

MA-5758

621.311.1
Е 50

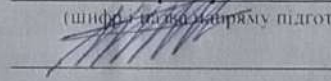
Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

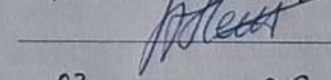
на тему:

«Електрична частина гідроелектростанції потужністю 54 МВт з агрегатами типу ВГС 700/75-72 з розрахунком захисту гідрогенератора»

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

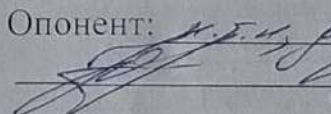

Кужельюк Т. П.
(прізвище та ініціали)

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


Лежнюк П. Д.
(прізвище та ініціали)

« 07 » 06 2024 р.

Опонент:


Комар В. О.
(прізвище та ініціали)

« 07 » 06 2024 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

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

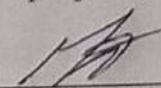
« 07 » 06 2024 р.

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.


18.03.

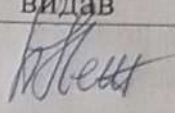
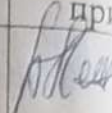
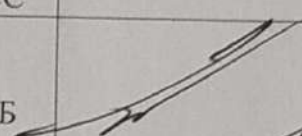
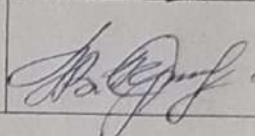
2024 року

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

Кужельоку Тарасу Петровичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. Електрична частина гідроелектростанції потужністю 54 МВт з агрегатами типу ВГС 700/75-72 з розрахунком захисту гідрогенератора
керівник роботи д.т.н., проф., 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 30 км; вид промисловості району – кольорова металургія; максимальна потужність, що віддається в систему 38 МВт; номінальна потужність системи 960 МВА; номінальний опір системи 0,36 в.о.; номінальна напруга системи 110 кВ; максимальне навантаження місцевого району 7 МВт; номінальна напруга мережі району 10 кВ
4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Техніко-економічне обґрунтування проектування ГЕС. 2. Електротехнічна частина. 3. Розрахунок релейного захисту гідрогенератора. 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. Вибір схем ГЕС. 2. Головна схема електричних з'єднань станції. 3. Поперечний розріз головної будівлі станції. 4. Поперечний розріз комірки ВРУ-110 кВ. 5. Розрахунок блискавкозахисту ВРУ-110 кВ. 6. План заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ. 7. Релейний захист гідрогенератора. 8. Релейний захист трансформатора власних потреб. 9. Техніко-економічні показники станції.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконав
Спеціальна частина	Керівник роботи Лежнюк П. Д., д.т.н., проф., 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		

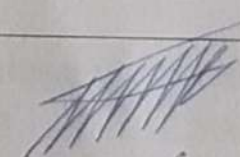
7. Дата видачі завдання 16 січня 2024 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

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

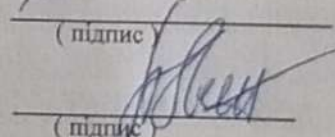
Студент

Керівник роботи



(підпис)

Т. П. Кужель



(підпис)

П. Д. Лежнюк

АНОТАЦІЯ

УДК 621.311.1

Кужельок Тарас Петрович «Електрична частина гідроелектростанції потужністю 54 МВт з агрегатами типу ВГС 700/75-72 з розрахунком захисту гідрогенератора». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця: ВНТУ. 2024. 100 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 39 назв; рис.: 15; табл. 32.

