох елементів:

1. Грунту – його якість визначається питомим опором.
2. Штучних заземлювачів – це заглиблені у землю сталеві електроди, які можуть бути вертикальними (у вигляді труб, стержнів, кутиків) або горизонтальними (у вигляді заглибленої сталеної полоси прямокутного або круглого перерізу).
3. Природних заземлювачів – це всі металеві та залізобетонні елементи будівель та споруд, металеві конструкції та обладнання (оболонки кабелів, трубопроводи), які мають надійний дотик з землею і можуть бути використані для стікання струмів у землю [11].
4. Заземлювальних магістралей та провідників, які з'єднують окремі заземлювачі між собою та заземлювачі обладнання.

Згідно з вимогами Правил улаштування електроустановок (ПУЕ), заземленню підлягають [12]:

- металеві корпуси електрообладнання та окремо розташовані електричні пристрої (кнопки, вимикачі, магнітні пускачі, електродвигуни тощо);

- металеві конструкції, щити, шафи, на яких або всередині яких встановлюється електрообладнання або струмоведучі пристрої;
- металеві оболонки кабелів та кабельні конструкції;
- арматура залізобетонних опор ліній електропередачі.

Як заземлювачі повинні в першу чергу використовуватися природні заземлювачі, які мають бути приєднані до заземлювальних магістралей не менше ніж у двох місцях. Забороняється використовувати в якості природних заземлювачів чавунні трубопроводи, тимчасові трубопроводи будівельних майданчиків, алюмінієві оболонки кабелів та неізольовані алюмінієві провідники.

Важливим параметром, який характеризує заземлювач, є опір розтікання заземлювача. Для електроустановок напругою вище 1000В з глухим заземленням нейтралі, іноді економічно доцільно забезпечити безпеку та електробезпеку регламентуванням напруги дотику, а не тільки значенням опору розтікання

На спроектовані ТЕЦ плануємо для захисту обладнання ВРУ-110 кВ встановити заземлювальний пристрій (ЗП) (контур заземлення). Нижче розрахуємо його параметри.

Також важливим елементом захисту обладнання від ураження блискавки є блискавковідводи. Тому ще однією задачею даного розділу є розрахунок грозозахисту ВРУ та вибір засобів обмеження перенапруг. Розв'яжемо ці задачі.

3.2 Розрахунок грозозахисту ВРУ-110 кВ

В Україні улаштування блискавкозахисту підтримується документом [21-24].

Грозозахист ВРУ-110 кВ ТЕЦ здійснюється блискавковідводами, які встановлюються на конструкціях ВРУ.

Вихідними даними для розрахунку зон захисту стержневих блискавководів є схема їх розташування, висота блискавководу (h) та розрахункова висота (h_x), для якої визначається зона захисту [19 – 21].

Параметри зони захисту грозозахисту визначаються таким чином:

- радіус захисту блискавководу (r_x):

$$\begin{aligned} r_x &= 1,5 \cdot (h - 1,25 \cdot h_x) \text{ при } 0 \leq h_x \leq 2/3h; \\ r_x &= 0,75 \cdot (h - h_x) \text{ при } h_x > 2/3h; \end{aligned} \quad (3.1)$$

- ширина зони захисту:

$$\begin{aligned} b_x &= 3 \cdot (h_0 - 1,25 \cdot h_x) \text{ при } 0 \leq h_x \leq 2/3h; \\ b_x &= 1,5 \cdot (h_0 - h_x) \text{ при } h_x > 2/3h; \end{aligned} \quad (3.2)$$

$$h_0 = 4 \cdot h - \sqrt{9 \cdot h^2 + 0,25 \cdot L^2}, \quad (3.3)$$

де h – висота блискавководу, м;

h_x – розрахункова висота, для якої визначається зона захисту, м;

h_0 – висота зони захисту в середині відстані між блискавковідводами, м;

L – відстань між сусідніми блискавковідводами, м.

Вихідні дані :

а) висота блискавководу: $h = 19,5$ м;

б) розрахункова висота, для якої визначаються зони захисту: $h_x = 12$ м;

$$2/3 \cdot h = 2/3 \cdot 19,5 = 13 \text{ м} > h_x = 12 \text{ м},$$

Схема розташування блискавководів на ВРУ – 110 кВ наведена на рис. 3.1. Дані для побудови зони захисту блискавководів ВРУ-110 кВ наведено в табл. 3.1. Зона захисту блискавководів наведена на рис. 3.2.

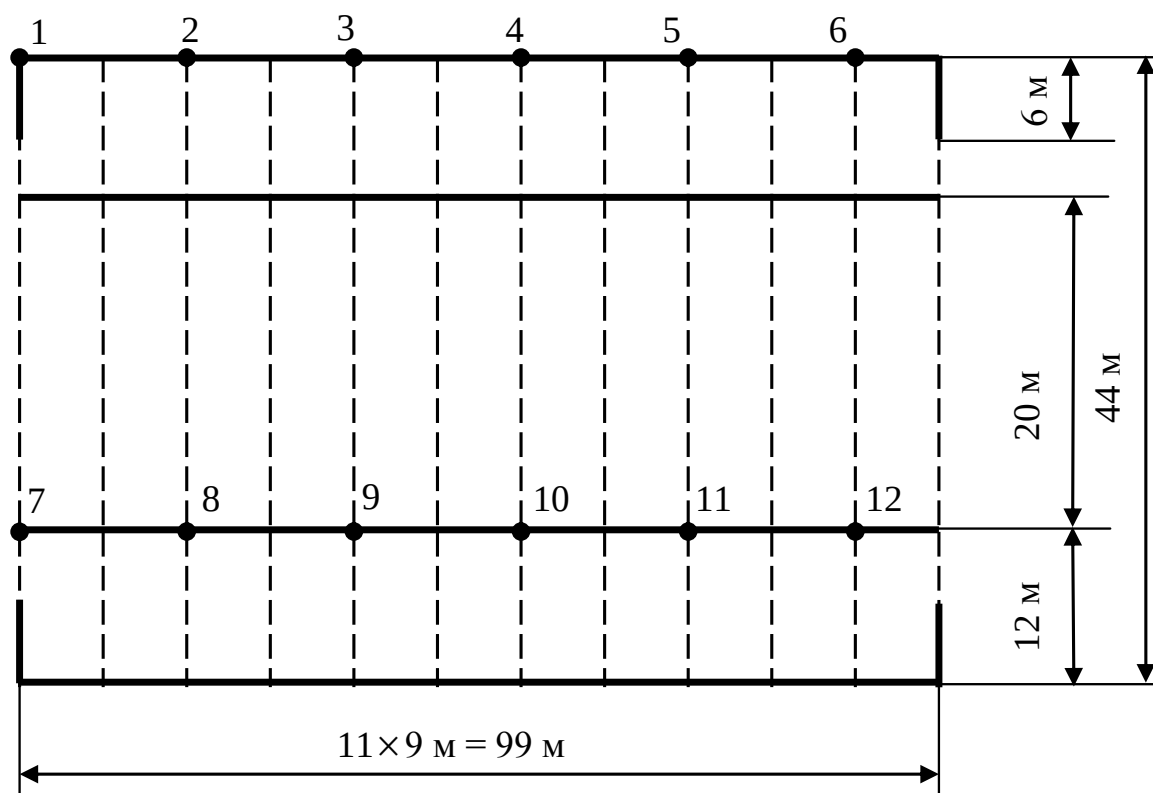
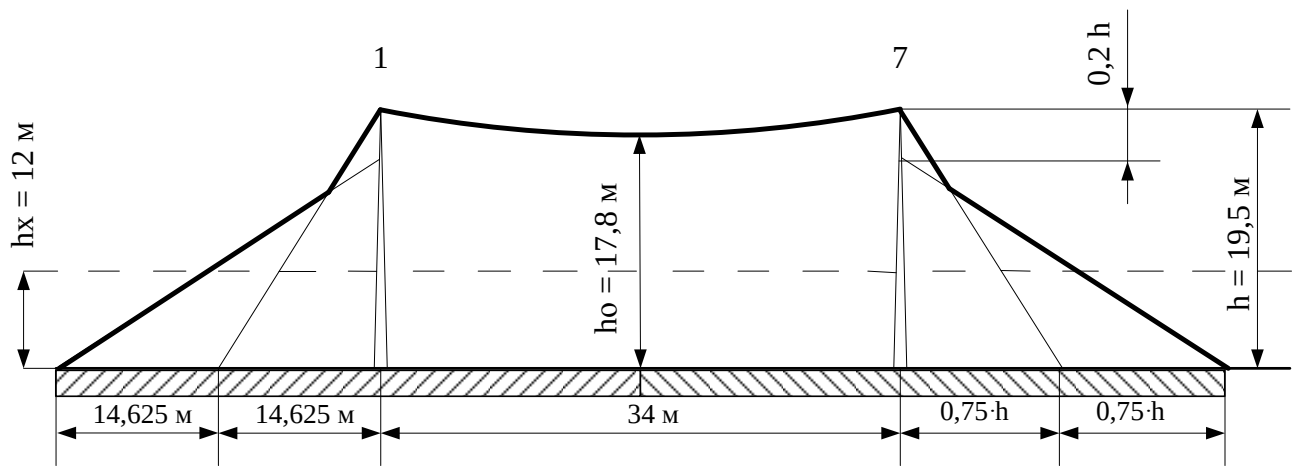


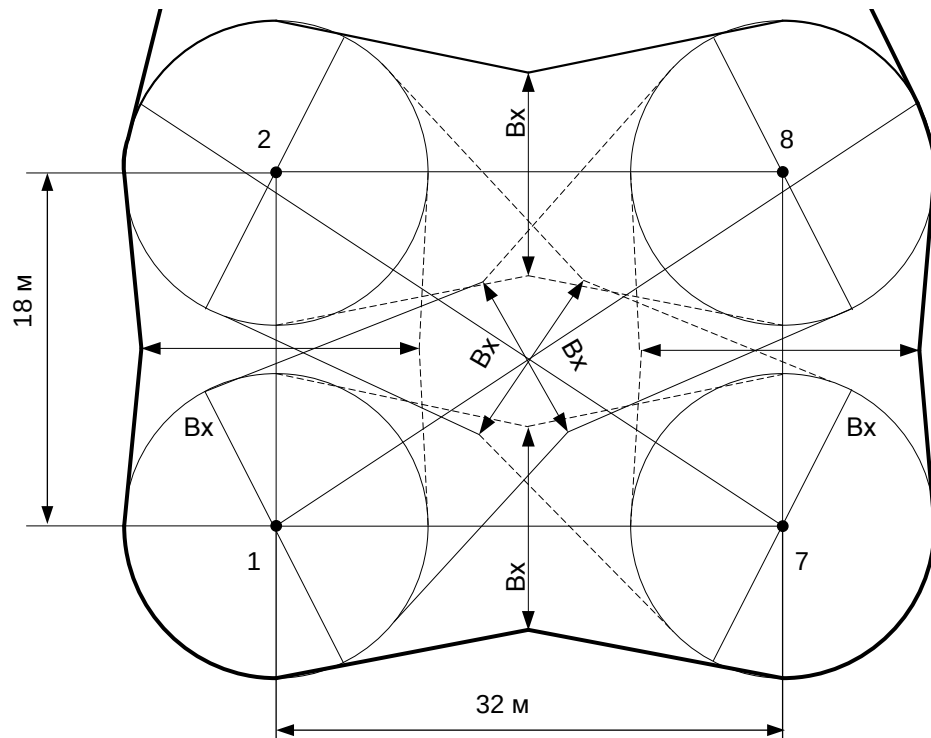
Рисунок 3.1 – Схема розташування блискавковідводів на ВРУ – 110 кВ

Таблиця 3.1 – Дані для побудови зони захисту блискавковідводів ВРУ-110 кВ

Пари блискавковідводів	L, м	h_0 , м	b_x , м	r_x , м
1-2, 2-3, 3-4, 4-5, 5-6, 7-8, 8-9, 9-10, 10-11, 11-12	18	18,812	11,435	6,750
1-7, 2-8, 3-9, 4-10, 5-11, 6-12	32	17,351	7,054	6,750
1-8, 2-7, 2-9, 3-8, 3-10, 4-9, 4-11, 5-10, 5-12, 6-11	36,7	16,690	5,069	6,750



а) вид збоку



б) вид зверху

Рисунок 3.2 – Зона захисту ВРУ-110 кВ

3.3 Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ

Заземленню підлягають корпуси електричних машин, трансформаторів, апаратів, приводи, каркаси розподільних щитів, щитів управління, шафи а також вторинні обмотки вимірювальних трансформаторів.