В магістерській кваліфікаційній роботі розроблено електричну частину гідроелектростанції потужністю 54 МВт. Розроблено обґрунтування проектування електростанції. В електротехнічній частині розраховано графіки електричних навантажень, обрано гідроагрегат. Запропоновано структурну схему станції, схеми відкритих розподільних установок (ВРУ) 110 та 10 кВ, схему живлення власних потреб. Обрано комутаційні апарати, струмоведучі частини, вимірювальні трансформатори струму та напруги, засоби обмеження перенапруг, акумуляторну батарею. Виконано розрахунок грозозахисту та заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ. Проведено розрахунок релейного захисту гідрогенераторів, які використовують на ГЕС. Проведено аналіз потенційно небезпечних і шкідливих виробничих факторів на ГЕС та запропоновано заходи безпеки життєдіяльності персоналу в умовах надзвичайних ситуацій.

Ключові слова: релейний захист, гідроелектрична станція, відкрита розподільна установка, власні потреби, заземлювальний пристрій, схема електричних з'єднань

ABSTRACT

Kuzheliuk Taras «The electrical part of the hydroelectric power plant with a capacity of 54 MW with units of the BFC 700/75-72 type with the calculation of the protection of the hydro generator». Master's qualification work on specialty 141 – Electric power, electrical engineering and electromechanics. Vinnytsia: VNTU. 2024. 100 p.

In Ukrainian language. Bibliography: 39 titles; Fig.: 15; table 32.

In the master's qualification work, the electrical part of the hydroelectric power plant with a capacity of 54 MW was developed. The rationale for the design of the power plant has been developed. In the electrical engineering part, electrical load schedules were calculated, and a hydraulic unit was selected. The structure diagram of the station, diagrams of open distribution installation (ODI) 110 and 10 kV, power supply diagram of own needs are proposed. Switching devices, current-carrying parts, current and voltage measuring transformers, means of limiting overvoltages, and a storage battery are selected. Calculation of lightning protection and grounding device of ODI-110 kV was performed.. The calculation of the relay protection of hydro generators used at hydroelectric power stations has been carried out. An analysis of potentially dangerous and harmful production factors at the HPP was carried out and safety measures for the life of personnel in emergency situations were proposed.

Keywords: relay protection, hydroelectric station, open switchgear, own needs, grounding device, electrical connection diagram

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ	5
ВСТУП.....	6
1 ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУВАННЯ ГЕС ПОТУЖНІСТЮ 54	
МВТ	9
2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА	11
2.1 Графіки електричних навантажень.....	11
2.2 Вибір основного обладнання	16
2.3 Проектування структурної схеми станції.....	17
2.4 Вибір схеми власних потреб станції	23
2.5 Вибір схем ВРУ 10 та 110 кВ.....	24
2.6 Розрахунок струмів короткого замикання.....	33
2.7 Розрахунок струмів КЗ в РУВП-0,4 кВ.....	41
2.8 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадратичного струму.....	45
2.9 Вибір комутаційних апаратів.....	47
2.10 Вибір струмоведучих частин	48
2.11 Вибір вимірювальних трансформаторів	55
2.12 Вибір засобів обмеження перенапруг та високочастотних загороджувачів	57
2.13 Вибір акумуляторної батареї	58
2.14 Розрахунок блискавкозахисту ВРУ-110 кВ.....	61
2.15 Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ.....	63
3 РОЗРАХУНОК ЗАХИСТУ ГІДРОГЕНЕРАТОРА	66
3.1 Розрахунок і вибір засобів релейного захисту гідрогенератора типу ВГС 700/75-72.....	66
3.2 Захист від багаторазових КЗ в обмотці статора та на його виводах.....	68
3.3 Захист від замикань на землю в обмотці статора	69
3.4 Захист обмотки статора від зовнішніх симетричних КЗ.....	70