ЗП повинен мати опір у будь-який час року не більше 0,5 Ом, якщо він виконується згідно з вимогами до його опору стікання (для мереж з глухо-

та ефективно- заземленою нейтраллю) [11]. Опір ЗП залежить від опору природного R_{Π} та штучного $R_{\text{ш}}$ заземлювачів і визначається за формулою [24]:

$$R_3 = \frac{R_{\text{ш}} \cdot R_{\Pi}}{R_{\text{ш}} + R_{\Pi}}. \quad (3.4)$$

Опір штучного заземлювача:

$$R_{\text{ш}} = A \cdot \frac{\rho_{\text{екв}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{екв}}}{L_{\Gamma} + L_{\text{В}}}, \quad (3.5)$$

де $\rho_{\text{екв}}$ – еквівалентний питомий опір землі, Ом·м;

A – функція відношення $\frac{l_{\text{В}} + t}{\sqrt{S}}$;

L_{Γ} , $L_{\text{В}}$ – загальна довжина горизонтальних та вертикальних заземлювачів;

S – площа ЗП, м²;

h – товщина верхнього шару ґрунту, м;

t – глибина закладена горизонтальних заземлювачів, м;

$l_{\text{В}}$ – довжина вертикальних заземлювачів, м.

$$\left. \begin{aligned} A &= 0,444 - 0,84 \frac{l_{\text{В}} + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0 \leq \frac{l_{\text{В}} + t}{\sqrt{S}} \leq 0,1; \\ A &= 0,385 - 0,25 \frac{l_{\text{В}} + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0,1 \leq \frac{l_{\text{В}} + t}{\sqrt{S}} \leq 0,5; \end{aligned} \right\} \quad (3.6)$$

За допомогою таблиці з [15] визначається $\rho_{\text{екв}}$, для чого потрібно знати параметри $\rho_1, \rho_2, (h-t)/l_{\text{В}}, \rho_1/\rho_2$, та $a/l_{\text{В}}$,

де ρ_1, ρ_2 – питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту, Ом·м;

a – середня відстань між вертикальними заземлювачами, м.

$$a = P/n_B, \quad (3.7)$$

де P – периметр контуру заземлення, м;

n_B – кількість вертикальних заземлювачів, шт.

Вихідні дані (рис. 3.3):

- площа ЗП: $S = (100 \times 48) = 4800 \text{ м}^2$;

- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:

$$\rho_1 = 900 \text{ Ом}\cdot\text{м}; \quad \rho_2 = 180 \text{ Ом}\cdot\text{м};$$

ґрунт – пісок; склад однорідний; вологість нормальна;

кліматична зона – III

- глибина закладання заземлення: $t = 0,5 \text{ м}$;

- товщина верхнього шару ґрунту: $h = 2 \text{ м}$;

- число вертикальних заземлювачів: $n_B = 32$ шт;

- довжина вертикальних заземлювачів: $l_B = 4,6 \text{ м}$.

Обираємо спосіб заземлення нейтралі мережі – ефективно-заземлену.

Визначимо величини:

$$\rho_1/\rho_2 = 900/180 = 5;$$

$$a = 2 \cdot (100 + 48)/32 = 9,25 \text{ м};$$

$$a/l_B = 9,25/4,6 = 2;$$

$$\sqrt{S} = \sqrt{4800} = 69,3 \text{ (м)};$$

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{4,6 + 0,5}{69,3} = 0,074 < 0,1;$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot 0,074 = 0,381;$$

$$\frac{h - t}{l_B} = \frac{2 - 0,5}{4,6} = 0,33.$$

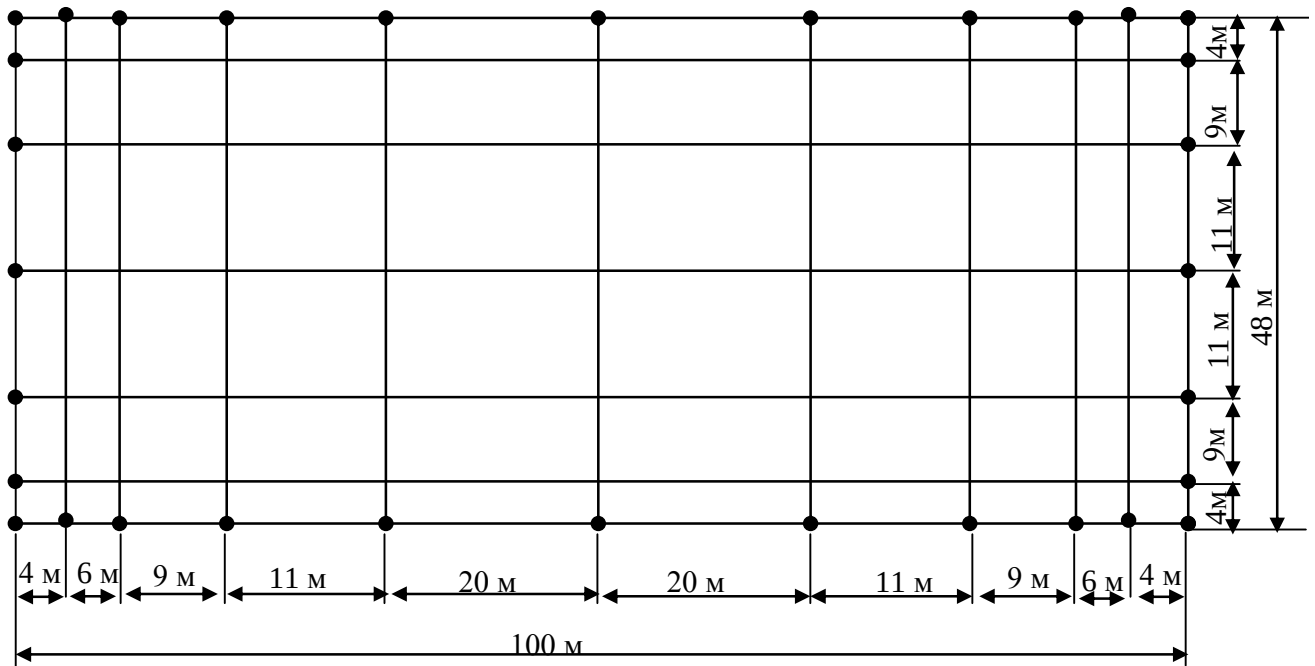


Рисунок 3.3 – План заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ

З [15] визначаємо, що $\rho_{\text{екв}}/\rho_2 = 1,5$.

Звідки $\rho_{\text{екв}} = 1,5 \cdot 180 = 270 \text{ Ом} \cdot \text{м}$;

Сумарна довжина горизонтальних та вертикальних заземлювачів:

$$L_{\text{Г}} + L_{\text{В}} = (7 \cdot 100 + 11 \cdot 48) + 32 \cdot 4,6 = 1375,2 \text{ м.}$$

Опір штучного заземлювача:

$$R_3 = 0,381 \cdot 270 / 69,3 + 270 / 1375,2 = 1,68 > R_{3,\text{доп}} = 0,5 \text{ Ом.}$$

На ВРУ-110 кВ є природні заземлювачі. Приєднуємо до заземлювального пристрою такі природні заземлювачі:

а) система «трос-опори»: $R_{\text{п1}} = 1,1 \text{ Ом}$;

б) фундаменти опор: $R_{\text{п2}} = 1,3 \text{ Ом}$.

$$R'_3 = \frac{1,68 \cdot 1,1 \cdot 1,3}{1,68 \cdot 1,1 + 1,68 \cdot 1,3 + 1,1 \cdot 1,3} = 0,44 \text{ Ом} < R_{3, \text{доп}} = 0,5 \text{ Ом}.$$

Таким чином, обраний заземлювальний пристрій ВРУ-110 кВ задовольняє вимогам для мереж з ефективно-заземленою нейтраллю.

3.4 Вибір засобів обмеження перенапруг та високочастотних загороджувачів

Для захисту обладнання від атмосферних та комутаційних перенапруг встановлюємо нелінійні обмежувачі перенапруг [11, 12]:

- ЛЕП-110 кВ; - сторона ВН блочних трансформаторів ; - пускорезервний ТВП	ОПН-110 У1
- нейтраль блочних трансформаторів	ОПН-35У1
- генератор	ОПН-18 У1
- РУ-10 кВ	ОПН-10 У1
- РУВП-6 кВ	ОПН-6У1

Для забезпечення нормальної роботи пристроїв РЗА та зв'язку встановлюємо на ЛЕП-110 кВ високочастотні загороджувачі типу ВЗ-1250-0,5У1.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

У цьому розділі магістерської роботи розробляються заходи з охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях під час обслуговування РУ ТЕЦ 495 МВт. На електротехнічний персонал ТЕЦ, що виконує ці роботи з модернізації системи освітлення та її подальшу експлуатацію, впливає комплекс небезпечних і шкідливих виробничих факторів. Тому важливо розглянути питання з охорони праці, що передбачають заходи щодо їхнього виявлення, розроблення заходів зі зниження їхнього впливу, з промислової безпеки, з безпеки в надзвичайних ситуаціях, а також зі створення безпечних та нешкідливих умов праці робітників. Отже, на оперативно-ремонтний електротехнічний персонал впливають наступні шкідливі та небезпечні виробничі фактори [27, 28].

Фізичні фактори: мікроклімат (температура, вологість, швидкість руху повітря, інфрачервоне випромінювання); виробничий шум, ультразвук, інфразвук; освітлення: природне (недостатність), штучне (недостатня освітленість, прямий і відбитий сліпучий відблиск тощо); іонізація повітря.

Хімічні фактори: речовини хімічного походження, аерозолі фіброгенної дії (нетоксичний 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, емоційні навантаження, ступінь монотонності навантажень, режим роботи.

4.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації обладнання

4.1.1 Вимоги до організації робочих місць оперативно-ремонтного персоналу, який здійснює обслуговування електрообладнання РУ ТЕЦ

Перед допуском до роботи на комутаційних апаратах з дистанційним керуванням слід виконати такі технічні заходи [25, 29]:

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

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

Підніматись на повітряний вимикач, що перебуває під робочим тиском, дозволяється тільки під час випробування та виконання налагоджувальних робіт (регулювання демпферів, знімання віброграм, під'єднання провідників до вимірювальних приладів або їх від'єднання, визначення місць виті-

кання повітря тощо). Забороняється підніматись на вимкнений повітряний вимикач з повітронаповненим віддільником, якщо віддільник перебуває під робочим тиском.

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

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

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

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

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

Нульовий показ манометрів на баках вимикачів та повітрозбірниках не може бути вірогідною ознакою відсутності в них стисненого повітря. Для

того, щоб зняти кришки лазів, безпосередньо перед відгвинчуванням болтів та гайок необхідно відкрити спускні клапани або засувки і переконатись у відсутності стисненого повітря. Спускні клапани або засувки дозволяється закривати тільки після загвинчування всіх болтів та гайок, що кріплять кришку лазу.

У разі виконання роботи у відсіку комірки КРУ необхідно:

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

У разі виконання роботи поза КРУ на підімкненому до нього обладнанні або на ПЛ і КЛ, що відходять, візок з вимикачем необхідно викотити з комірки; шторку або дверці зачинити на замок та вивісити на них плакат "Не вмикати! Працюють люди" або "Не вмикати! Робота на лінії". У цьому разі допускається:

- за наявності блокіровки (блоківки) між заземлювальними ножами та візком з вимикачем - встановлювати візок в контрольне положення після вмикання цих ножів;

- за відсутності такої блокіровки або заземлювальних ножів в комірках КРУ - встановлювати візок в проміжне положення між контрольним та викоченим за умови зачинення комірки КРУ на замок. Візок може встановлюватись у проміжне положення незалежно від наявності заземлення на приєднанні. Встановлювати заземлення в комірці КРУ у разі виконання роботи на ПЛ, що відходять, необхідно з урахуванням вимог цих Правил.

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

Приміщення РУ з електричним обладнанням слід обладнати примусо-

вою вентиляцією. Забороняється виконувати будь-яку роботу доти, доки не буде забезпечено п'ятикратний обмін повітря в цьому приміщенні протягом однієї години. Наявність елегазу можна перевірити за допомогою викритого вогню (сірник, свічка тощо) на рівні підлоги.

Розкривання полюсів елегазового вимикача необхідно проводити на відкритому повітрі. Якщо розкривання полюсів виконується в приміщенні, слід застосовувати спеціальну установку з вакуумним пристроєм, що забезпечує відсмоктування елегазу з робочого місця.

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

4.1.2 Електробезпека

Основні технічні рішення щодо запобігання електротравмам:

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

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

- провести необхідні вимкнення і вжити заходів щодо запобігання помилковому або самочинному вмиканню комутаційної апаратури;
- вивісити заборонні плакати на приводах ручного і на ключах дистанційного керування комутаційної апаратури. За необхідності струмопровідні частини слід огорожувати;
- приєднати до "землі" переносні заземлення;
- перевірити відсутність напруги на струмопровідних частинах, на які слід встановити заземлення. Якщо переносні заземлення планується ставити поблизу струмопровідних частин, що не входять в зону робочого місця, то їх огороження слід встановити до перевірки відсутності напруги та заземлення;
- встановити заземлення (увімкнути заземлювальні ножі, приєднати до

вимкнених струмопровідних частин переносні заземлення) безпосередньо після перевірки відсутності напруги та вивісити плакати "Заземлено" на приводах вимикальних комутаційних апаратів;

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

2) Під час обслуговування електроустановок повинні застосовуватись засоби захисту від ураження електричним струмом, від впливу електричного поля, а також засоби індивідуального та колективного захисту. Ізолювальні електрозахисні засоби поділяються на основні і додаткові. До основних ізолювальних електрозахисних засобів, які повинні застосовуватись в електроустановках напругою понад 1000 В, відносяться: ізолювальні штанги всіх видів, ізолювальні кліщі, електровимірювальні кліщі, покажчики напруги, пристрої для створення безпечних умов праці під час проведення випробувань і вимірювань в електроустановках (покажчики напруги для фазування, покажчики пошкодження кабелів та ін.); до додаткових – діелектричні рукавички, діелектричне взуття, діелектричні килими, ізолювальні підставки, ізолювальні накладки, ізолювальні ковпаки, штанги для перенесення та вирівнювання потенціалу, сигналізатори напруги, захисні огороження (щити, ширми), переносні заземлення, плакати та знаки безпеки та інші засоби захисту.

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

Вибір необхідних електрозахисних засобів, засобів захисту від дії ЕП, а також ЗІЗ регламентується [25], а також іншими відповідними нормативними документами (НД) з урахуванням місцевих умов. У разі застосування основних ізолювальних електрозахисних засобів достатньо використовувати

один додатковий засіб, крім випадків, що обумовлені в цих Правилах. У разі необхідності захисту працівника від напруги кроку дозволяється використовувати діелектричне взуття без застосування основних засобів захисту.

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

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

4.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

4.2.1 Мікроклімат

Нормуються параметри мікроклімату в виробничих приміщеннях та гранично допустимі концентрації шкідливих речовин в повітрі робочої зони. Тяжкість роботи розділяється на категорії залежно від загальних енерговитрат організму, ккал/с (Вт) [31]. Параметри мікроклімату під час виконання персоналом електромонтажних робіт наведено в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Нормування параметрів мікроклімату на непостійних робочих місцях

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

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату на робочих місцях оперативно-ремонтного персоналу передбачається [32]: в холодну пору року – використання калорифера; в літню пору – застосування кондиціонерів та вентиляторів обдуву.

4.2.2 Склад повітря робочої зони

Забруднення повітря робочої зони регламентується концентраціями (ГДК) в мг/м^3 [31]. В умовах роботи на граничнодопустимих концентраціях можливими забруднювачами повітря робочої зони можуть бути пил та шкідливі гази, їх ГДК наведено в таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 – Гранично допустимі концентрації шкідливих речовин у повітрі робочої зони оперативного персоналу

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

Для підтримки допустимих значень мікроклімату та концентрації шкідливих речовин необхідно передбачати установки або прилади зволоження та/або штучної іонізації, кондиціонування повітря [31].

4.2.3 Виробниче освітлення

Відповідно до ДБН В.2.5-28-2018 [33], роботи з монтажу електрообладнання СЕС, потребують освітлення, яке характеризується розрядом зорової роботи III, підрозряд «в». Нормовані значення штучного, природного та суміщеного освітлення наведені в таблиці 4.3.

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

Таблиця 4.3 – Вимоги до освітлення приміщень

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 сис-темі комбінованого освітлення		Природне Ен пр	Сумісне Е сум
						всього	у т. ч. від загального		
Високої точності	Від 0,3 до 0,5 включно	III	в	малий середній великий	світлий середній темний	600	200	-	1,2

Світильники з світлодіодними лампами розміщують рядами; що дозволяє здійснювати їх послідовне включення (відключення) в залежності від величини природної освітленості.

4.2.4 Виробничий шум

Устаткування, що є джерелом шуму: вентилятори, електроінструмент, технологічне обладнання. Шум у приміщенні широкосмуговий. Рівні звукового тиску в октавних смугах частот, рівні звуку та еквівалентні рівні звуку на робочих місцях мають відповідати вимогам [34] і наведені в табл. 4.4.

Для забезпечення допустимих рівнів шуму на робочих місцях слід застосовувати засоби звукопоглинання, вибір яких має обґрунтовуватись спеціальними інженерно-акустичними розрахунками.

Таблиця 4.4 – Допустимі рівні звуку, еквівалентні рівні звуку і рівні звукового тиску в октавних смугах частот

Вид трудової діяльності, робочі місця	Рівні звукового тиску в дБ в октавних смугах із середньгеометричними частотами, Гц								
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Виконання усіх видів робіт на постійних робочих місцях в виробничих приміщеннях та на території підприємства	107	95	87	82	78	75	73	71	69

Акустична обробка приміщень – це облицювання частини внутрішніх

поверхонь огорожень звукопоглинаючими матеріалами, а також розміщення в приміщенні штучних звукопоглиначів, які представляють собою вільно підвішені об'ємні поглинаючі тіла довільної форми.

Найбільший ефект при акустичній обробці можливо отримати в точках, які розташовані в зоні відбитого звуку; в зоні прямого звуку акустичний ефект від застосування облицювання набагато менший.

Звукопоглинаючі облицювання розміщують на стелі і в верхніх частинах стін при висоті приміщення не більше 6-8 м таким чином, щоб акустично оброблена поверхня складала не менше 60 % від загальної площі обмежуючих приміщення поверхонь. У вузьких і дуже високих приміщеннях доцільно облицювання розміщувати на стінах, залишаючи нижні частини стін (до 2 м висотою) не облицюваними, або проектувати конструкцію звукопоглинаючої підвісної стелі.

4.2.5 Фактори умов праці

Психофізіологічні фактори визначаються відповідно до Гігієнічної класифікації праці [27]. Робота електротехнічного персоналу потребує значних фізичних зусиль за важкістю та напруженістю праці.

1. Клас умов праці за показниками важкості праці – допустимий (середньої важкості): загальні енергозатрати організму (ккал/м) – 291-348; зовнішнє фізичне динамічне навантаження, виражене в одиницях механічної роботи за зміну, ккал/(Вт): при регіональному навантаженні (для чоловіків) – 18000; при загальному навантаженні (за участю м'язів рук, тулуба, ніг) – до 61600; маса вантажу, що постійно підіймається та переміщується вручну, кг – до 35 кг; стереотипні робочі рухи: при локальному навантаженні (участь м'язів кистей та пальців рук)- до 60000; при регіональному навантаженні(участь рук та плечового суглоба) – до 30000; статичне навантаження (кг/с): двома руками (чоловіки) – до 140000; за участю м'язів тулуба та ніг – до 200 000; робоча поза: періодичне перебування в незручній та/або фіксованій позі від 25% до 50% часу зміни; перебування у вимушеній позі (навпочіпки, на колінах то-

що) від 10 % до 25 % часу зміни; перебування в позі «стоячи» від 60% до 80% часу зміни; нахил тулуба: вимушені нахили протягом зміни – 101-300 разів; переміщення у просторі (переходи через виконання технологічного процесу) – по горизонталі більше 12, вертикалі – 8 км.

2. Класи умов праці за показниками напруженості праці:

Інтелектуальні навантаження: зміст роботи – рішення простих альтернативних завдань згідно з інструкцією; сприймання інформації та їх оцінка – сприймання інформації з наступною корекцією дій та операцій; розподіл функцій за ступенем складності завдання – обробка, виконання завдання та його перевірка; характер виконуваної роботи – робота за встановленим графіком з можливим його коригуванням під час діяльності.

Сенсорні навантаження: зосередження (% за зміну) – 51-75; щільність сигналів (звукові за 1 год) – 151-300; навантаження на голосовий апарат: сумарна кількість годин, з напруженням голосового апарату протягом тижня – до 16.

Навантаження на зоровий аналізатор: розмір об'єкта розрізнення (при відстані від очей працівника до об'єкта розрізнення не більше 0,5 м), мм, % часу зміни – 5,0–1,1 мм більше 50% часу; 1,0–0,3 мм до 50 % часу; менше 0,3 мм до 25% часу.

Навантаження на слуховий аналізатор (при виробничій необхідності сприйняття мови чи диференційованих сигналів) – розбірливість слів та сигналів від 100% до 90%.

Емоційне навантаження: ступінь відповідальності за результат своєї діяльності – є відповідальним за виконання окремих елементів завдання; 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 – дво-змінна (без нічної зміни).

4.3 Безпека в надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи електричної частини ТЕЦ потужністю 495 МВт в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій

Всі системи електропостачання є досить вразливими до дії загрозливих чинників, що виникають у надзвичайних ситуаціях. Відсутність електропостачання може спричинити низку негативних факторів у економіці, тому важливим питанням є забезпечення високої стійкості роботи електричної частини теплоелектроцентралі любого з підприємств.

Дія радіації на матеріали та обладнання залежить в основному від виду випромінювання, дози опромінення, умов навколишнього середовища. Найбільш чутливе до дії іонізуючого випромінювання є електронне обладнання систем управління електричної частини теплоелектроцентралі. Серед елементів є напівпровідники, блок живлення, блок керування та силові елементи, транзистори, діоди. Через впливи на ізоляцію в трансформаторах можливі замикання обмоток, а відповідно і загорання трансформаторів.

В результаті опромінення системи в регуляторах змінюється струм і коефіцієнти підсилення; в конденсаторах понизиться напруга пробоя і опір витоку, зміниться провідність і внутрішнє нагрівання. В ізоляційних і діелектричних матеріалах зміняться такі параметри: електрична провідність та діелектрична провідність.

Серед загрозливих чинників надзвичайних ситуацій особливо великий вплив на електричну частину теплоелектроцентралі має вплив електромагнітного імпульсу. Він може призвести до загорання чутливих електричних та електронних елементів, зокрема транзисторів КТ-646, а також до серйозних порушень в цифрових і контрольних пристроях. Електромагнітний імпульс пробиває ізоляцію, випалює елементи мікросхем, викликає коротке замикання. Ці наслідки в подальшому призводять до пожеж на підприємстві, а також до можливих вибухів із значними матеріальними збитками. Саме тому є не-

обхідність запобігти впливів дії цього фактору на електричне та електронне обладнання.

4.3.1 Дослідження стійкості роботи електричної частини теплоелектроцентралі потужністю 495 МВт в умовах дії іонізуючих випромінювань

Визначаємо граничні значення дози опромінення $D_{\text{грі}}$, для елементної бази системи, при яких виникають незворотні зміни [37]. Отримані дані заносимо в таблицю 4.5.

Таблиця 4.5 – Граничні значення експозиційних доз елементів електричної частини теплоелектроцентралі

№	Блоки ТЕЦ	Елементна база	$D_{\text{грі}}, \text{Р}$	$D_{\text{гр}}, \text{Р}$
1	Блок живлення	Мікросхема К 155 РЕЗ	10^5	10^4
2	Блок керування СВП-4	Транзистори КТ-646	10^4	
		Діоди Д220А	10^4	
		Конденсатори СП5-30	10^7	
		Резистори ПЭВ 100-150 Ом	10^7	
3	Силові елементи	Трансформатор ТМ-100/6	10^7	
		Тиристори Т171-320-1.6	10^5	
		Дросель РЛМ3216	10^5	
		Реактори ФРОС-125/0.5УЗ	10^5	

Проаналізувавши дані таблиці 4.5 визначили, що самим уразливим елементом системи з мінімальною дозою $D_{\text{грі}} = 10^4 \text{Р}$ є транзистори та діоди а також елементи блоку живлення. Блок живлення в разі дії на нього іонізуючих випромінювань можна перенести в підвальне приміщення, що збільшить його стійкість. Визначаємо можливу дозу опромінення за формулою:

$$D_{\text{м}} = \frac{2 \cdot P_1 (\sqrt{t_k} - \sqrt{t_{\text{п}}})}{K_{\text{осл}}}, \quad (4.1)$$

де P_1 – максимальне значення рівня радіації ($P_1 = 4,63$ Р/год);

t_k – час кінця опромінення ($t_k = 131400$ год (5 років));

t_n – час початку опромінення ($t_n = 1$ год).