3.5	Захист обмотки статора від зовнішніх несиметричних КЗ.....	71
3.6	Захист обмотки статора від несиметричних перевантажень	71
3.7	Захист обмотки статора від симетричних перевантажень.....	72
3.8	Захист від підвищення напруги на виводах гідрогенератора.....	73
3.9	Захист від втрат збудження.....	73
3.10	Захист від замикань на землю в одній точці кола ротора	74
3.11	Захист кіл ротора.....	74
3.12	Пристрій для гасіння пожеж в гідрогенераторі	75
4	ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ..	77
4.1	Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкта.	77
4.1.1	Технічні рішення з безпечної організації робочих місць	77
4.1.2	Електробезпека.....	80
4.2	Технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії	82
4.2.1	Мікроклімат	82
4.2.2	Склад повітря робочої зони	83
4.2.3	Виробниче освітлення	83
4.2.4	Виробничий шум.....	84
4.2.5	Виробнича вібрація.....	85
4.2.6	Фактори трудового процесу.....	86
5	ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА.....	88
5.1	Визначення кошторисної вартості ГЕС.....	88
5.2	Розрахунок собівартості електроенергії на станції	89
5.2.1	Амортизація основних фондів	90
5.2.2	Розрахунок фонду заробітної плати.....	91
5.2.3	Інші витрати.....	93
5.2.4	Визначення собівартості відпущеної електроенергії	94
5.3	Аналіз отриманих результатів.....	94
	ВИСНОВКИ	96
	СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	97

Додаток А. Протокол перевірки кваліфікаційної роботи на наявність текстових запозичень	101
Додаток Б (обов'язковий). Технічне завдання МКР	102
Додаток В. Безпека в надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи електричної частини ГЕС потужністю 54 МВт в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій	106
В.1 Дослідження стійкості роботи електричної частини ГЕС потужністю 54 МВт в умовах дії іонізуючих випромінювань	107
В.2 Дослідження стійкості роботи електричної частини ГЕС в умовах дії електромагнітного імпульсу	108
В.3 Розроблення превентивних заходів щодо підвищення стійкості роботи електричної частини ГЕС в умовах надзвичайних ситуацій	111
Додаток Г. Ілюстративна частина	114

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АБ – акумуляторна батарея;

БТ – блочний трансформатор;

ВРУ – відкрита розподільна установка;

ВП – власні потреби;

ГАЕС – гідроакumuлююча електрична станція;

ГГ – гідрогенератор;

ГЕС – гідравлічна електрична станція;

ГТВП – головний трансформатор власних потреб

ЕЕС – електроенергетична система;

ЕРС – електрорушійна сила;

ЕС – електрична станція;

ЗП – заземлювальний пристрій;

КЗ – коротке замикання;

ЛЕП – лінія електропередачі;

ОЕС – об'єднана електроенергетична система;

РУ – розподільна установка

ТВП – трансформатор власних потреб;

ТН – трансформатор напруги;

ТС – трансформатор струму

ВСТУП

Актуальність теми. Розвиток енергетичної системи України є однією з ключових задач для стратегічних галузей для країни. Особливу увагу приділяють розширенню та модернізації генеруючих потужностей, а також розвитку гідроенергетики та відновлюваних джерел енергії (ВДЕ).

У зв'язку зі зростанням обсягів використання ВДЕ в усьому світі, Україна також активно працює над інтеграцією цих джерел у свою енергетичну систему. Це включає розвиток малої гідроенергетики, встановлення вітрових та сонячних електростанцій, а також використання біомаси та інших відновлюваних джерел [1].

Проблеми енергетики в Україні відображають складний баланс між енергетичними потребами та обмеженими ресурсами. На фоні цього становища стає очевидною необхідність переходу до більш ефективного використання ресурсів та забезпечення сталого енергетичного розвитку.

Крім того, моральне застаріння та фізичне зношення обладнання паливно-енергетичного комплексу породжує проблеми ефективності та надійності енергетичних систем. Необхідно проводити модернізацію та реконструкцію енергетичних об'єктів з метою забезпечення їхньої стійкості та оптимізації енергоефективності.

Зростаюча увага до проблем екології вимагає впровадження екологічно чистих технологій та розвитку «зелених» джерел енергії. Проведення енергоефективних заходів та зменшення викидів шкідливих речовин є важливими завданнями для забезпечення сталого розвитку енергетики.