$K_{осл}$ – коефіцієнт послаблення радіації ($K_{осл} = 2$).

$$D_m = \frac{2 \cdot 4,63 (\sqrt{131400} - \sqrt{1})}{2} = 1673,7 \text{ (Р)}.$$

Оскільки $D_{грi} > D_m$, то дана електрична частина теплоелектроцентралі стійка до дії радіації. Визначимо допустимий час роботи РЕА в заданих умовах за формулою:

$$t_d = \frac{D_{гр} \cdot K_{осл} + 2 \cdot P_1 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot P_1}, \quad (4.2)$$

$$t_d = \frac{10^4 \cdot 2 + 2 \cdot 4,63 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 4,63} = 2160,82 \text{ (год)}.$$

Отже, можливо доза опромінення елементної бази $D_m = 1673,7$ Р, а допустима – 10^4 Р. Отже, електрична частина теплоелектроцентралі є стійкою в умовах дії іонізуючого випромінювання. Допустимий час роботи ТЕЦ в заданих умовах становить 2160,82 год., при рівні радіації 4,63 Р/год.

4.3.2 Дослідження стійкості роботи електричної частини теплоелектроцентралі потужністю 495 МВт в умовах дії електромагнітного імпульсу

Визначимо горизонтальну складову напруженості електромагнітного поля:

$$E_r = E_b \cdot 10^{-3}, \text{ кВ/м},$$

$$E_r = 10,83 \cdot 10^3 \cdot 10^{-3} = 10,83 \text{ (В/м)}.$$

Визначаємо горизонтальну та вертикальну напругу наводки [37].

$$U_{ri} = E_B \cdot l_{ri}, \text{ В},$$

$$U_{ri} = 10,83 \cdot 10^3 \cdot 0,5 = 5415 \text{ (В)}.$$

$$U_{Bi} = E_r \cdot l_{B}, \text{ В},$$

$$U_{Bi} = 10,83 \cdot 0,5 = 5,415 \text{ (В)}.$$

Визначаємо допустимі коливання напруги живлення для різних блоків:

$$U_d = U_{ж} + \frac{U_{ж}}{100} \cdot N, \quad (4.3)$$

де N – відсоток допуску.

$$U_d = 12 + \frac{12}{100} \cdot 5 = 12,6 \text{ (В)},$$

$$U_d = 24 + \frac{24}{100} \cdot 5 = 25,2 \text{ (В)},$$

$$U_{\ddot{a}} = 380 + \frac{380}{100} \cdot 5 = 399 \text{ (В)}.$$

Визначаємо коефіцієнти безпеки для кожної ділянки:

$$K_6 = 20 \cdot \lg \frac{U_d}{U_{r(B)}} \geq 40 \text{ [дБ]},$$

Горизонтальної:

$$K_{6_{r1}} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{5415} = -32,77 \text{ (дБ)},$$

$$K_{6_{r2}} = 20 \cdot \lg \frac{25,2}{5415} = -46,56 \text{ (дБ)},$$

$$K_{6_{r3}} = 20 \cdot \lg \frac{399}{5415} = -22,62 \text{ (дБ)}.$$

Вертикальної:

$$K_{6_{B1}} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{5,415} = 7,35 \text{ (дБ)},$$

$$Kб_{в2} = 20 \cdot \lg \frac{25,2}{5,415} = 13,35 \text{ (дБ)},$$

$$Kб_{в3} = 20 \cdot \lg \frac{399}{5,415} = 37,35 \text{ (дБ)}.$$

Отримані дані заносимо в таблицю 4.6.

Таблиця 4.6 – Значення коефіцієнтів безпеки електричної частини теплоелектроцентралі потужністю 495 МВт

№	Найменування блоків	$Kб_{г}$, дБ	$Kб_{в}$, дБ	Результат дії
1	Блок живлення, 12 В	-32,77	7,35	Нестійкий
2	Блок управління, 24 В	-46,56	13,35	Нестійкий
3	Силові елементи, 380 В	-22,62	37,35	Нестійкі

Границя стійкості системи керування $Kб_{\min} = -46,56$ дБ, а $Kб_{гр} = 37,35$. Отже, електрична частина теплоелектроцентралі є нестійкою в умовах дії електромагнітного імпульсу. Для підвищення стійкості необхідно використовувати екранування напівпровідникових елементів та горизонтальних струмопровідних елементів.

Перехідне гасіння енергії електричного поля екраном для сталі:

$$A = 40 + Kб_{\min}, \quad (4.4)$$

Для БЖ:

$$A_1 = 40 + 32,77 = 72,77 \text{ (дБ)};$$

Для БУ:

$$A_2 = 40 + 46,56 = 86,56 \text{ (дБ)};$$

Для СЕ:

$$A_3 = 40 + 22,62 = 62,62 \text{ (дБ)}.$$

Розрахуємо товщини захисних екранів:

$$t = \frac{A}{5,2 \cdot \sqrt{f}}, \quad (4.5)$$

де f - найбільш характерна частота, ($f = 15$ кГц).

Для БЖ:

$$t_1 = \frac{72,77}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,12 \text{ (см)};$$

Для БУ:

$$t_2 = \frac{86,56}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,13 \text{ (см)};$$

Для СЕ:

$$t_3 = \frac{62,62}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,11 \text{ (см)}.$$

Отже, при екрануванні блоку живлення та блоку керування з використанням екрану товщиною 0,13 см зі сталі, електрична частина теплоелектроцентралі потужністю 495 МВт буде стійкою в умовах дії електромагнітного імпульсу, при екрануванні силових елементів з використанням екрану товщиною 0,11 см вони будуть стійкими в умовах впливу електромагнітного імпульсу.

Висновки.

В умовах дії іонізуючого випромінювання електрична частина теплоелектроцентралі залишається стійкою. Тому іонізуюче випромінювання для обладнання не є таким небезпечним, як для обслуговуючого персоналу. Для нормальної роботи електричної частини теплоелектроцентралі під час аварій з такими наслідками, як іонізуюче випромінювання, потрібно розраховувати скорочені робочі зміни на підстанціях для обслуговуючого персоналу з врахуванням їх допустимої дози опромінення.

Після проведених розрахунків визначено, що робота електрична частина теплоелектроцентралі стійка при заданому рівні радіації 4,63 Р/год. До дії ЕМІ система керування виявилась нестійкою. Застосування екранування блоків електричної частини теплоелектроцентралі суттєво підвищує її стійкість роботи в умовах дії електромагнітного імпульсу і підвищує час можливої роботи системи до 2160,82 год .

В результаті застосування екранів система буде працювати стійко аж до значення напруженості вертикальної складової 10,83 кВ/м. Ще одним варіантом підвищення стійкості апаратури до дії ЕМІ є зменшення довжини струмопровідних провідників шляхом вдосконалення схемокомпоновки елементів управління, електричної частини теплоелектроцентралі потужністю 495 МВт. Крім цього необхідно екранувати кабелі живлення, а також застосувати прилади автоматичного вимикання електронних схем на час впливу ЕМІ.

5 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

5.1 Визначення кошторисної вартості проектованої ТЕЦ

Повні витрати на спорудження ТЕЦ визначають по двом розділам: промислове і житлове будівництво. Вартість промислового будівництва визначають за кошторисно-фінансовим розрахунком, який складається з 13 глав, кожна з яких має цільове значення.

Загальна сума капіталовкладень по окремих розділах і в цілому по розрахунках станції має бути розподілена на будівельно-монтажні роботи, на придбання обладнання і решту затрат у відсотковому співвідношенні, яке вказане в таблиці 5.1. В практиці будівництва ТЕЦ 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 ТЕЦ починають з розділу 2 “Об’єкти основного виробничого призначення”, виходячи з питомих капіталовкладень [38].

Таблиця 5.1 – Зведений кошторисно-фінансовий розрахунок капітальних вкладень на спорудження ЕС

№	Розділи звітного кошторисно-фінансового розрахунку	В % від Роз.2	В тому числі у по видах						Загальна вартість, грн
			Будівельно-монтажні роботи		Обладнання		Інші затрати		
			%	грн.	%	грн.	%	грн.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Підготовка території для будівництва	3,5	50	16800000	2,0	672000	48	16128000	33600000
2	Об’єкти основного виробничого призначення	2000	70	672000000	29,5	283200000	0,5	4800000	960000000
3	Об’єкти підсобного, виробничого і обслуговуючого призначення	2,0	80	15360000	20	3840000	-	-	19200000
4	Об’єкти енергетичного господарства	2,2	85	17952000	15	3168000	-	-	21120000

Продовження таблиці 5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	Об'єкти транспортного господарства та зв'язку	5,0	95	45600000	5,0	2400000	-	-	48000000
6	Зовнішні мережі і споруди водопостачання, каналізації, тепlopостачання	5,8	90	50112000	10	5568000	-	-	55680000
7	Упорядкування території	1,0	100	9600000	-	-	-	-	9600000
8	Тимчасові будівлі та споруди	9,0	80	69120000	10	8640000	10	8640000	86400000
9	Інші роботи та затрати	8,0	-	-	-	-	100	76800000,0	76800000
10	Утримання дирекції та авторський нагляд	0,4	-	-	-	-	100	3840000	3840000
11	Підготовка експлуатаційних кадрів	0,2	-	-	-	-	100	1440000,0	1440000
12	Проектні і дослідні роботи	8,0	-	-	-	-	100	76800000	76800000
13	Роботи і затрати по створенню водосховища	0,0	-	-	-	-	100	0,0	0
	Всього по розділах 1-13			896544000,000		307488000,000		188448000,000	1392480000
	-5% від К _{БМР}			851716800					1322856000

Визначимо питомі вкладення на один кВт встановленої потужності:

$$K_{\text{пит}} = \frac{K_{\Sigma}}{P_{\text{вст}}}; \quad (5.1)$$

$$K_{\text{пит}} = \frac{1322856000}{495000} = 2755,95 \text{ (грн/кВт)}.$$

5.2 Розрахунок собівартості електроенергії на станції

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

ється за чотирма економічними елементами:

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

5.2.1 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 [40].

На електричній станції амортизація відраховується при розрахунках собівартості енергії, яка відпускається, перераховують тільки з виробничих фондів станції. При визначенні вартості основних виробничих фондів величину капітальних витрат беруть з таблиці 5.1. 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:

$$\Phi_1 = 0,6 \cdot (\Pi_{\text{БМР}\Sigma} - \Pi_{\text{БМРтр}}); \quad (5.2)$$

$$\Phi_2 = \Pi_{\text{тр}\Sigma} = 675000; \quad (5.3)$$

$$\Phi_3 = 0,4 \cdot (\Pi_{\text{БМР}\Sigma} - \Pi_{\text{тр.БМР}}) + (\Pi_{\text{обл}} - \Pi_{\text{обл.тр}}) + \Pi_{\text{інш.}\Sigma}. \quad (5.4)$$

Розрахунок суми амортизаційних відрахувань зводимо в таблицю:

Таблиця 5.2 – Розрахунок суми амортизаційних відрахувань ЕС

Групи ОФ	Вартість ОФ	Норма амортизації ОФ, %	Сума амортизаційних відрахувань
Φ_1	510566400	7%	35739648,0
Φ_2	480000000	28%	134400000,0
Φ_3	833913600	20%	166782720,0
Разом	1392480000		215962368,0

$$I_a = \Sigma \Phi_i \cdot H_i, \quad (5.5)$$

де I_a – сумарні амортизаційні відрахування;

H_i – норма амортизації відповідної групи.

$$I_a = 510566400 \cdot 0,07 + 480000000 \cdot 0,28 + 833913600 \cdot 0,20 = 215962368 \text{ (грн)}.$$

5.2.2 Розрахунок фонду заробітної плати

Для визначення затрат на зарплату необхідно розрахувати чисельність персоналу станції:

$$P = k_{\text{шт}} \cdot P_{\text{вст}}, \quad (5.6)$$

де $k_{шт}$ – штатний коефіцієнт, тобто питома чисельність промислово–виробничого персоналу ЕС на одиницю встановленої потужності [40];
 $k_{шт}$ для ТЕЦ дорівнює 1,14.

$$P = 1,14 \cdot 495 = 564 \text{ чоловік.}$$

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

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

Для цього можна використати таке співвідношення:

Робітники	81,3 % –	458 чол.
ІТР	15 % –	85 чол.
Службовці	3,0 % –	17 чол.
МОП	0,7 % –	4 чол.

Робочий фонд основної зарплати по окремих категоріях персоналу:

$$S_{зп} = \sum 12 \cdot 3_i \cdot n_i, \quad (5.7)$$

$$I_{зп} = (1,57 \cdot (\sum (S_{сер\ роб} \cdot n_i \cdot 12) + \sum (S_{сер\ МОП} \cdot n_i \cdot 12)) + 1,8 \cdot (\sum (S_{сер\ сл} \cdot n_i \cdot 12) + \sum (S_{сер\ ІТР} \cdot n_i \cdot 12))) \cdot K_k \cdot K_v, \quad (5.8)$$

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

n_i – чисельність персоналу по категоріях;

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

κ_e – коефіцієнт, який враховує відрахування з фонду заробітної плати на соціальні потреби (приймаємо рівним 1,375).

$$S_{\text{зп.роб}} = N_{\text{роб}} \cdot S_{\text{ср.роб}} \cdot 12 = 458 \cdot 10000 \cdot 12 = 54960000 \text{ (грн)};$$

$$S_{\text{зп.ітр}} = N_{\text{ітр}} \cdot S_{\text{ср.ітр}} \cdot 12 = 85 \cdot 15200 \cdot 12 = 15504000 \text{ (грн)};$$

$$S_{\text{зп.сл}} = N_{\text{сл}} \cdot S_{\text{ср.сл}} \cdot 12 = 17 \cdot 12400 \cdot 12 = 2529600 \text{ (грн)};$$

$$S_{\text{зп.моп}} = N_{\text{моп}} \cdot P_{\text{ср.моп}} \cdot 12 = 4 \cdot 8000 \cdot 12 = 384000 \text{ (грн)}.$$

$$\begin{aligned} I_{\text{зп}} &= (1,57 \cdot (54960000 + 384000) + 1,8 \cdot (15504000 + 2529600)) \cdot 0,7 \cdot 1,375 = \\ &= 114874914 \text{ (грн)}. \end{aligned}$$

Таблиця 5.3 – Розмір нарахованої заробітної плати в цілому по ЕС

Категорія персоналу	Зарплата, грн./місяць	Нарахована зарплата за рік, грн.
Робітники	10000	54960000
ІТР	15200	15504000
Службовці	12400	2529600
МОП	8000	384000
Разом за рік		73377600

5.2.3 Розрахунок витрат на виробництво електроенергії на ТЕЦ

Усі особливості ТЕЦ пов'язані з тим, що основною її продукцією являється теплова енергія. Електроенергія виробляється на базі виробітку теплової енергії. Всі витрати ЕС мають бути розподілені між тепловою та електричною енергією. Амортизаційні відрахування, фонд заробітної плати та інші загальностанційні і цехові витрати діляться на теплову та електричну складові у відповідності з коефіцієнтом κ_e , який визначається із відношення [41]:

$$\kappa_e = \frac{B_{\text{ТЕЦ}} - B_{\text{Т}}}{B_{\text{ТЕЦ}}} = \frac{B_e}{B_{\text{ТЕЦ}}}, \quad (5.9)$$

де $B_{\text{ТЕЦ}}$ – сумарні витрати палива на виробництво теплової та електричної енергії,

B_{T} – витрати палива на виробництво теплової енергії у випадку окремого виробництва теплової та електричної енергії.

$$B_{\text{ТЕЦ}} = \frac{Q_{\text{уп}}}{Q_{\text{p}}^{\text{H}} \cdot \eta_{\text{k}} \cdot \eta_{\text{ТП}}} \cdot B \cdot (1 + \alpha_{\text{пот}}), \quad (5.10)$$

де $\alpha_{\text{пот}}=0,015\%$ (для вугілля),

B – витрати умовного палива визначаються по енергетичних характеристиках блоків, приведених у таблиці 5.4.

Таблиця 5.4 – Енергетичні характеристики котлоагрегатів ТЕЦ

Тип турбіни	Енергетична характеристика
ПТ-135/165-130/15, вугілля	$B^* = 2,46 \tau_{\text{p}} + 0,01 Q_{\text{відб}} + 0,196 W$

$$W_{165} = 3169665,88 \text{ (МВт/год)};$$

$$\eta_{\text{k}}=0,6 \text{ (к.к.д. котлоагрегата)};$$

$$\eta_{\text{П}}=0,85 \text{ (к.к.д. теплового потоку)};$$

$$Q_{\text{уп}}=29330 \text{ (теплотворна здатність умовного палива)};$$

$$Q_{\text{p}}^{\text{H}} \text{ – теплотворна здатність реального палива};$$

$$Q_{\text{p}}^{\text{H}}=32500 \text{ (кДж/кг)};$$

$\tau_{\text{p}}=\tau_{\text{k}}-\tau_{\text{простою}}$ – час роботи агрегата за рік з врахуванням часу простою в капітальному чи поточному ремонті.

$$\tau_{\text{p}}=\tau_{\text{k}}-\tau_{\text{простою}}, \quad (5.11)$$

$$\tau_{\text{p}} = 3 \cdot 8760 - 1 \cdot 24 \cdot (37 + 8) - (3 - 1) \cdot 24 \cdot 16 = 24432 \text{ (год)}.$$

Кількість тепла, отриманого за рік від і-го відбору визначається за формулою:

$$Q_{\text{від } i} = \tau_p \cdot (M_i \cdot (t_2 - t_1) \cdot q_1 + M_i \cdot \lambda + M_i \cdot q_2(t_3 - t_2)), \quad (5.12)$$

$$Q_{\text{від } 165} = 24432 \cdot (735 \cdot (100 - 25) \cdot 4,182 +$$

$$+ 735 \cdot 2256 + 735 \cdot 4,182 \cdot (565 - 100)) = 81065273385,6 \text{ (ГДж)};$$

$$B_{165} = 2,46 \cdot 24432 + 0,01 \cdot 81065273385,6 +$$

$$+ 0196 \cdot 3169665,88 = 811334091,088 \text{ (т.у.п/рік)},$$

де $q_1 = 4,182 \text{ кДж/кг} \cdot \text{К}$ – питома теплоємність води;

$\lambda = 2256 \text{ кДж/кг}$ – питома теплота випарювання;

$q_2 = q_1$ – питома теплоємність водяної пари.

Витрати палива на виробництво теплової енергії:

$$B_T = \sum Q_{\text{від } i} / (Q_p^H \cdot \eta_{\text{кот}}), \quad (5.13)$$

$$B_T = \frac{81065273385}{32500 \cdot 0,65} = 3837409,39 \text{ (т/рік)};$$

$$B_{\text{ТЕЦ}} = \frac{29330}{32500 \cdot 0,6 \cdot 0,85} (811334091,088) \cdot 1,015 = 1457217214,178 \text{ (т/рік)}.$$

Річні витрати палива на виробництво електричної енергії:

$$B_e = B_{\text{ТЕЦ}} - B_T. \quad (5.14)$$

$$B_e = 1457217214,178 - 3837409,39 = 1453379804,787 \text{ (т/рік)}.$$

Коефіцієнт розподілу витрат виробництва між тепловою та електричною енергією дорівнює :

$$K_e = B_e / B_{\text{ТЕЦ}}.$$

$$K_e = 1453379804,787 / 1457217214,178 = 0,997.$$

Враховуючи даний коефіцієнт, визначаємо частину амортизаційних відрахувань, та фонду заробітної плати, які приходяться на електричну енергію.

Витрати на паливо, що припадає на теплову енергію визначаються за формулою:

$$S_{\Pi} = B_e \cdot \Pi_{\Pi}. \quad (5.15)$$

$$S_{\Pi} = 1453379804,787 \cdot 2800 = 4069463453403,36 \text{ грн.}$$

5.2.4 Розрахунок інших витрат

При визначенні затрат на інші витрати використовуємо метод розрахунку по укрупнених показниках, тому вони визначаються у відсотках від суми затрат на амортизацію і зарплату:

$$I_{\text{ін}} = \frac{(S_{\text{ам}} + S_{\text{зп}}) \cdot I_{\text{н}}}{100}, \quad (5.16)$$

де $I_{\text{н}}$ – процент інших витрат, що визначається по графіку [40].

З графіка вибираємо для ТЕЦ з встановленою потужністю 495 МВт $I_{\text{н}} \approx 45\%$

Розраховуємо інші витрати:

$$I_{\text{ін}} = \frac{(222124708,38 + 114572404,48) \cdot 30}{100} = 101009133,86 \text{ (грн).}$$

5.2.5 Визначення собівартості відпущеної електроенергії

Собівартість електроенергії є одним з основних економічних показників роботи електростанції. Собівартість є відношенням сумарних виробничих затрат до кількості електроенергії, відпущеної з шин станції

$$C = \frac{I}{E_{\text{відп}}}. \quad (5.17)$$

Сумарні експлуатаційні витрати виробництва дорівнюють:

$$И = И'_a + И'_{зп} + И'_{ін} + S_{п} = (S_a + S_{зп} + И_{ін}) \cdot K_e + S_{п}, \quad (5.18)$$

Розраховуємо сумарні експлуатаційні витрати:

$$И = (222124708,38 + 114572404,48 + 101009133,86) \cdot 0,997 + \\ + 40694634534,03 = 41132340780,76 \text{ (грн)}.$$

Собівартість електроенергії дорівнює:

$$C = \frac{41132340781 \cdot 10^2}{3020766,15 \cdot 10^3} = 51361,65 \text{ (коп/кВт} \cdot \text{год)}.$$

Результати розрахунків зводимо в таблицю 5.5.

5.3 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 5.6.

Таблиця 5.5 – Результати визначення собівартості електроенергії

Елементи затрат	Сума річних затрат, грн.	Собівартість енергії	
		%	коп/кВт·год
Амортизація	222124708,38	0,54%	7,35
Заробітна плата	114572404,48	0,28%	3,79
Паливо	40694634534,03	98,94%	1347,16
Інші витрати	101009133,86	0,25%	3,34
Разом	41132340780,76	100%	1361,65

Таблиця 5.6 – Основні техніко-економічні показники станції

Показник	Одиниця вимірювання	Значення
Потужність станції	МВт	495
Річний виробіток електроенергії	кВт год	3169665,88
Коефіцієнт витрат електроенергії на власні потреби		0,06
Коефіцієнт обслуговування	МВт/чол	0,88
Кошторисна вартість промислового будівництва	тис. грн	1435995
Питомі капітальні вкладення	грн/кВт	2755,95
Собівартість відпущеної енергії кВт·год	коп/кВт год	1361,65

Коефіцієнт обслуговування розраховується за формулою:

$$K_{\text{обс}} = \frac{P_{\text{вст}}}{\text{Ч}}, \quad (5.19)$$

$$K_{\text{обс}} = \frac{495}{564} = 0,88 \text{ (МВт/чол).}$$

Даний розділ є заключний. В ньому було проведено аналіз можливих затрат на спорудження, експлуатацію та обслуговування об'єкту ТЕЦ потужністю 495 МВт. Виконавши економічні розрахунки можемо зробити висновок, що спорудження спроектованої електростанції є економічно доцільним. Ціна на електроенергію становить 13,617 грн за 1кВт·год, що являється допустимим для даного типу станцій.

ВИСНОВКИ

В магістерській кваліфікаційній роботі було розв'язано актуальне завдання підвищення ефективності функціонування об'єднаної енергетичної системи України, а також підвищення рівня знань з проектування електричної частини теплових електроцентралей під час проектування електричної частини ТЕЦ потужністю 495 МВт та розрахунку захисту відкритої розподільної установки станції.

Відповідно до мети в роботі розв'язано такі основні задачі:

1. Проаналізовано та вивчено методи, що використовують під час проектування теплоелектроцентралей.

2. Розроблено електричну частину ТЕЦ потужністю 495 МВт. Розраховано графіки електричних навантажень електростанції, обрано основне обладнання, спроектовано структурну схему станції. Видача електроенергії в систему відбувається двома повітряними лініями 110 кВ, в район – кабельними ЛЕП. Обрано схему електричних з'єднань ВРУ-110 кВ. Розроблено схему живлення споживачів 6 кВ власних потреб станції. Розраховано струми короткого замикання для вибору комутаційного обладнання. Обрано струмоведучі частини, вимірювальні трансформатори, обмежувачів перенапруг, високочастотні загороджувачі та акумуляторну батарею.

3. Проведено розрахунок захисту ВРУ-110 кВ, що дозволило обрати параметри заземлювального пристрою розподільної установки, спроектувати план розташування блискавковододів, а також обрати засоби обмеження перенапруг на ВРУ-110 кВ.

4. Проаналізовано умови праці оперативно-ремонтного персоналу при виконанні робіт, пов'язаних з обслуговуванням турбогенераторів. Досліджено роботу електричної частини ТЕЦ в умовах дії іонізуючих випромінювань, електромагнітних імпульсів та запропоновано заходи з підвищення стійкості роботи електричної частини ТЕЦ в умовах надзвичайних ситуацій.

6. Розраховано техніко-економічні показники ТЕЦ, що дозволяє зробити висновок про доцільність проектування станції в енергосистемі. Собівартість виробленої електроенергії на ТЕЦ становить 1361,65 коп/кВт·год.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Вольчин І. А., Гапонович Л. С. Викиди діоксину вуглецю на українських вугільних теплових електростанціях / Наукові праці НУХТ 2018. Том 24, № 6. С. 132-142.
2. Енергетична стратегія України на період до 2035 року. «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність». URL: http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/article;jsessionid=5A3C2631CC0ADB7FF7F0E6F2BE94B134.app1?art_id=245239564&cat_id=245239555
3. Вольчин І. А., Квіцинський В. О., Марущак С. В., Техніко-економічні аспекти реконструкції українських ТЕС в умовах зростання вартості викидів CO₂ / Енерготехнології та ресурсозбереження, 2022. № 3. С. 40-54.
4. Малярєнко О. Є., Горський В. В. Удосконалений підхід до оцінки ефективності енергозберігаючих заходів та технологій на теплоелектроцентралях / The Problems of General Energy, 2019. С. 24-31.
5. Шульженко С. В. Врахування витрат палива теплової електростанції методом «від'ємної» складової в моделі лінійного програмування пошуку оптимального розподілення навантаження електростанцій енергосистеми / The Problems of General Energy, 2019, issue 3(58). С. 4-10.
6. Автоматизовані системи керування технологічними процесами електростанцій / Довганюк А. О., Карасьова А. В., Король В. В., Тептя В. В. // Матеріали міжнародної науково-практичної конференції Молодь в науці: дослідження, проблеми, перспективи, тези доповіді, Вінниця. 2024. URL: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/mn/mn2024/paper/view/21380>
7. Конеченков А. Сектор відновлюваної енергетики України до, під час та після війни. URL: <http://surl.li/juthg>
8. Концепція реалізації державної політики у сфері теплопостачання URL: <https://ips.ligazakon.net/document/view/NT3040?an=128>
9. Проект Плану відновлення України. Матеріали робочої групи «Ене-

ргетична безпека». 2022. 164 с. URL:
<https://www.kmu.gov.ua/storage/app/sites/1/recoveryrada/ua/energy-security.pdf>

10. План розвитку системи передачі на 2021-2030 роки. Київ, 2021. 414 с. URL: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2021/01/Plan-rozvytku-systemy-peredachi-na-2021-2030-roky-shvalenyj-postanovoyu-NKREKP-57-vid-20.01.2021.pdf>

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

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

13. Лагутін В. М., Тептя В. В., Вишневський С. Я. Власні потреби електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2008. 102 с.

14. 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.

15. Тептя В. В., Комар В. О., Нетребський В. В. Системи автоматизованого проектування електроустановок: електронний лабораторний практикум комбінованого (локального та мережного) використання [Електронний ресурс] / Вінниця : ВНТУ, 2023. 112 с.

16. Перехідні процеси в системах електропостачання: підруч. Для ВНЗ / Г. Г. Півняк, І. В. Жежеленко, Ю. А. Папаїка, Л. І. Несен, за ред.. Г. Г. Півняка. МОН України, Нац. гірн. гн-т. 5-те вид. Дніпро: НГУ, 2016. 600 с.

17. СОУ-Н МЕН 45.2-37471933-44: 2011. Укрупнені показники вартості будівництва підстанцій напругою від 6 кВ до 150 кВ та ліній електропередавання напругою від 0,38 кВ до 150 кВ. Норми. Київ, 2016. 42 с.

18. ДСТУ EN 62305:2012 «Блискавкозахист» (європейський стандарт ІЕС 62305:2010). [Чинний від 2012-08-01]. Вид. офіц. Київ. 2011. URL: <https://tdsb.com.ua/ru/dstu-en-62305/>.

19. Перенапруги і блискавкозахист в електричних системах : навчаль-

ний посібник / В. С. Собчук, Н. В. Собчук, О. Б. Бурикін. – Вінниця : ВНТУ, 2011. – 145 с.

20. Грозозахист і заземлення. URL: <https://boden.com.ua/ua/a168178-grozozahist-zazemlennya.html>

21. ДСТУ EN 62305:2012 «Блискавкозахист» (ДСТУ EN 62305-1:2012 Захист від блискавки. Частина 1. Загальні принципи (EN 62305-1:2011, IDT);

22. ДСТУ IEC 62305-2:2012 Захист від блискавки. Частина 2. Керування ризиками (IEC 62305-2:2010, IDT);

23. ДСТУ EN 62305-3:2021 Блискавкозахист. Частина 3. Фізичні пошкодження будівель (споруд) та небезпека для життя (EN 62305-3:2011, IDT; IEC 62305-3:2010, MOD) (IEC 62305:2006, NEQ);

24. ДСТУ EN 62305-4:2012 Захист від блискавки. Частина 4. Електричні та електронні системи, розташовані в будинках і спорудах (EN 62305-4:2011, IDT))

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

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

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

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

29. 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.

30. 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>.

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

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

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

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

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

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

37. Методичні вказівки до виконання розрахункової роботи з «Цивільного захисту» / Поліщук О. В., Томчук М. А. Вінниця: ВНТУ, 2017. 65 с.

38. Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. МЕТОДИКА. Загальні методичні положення (ГДК 340.000.001-95). К.: Міненерго України, 1995. 34 с.

39/ Методичні вказівки до практичних занять з дисципліни «Ринок енергії» для студентів за напрямом підготовки 6.05.07.01 «Електротехніка та електротехнології» всіх форм навчання / Н. І. Кулик. Рівне: НУВГП, 2017. 33 с.

40. Нетребський В. В., Лесько В. О., Нанака О. М., Ситник А. В. Методичні вказівки для курсової роботи з дисципліни «Економіка і організація виробництва» для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, спеціалізації «Електричні системи і мережі». Вінниця : ВНТУ, 2019. 55 с.

41. Економіка енергетики: підручник / За ред. д.е.н., проф. Л.Г. Мельника, д.е.н., проф. І.М. Сотник. Суми: Університетська книга, 2015. 378 с.

42. Положення про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:2, 2021р. / А. О. Семенов, Л. П. Громова, Т. В. Макарова, О. В. Сердюк. Вінниця: ВНТУ, 2021. 60 с.

43. Методичні вказівки до виконання магістерських кваліфікаційних робіт для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» (освітня програма – «Електричні станції») [Електронний ресурс] / уклад.: П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, В. В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2023, (PDF, 95 с.)

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ
ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ
НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ
ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Електрична частина теплоелектроцентралі потужністю 495 МВт з розрахунком захисту розподільної установки

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)

Карасьова А. В.
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи _____
(підпис)

Лежнюк П. Д.
(прізвище, ініціали)

ДОДАТОК Б
(обов'язковий)
Технічне завдання МКР

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

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

(підпис)

" ____ " _____ 2024 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ
на виконання комплексної магістерської кваліфікаційної роботи
ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА ТЕПЛОЕЛЕКТРОЦЕНТРАЛІ
ПОТУЖНІСТЮ 495 МВт З РОЗРАХУНКОМ ЗАХИСТУ РОЗПОДІЛЬНОЇ
УСТАНОВКИ
08-21.МКР.004.00.004 ТЗ

Науковий керівник: д.т.н., професор
_____ Лежнюк П. Д.
(підпис)

Магістр групи ЕС-22мз
_____ Карасьова А. В.
(підпис)

Вінниця 2024 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) актуальність досліджень обумовлена тим, що 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 ТЕЦ України, а також будівництві нових, що відповідають вимогам в сфері охорони навколишнього середовища;

б) наказ ректора ВНТУ № 81 від 11 березня 2024 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи

2. Мета і призначення МКР

а) мета – підвищення рівня теоретичних та практичних знань з проектування електричної частини ТЕЦ, а також підвищення ефективності функціонування об'єднаної енергетичної системи України за допомогою проектування й впровадження електричної частини теплоелектроцентралі потужністю 495 МВт, аналіз експлуатаційних режимів турбогенераторів;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

1. Лежнюк П. Д., Лагутін В. М., Тептя В. В. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2009. 194 с.
2. Правила улаштування електроустановок. Видання офіційне. Міненерговугілля України. Х.: Видавництво «Форт», 2017. 760 с.
3. План розвитку системи передачі на 2021-2030 роки. Київ, 2021. 414 с.

4. Технічні вимоги до виконання МКР

Передбачається спорудження теплоелектроцентралі у центральному регіоні України.

– технічне завдання: проектування теплоелектроцентралі потужністю 495 МВт з турбінами типу ПТ-135/165-130. В систему, приєднання до якої знаходиться на відстані 76 км, потужність віддається по ЛЕП 110 кВ; в місцевий район – по ЛЕП 10 кВ;

– елементна база: електротехнічне обладнання, що має бути встановлено на ТЕЦ, 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 ТЕЦ, монтаж та експлуатація електрообладнання мають виконуватися відповідно до вимог ПУЕ та ПТЕ;

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

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

5. Економічні показники

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

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ етапу	Назва етапу	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	17.01.24	20.01.24	формування технічного завдання
2	Обґрунтування проектування ТЕЦ	21.01.24	31.01.24	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Електротехнічна частина	01.02.24	01.03.24	розділ 2 ПЗ
4	Захист відкритої розподільної установки 110 кВ	02.03.24	22.03.24	розділ 3 ПЗ
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	23.03.24	15.04.24	розділ 4 ПЗ
6	Економічна частина	16.04.24	01.05.24	розділ 5 ПЗ
7	Оформлення пояснювальної записки	02.05.24	12.05.24	пояснювальна записка
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	13.05.24	21.05.24	плакати, презентація

9	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	22.05.24	24.05.24	Результат перевірки на плагіат, відгук керівника
10	Рецензування МКР	25.05.24	01.06.24	Відгук опонента
11	Захист МКР	Друга декада грудня		Доповідь та відповіді на запитання

7. Очікувані результати

В результаті виконання магістерської кваліфікаційної роботи очікується проект електричної частини ТЕЦ потужністю 495 МВт, а також одержання результатів розрахунку захисту ВРУ-110 кВ, які можуть бути використані з метою підвищення ефективності функціонування об'єднаної енергосистеми України.

8. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР (паперовий екземпляр), ілюстративні матеріали, відгук наукового керівника, відгук опонента, анотації до МКР українською та іноземною мовами, протокол перевірки МКР на наявність текстових запозичень.

9. Порядок контролю виконання та захисту МКР

Виконання етапів розрахункової документації МКР контролюється науковим керівником та завідувачем кафедри ЕСС згідно зі встановленими термінами. Захист МКР відбувається на засіданні екзаменаційної комісії, затвердженої наказом ректора.

10. 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, 2021 р.

11. Вимоги щодо технічного захисту інформації в МКР з обмеженим доступом
Відсутні.

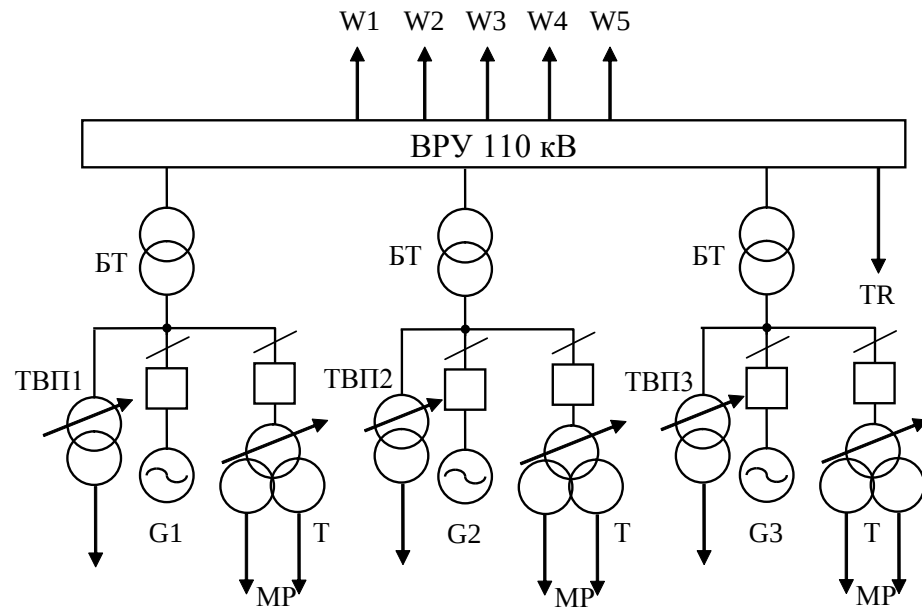
ДОДАТОК В
(обов'язковий)

ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА

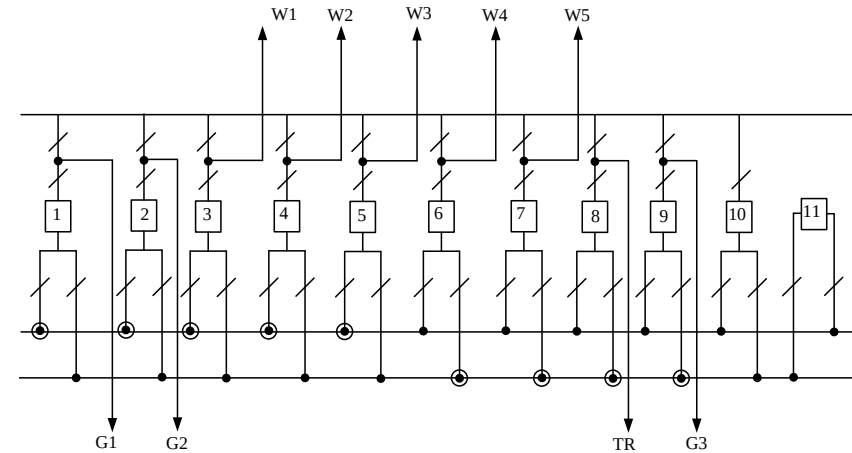
ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА ТЕПЛОЕЛЕКТРОЦЕНТРАЛІ
ПОТУЖНІСТЮ 495 МВт З РОЗРАХУНКОМ ЗАХИСТУ РОЗПОДІЛЬНОЇ
УСТАНОВКИ

СХЕМИ ТЕЦ ПОТУЖНІСТЮ 495 МВт

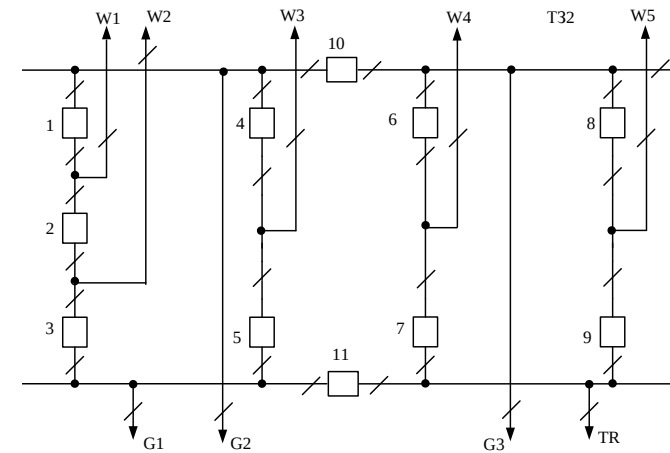
СТРУКТУРНА СХЕМА ТЕЦ



СХЕМИ ВРУ-110 кВ

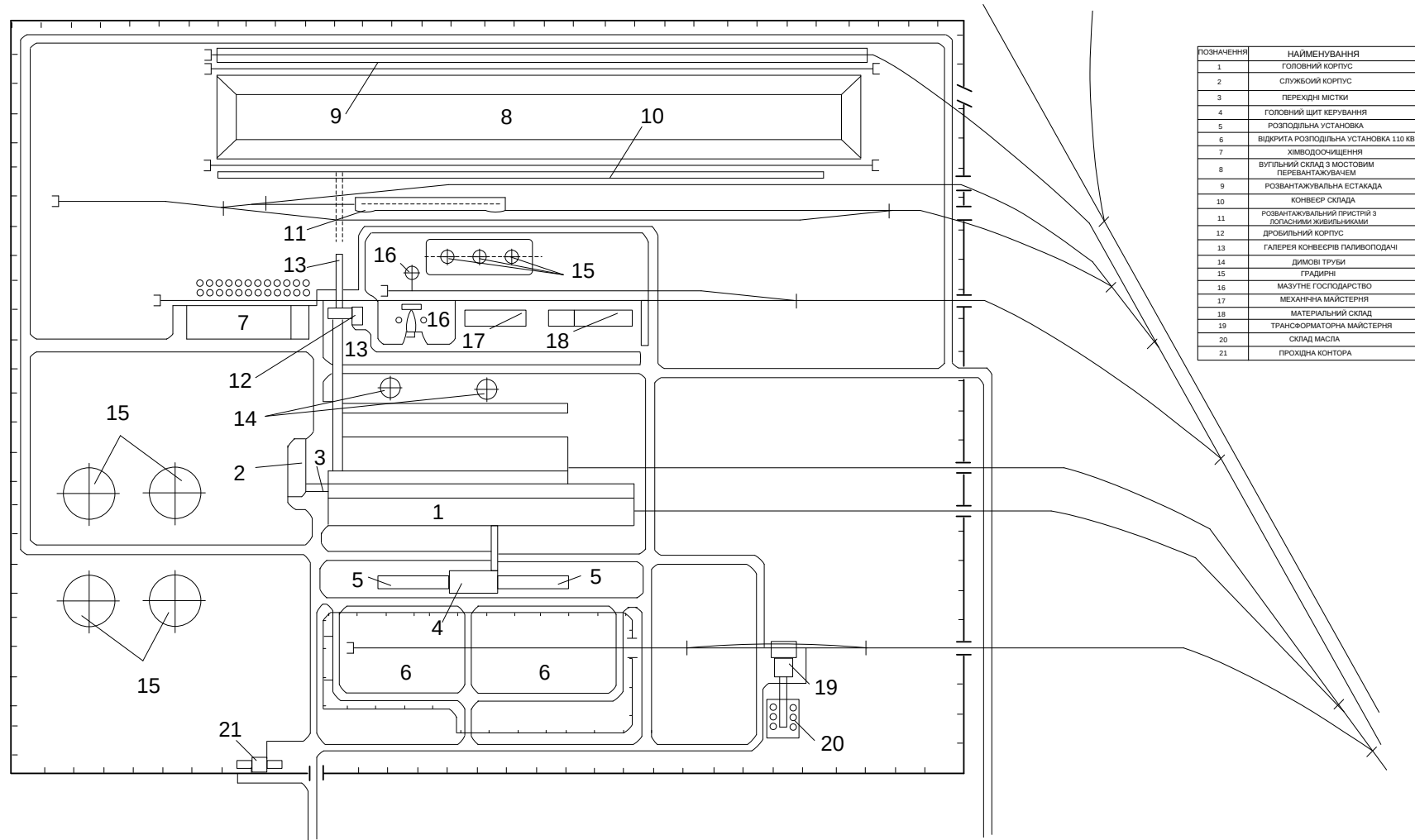


а) схема дві системи збірних шин з обхідною

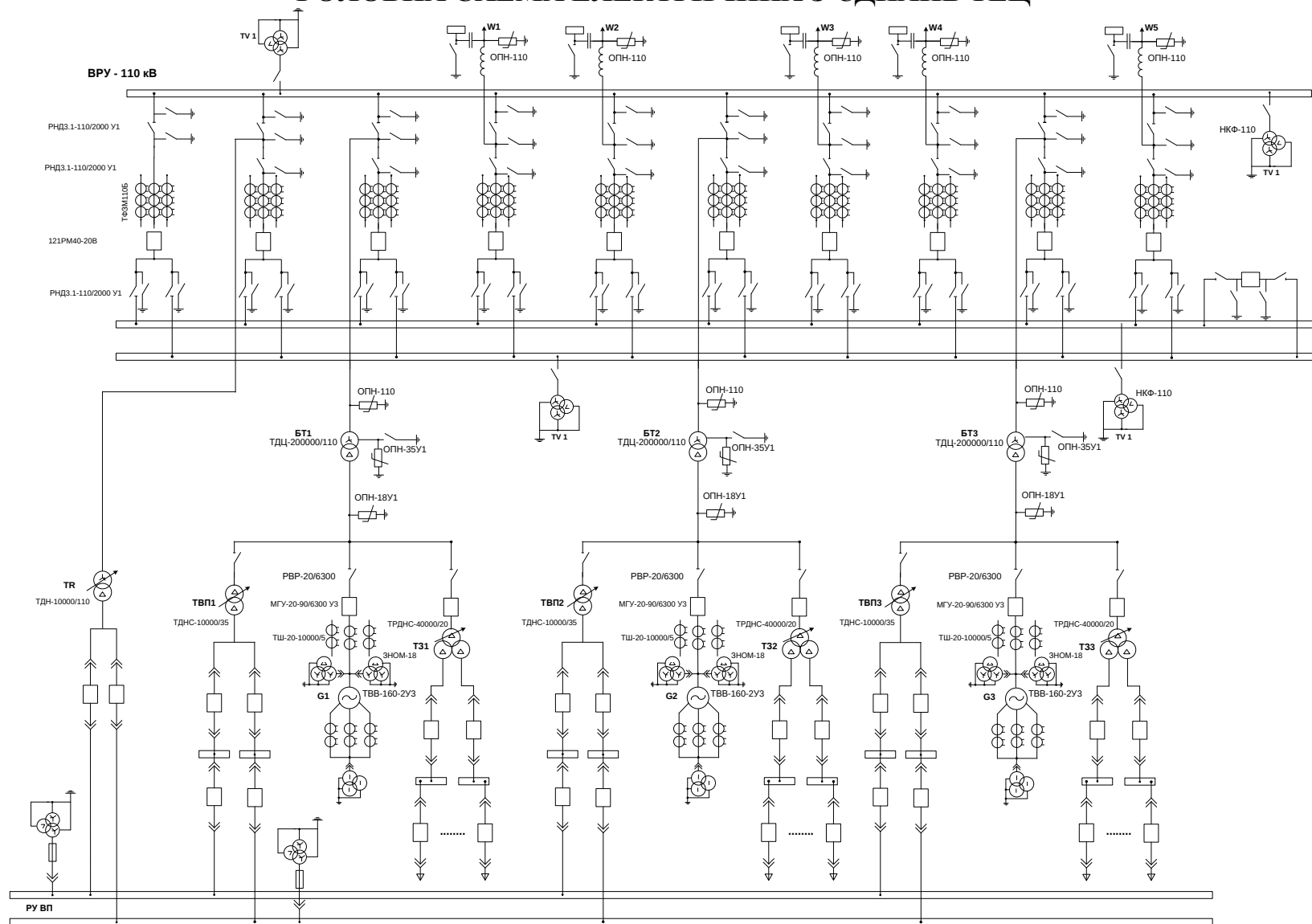


б) схема зв'язаних багатокутників

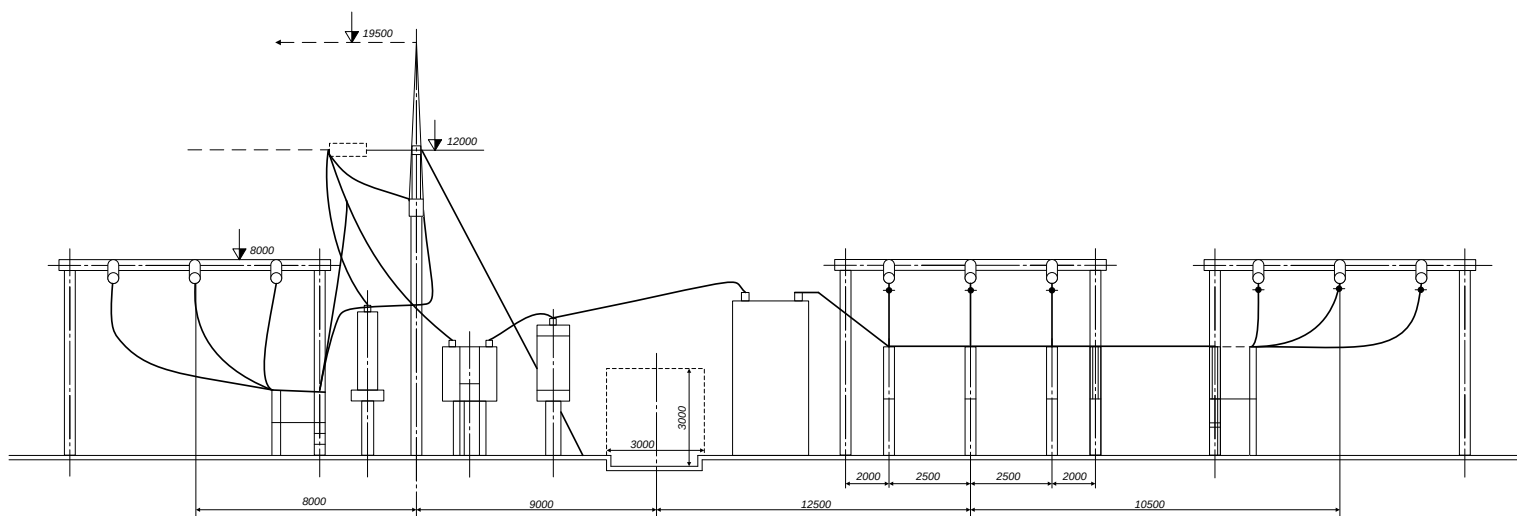
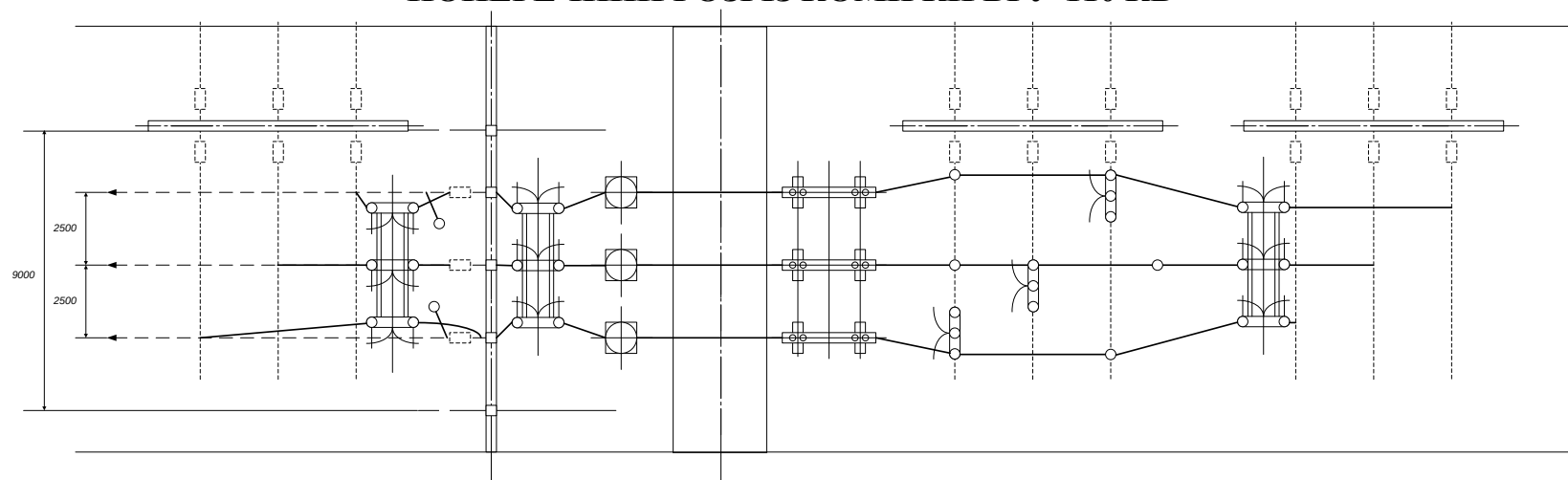
ГЕНЕРАЛЬНИЙ ПЛАН ТЕЦ



ГОЛОВНА СХЕМА ЕЛЕКТРИЧНИХ З'ЄДНАНЬ ТЕЦ



ПОПЕРЕЧНИЙ РОЗРІЗ КОМІРКИ ВРУ-110 КВ



УСТАНОВКА ПОСТІЙНОГО СТРУМУ

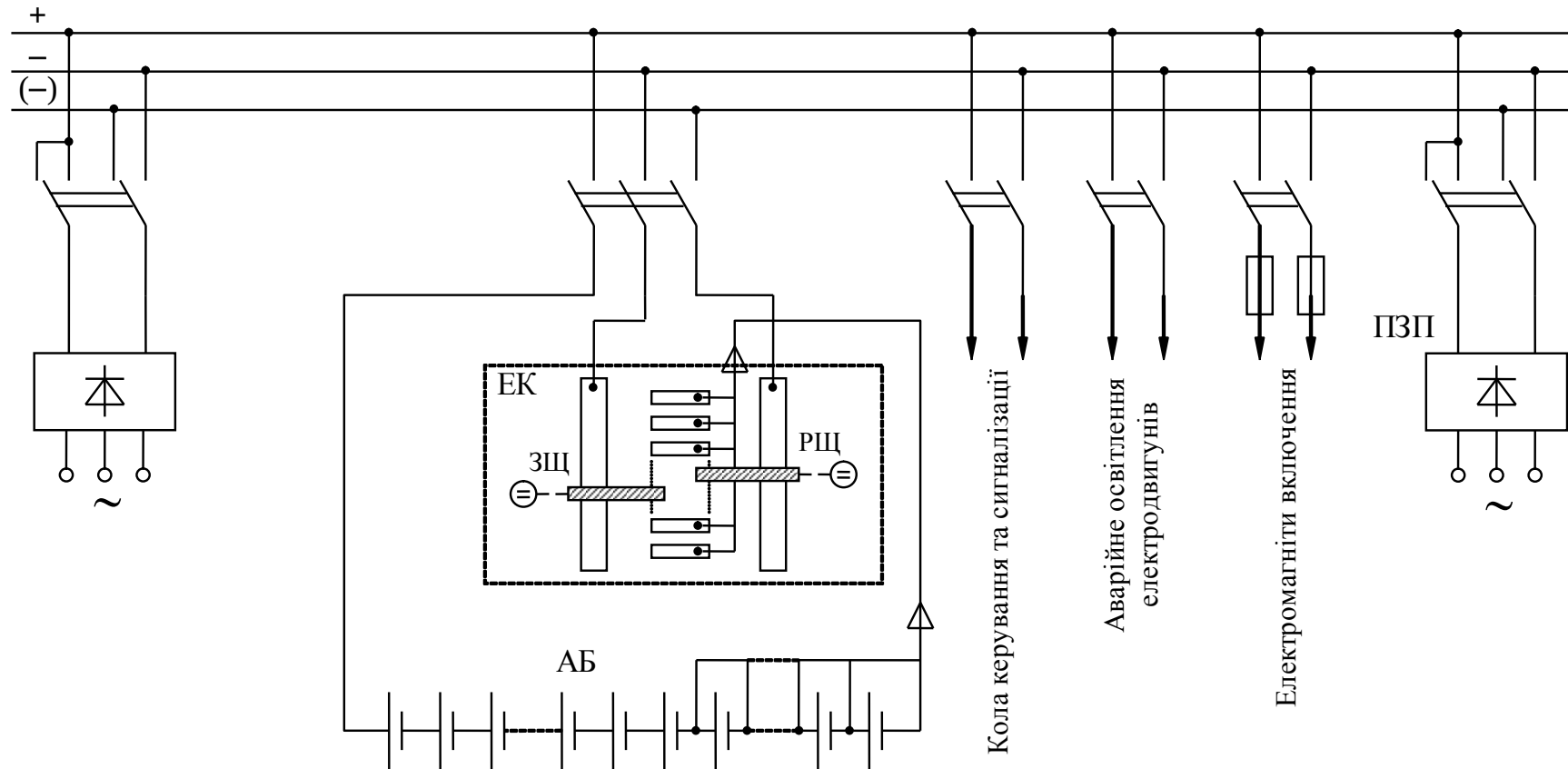


Схема акумуляторної установки з елементним комутатором, яка працює в режимі постійного підзаряду
(АБ – акумуляторна батарея; ЕК – елементний комутатор; ЗЩ – зарядна щітка; РЩ – розрядна щітка; ПЗП – підзарядний пристрій)

РОЗРАХУНОК БЛИСКАВКОЗАХИСТУ ВРУ-110 кВ

Дані для побудови зони захисту блискавководів ВРУ-110 кВ

Пари блискавководів	L, м	h_0 , м	b_x , м	r_x , м
1-2, 2-3, 3-4, 4-5, 5-6, 7-8, 8-9, 9-10, 10-11, 11-12	18	18,8 12	11,4 35	6,7 50
1-7, 2-8, 3-9, 4-10, 5-11, 6-12	32	17,3 51	7,05 4	6,7 50
1-8, 2-7, 2-9, 3-8, 3-10, 4-9, 4-11, 5-10, 5-12, 6-11	36,7	16,6 90	5,06 9	6,7 50

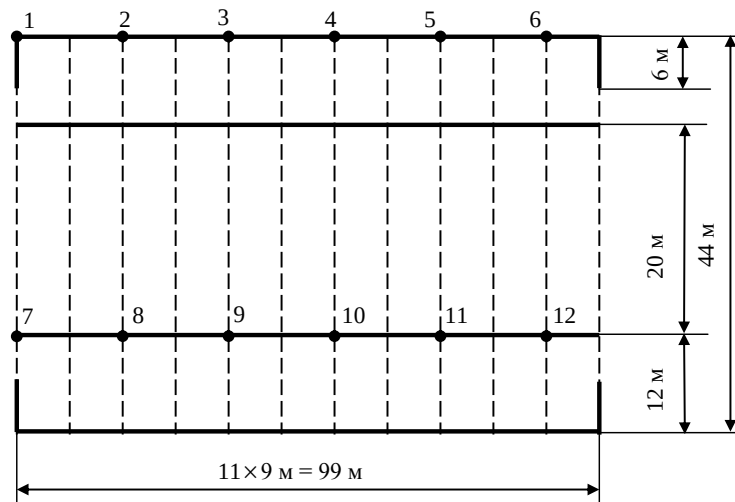
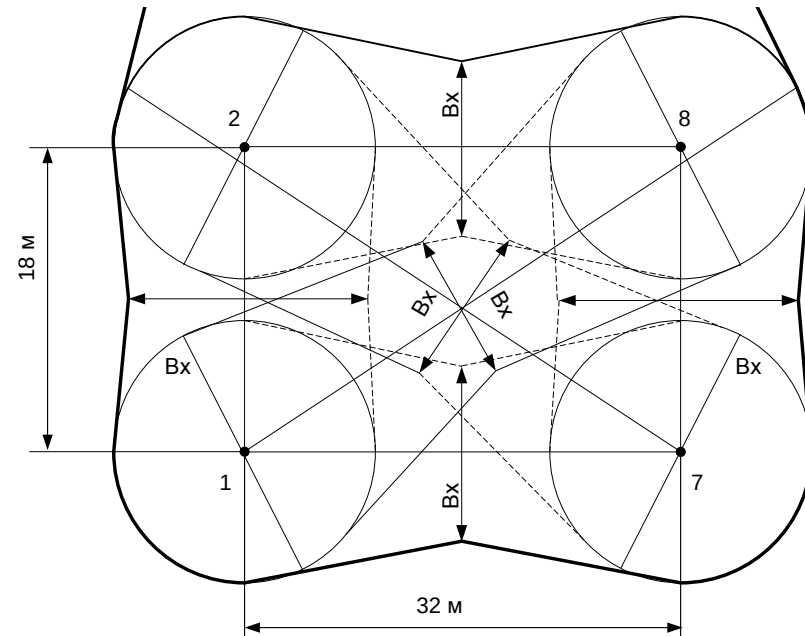
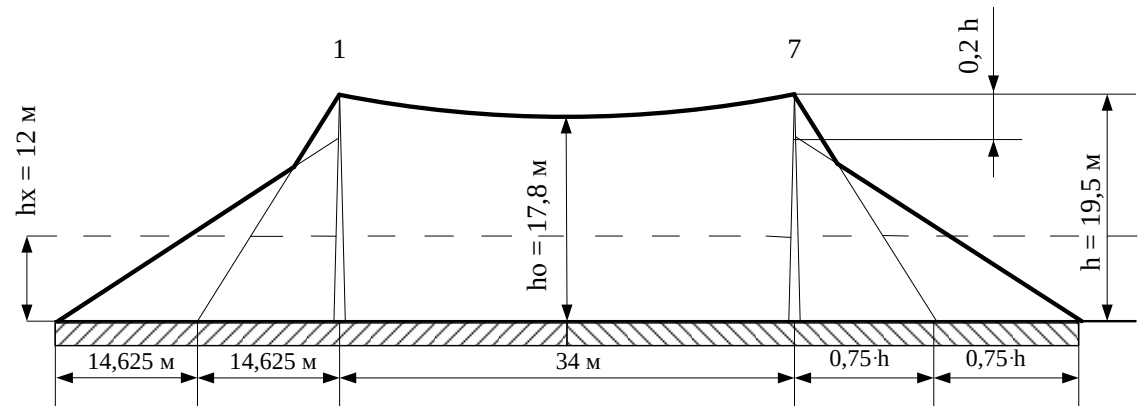


Схема розташування блискавководів на ВРУ – 110 кВ



Вид на зону захисту блискавководів ВРУ – 110 кВ зверху (а) та збоку (б)

РОЗРАХУНОК ЗАЗАЕМЛЮВАЛЬНОГО ПРИСТРОЮ ВРУ-110КВ

Вихідні дані :

- площа ЗП: $S = (100 \times 48) = 4800 \text{ м}^2$;

- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:

$\rho_1 = 900 \text{ Ом} \cdot \text{м}$; $\rho_2 = 180$

$\text{Ом} \cdot \text{м}$;

ґрунт – пісок; склад однорідний;

вологість нормальна;

кліматична зона – III

- глибина закладання заземлення: $t = 0,5 \text{ м}$;

- товщина верхнього шару ґрунту: $h = 2 \text{ м}$;

- число вертикальних заземлювачів: $n_B = 32 \text{ шт}$;

- довжина вертикальних заземлювачів: $l_B = 4,6 \text{ м}$.