У контексті глобальних зусиль з боротьби зі зміною клімату, Україна також повинна активно долучатися до міжнародних ініціатив та виконувати зобов'язання зменшення викидів парникових газів згідно з Кіотським протоколом та іншими міжнародними домовленостями.

Загалом, ефективне вирішення проблем енергетики потребує комплексного підходу, що охоплює розвиток нових технологій, модернізацію

існуючих систем та збалансовану енергетичну політику, спрямовану на стале задоволення потреб суспільства.

Якщо проаналізувати довгострокові прогнози відносно розвитку світового ринку електроенергії, можна зазначити такі тенденції [5-7]:

- спостерігається збільшення споживання, а тому й виробництва електроенергії;
- в більшості країн впроваджуються енергоефективної політики;
- намічається розвиток шляху декарбонізації енергетичної галузі;
- відбуватиметься розвиток та удосконалення електричних мереж та диспетчеризації, підвищення ефективності функціонування систем розподілу ЕЕ;
- спостерігається зміщення акцентів в структурі генерації з різних видів палива (викопних та не викопних).

Щодо розвитку енергетичної галузі України, можна зазначити, що в найближче десятиліття постане нагальна проблема відбудови економіки країни, в тому числі й енергетичного сектора. А тому проблема забезпечення відповідності потужностей генерування режимам та обсягам електроспоживання в ОЕС України є нагальною [2, 8-10].

Виходячи з цього, проектування електричної частини ГЕС та будівництво нових екологічно чистих джерел на сьогодні є актуальною задачею.

Мета і задачі дослідження. Метою магістерської кваліфікаційної роботи є підвищення ефективності функціонування ОЕС України за рахунок проектування та будівництва електричної частини гідроелектростанції потужністю 54 МВт з розрахунком захисту гідрогенератора.

Відповідно до зазначеної мети в роботі поставлені такі **основні завдання**:

- аналіз методів проектування електричної частини гідроелектричних станцій;
- проектування головної електричної схеми з'єднань ГЕС потужністю 54

МВт; проектування системи живлення споживачів власних потреб електростанції;

- вибір вимикачів, роз'єднувачів, струмоведучих частин, вимірювальних трансформаторів струму та напруги, установки постійного струму, розрахунок грозозахисту та проектування заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ;

- розрахунок захисту гідрогенератора ГЕС;

- розроблення організаційно-технічних заходів з охрони праці персоналу станції під час експлуатації станції, а також дослідження стійкості роботи електричної частини ГЕС умовах дії електромагнітних імпульсів;

- розрахунок техніко-економічних показників ГЕС потужністю 54 МВт.

Об'єктом дослідження магістерської кваліфікаційної роботи є електрична частина гідроелектростанцій.

Предметом дослідження є методи та засоби проектування електричної частини ГЕС.

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

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

Результати теоретичних досліджень, що викладені у [7], 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) [7].

1 ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУВАННЯ ГЕС ПОТУЖНІСТЮ 54 MW

Останнім часом особливо гостро відчувається, наскільки важлива енергетична безпека України. Вона відіграє важливу роль у економічному функціонуванні та зростанні держави [1]. Під час відновлення країни енергетика стане складовою якості життя людей.

Тому правильний підхід щодо відновлення української енергетичної галузі дозволить зробити вагомий внесок у розвитку автономії Європейського Союзу на енергетичної незалежності країни.

Згідно з прогнозами науковців, які розкрито в роботах [2-5], світовою тенденцією стає зростання частки електроенергії. Відповідно до прогнозів у всіх регіонах намічається зростання використання більш екологічно чистих видів енергоносіїв, тим самим намагаються дотримуватись курсу на декарбонізацію енергетичної системи. Підвищується рівень конкуренції між традиційними джерелами та ВДЕ. Хоча, безумовно, основу електрогенерації будуть становити традиційні теплові, атомні електростанції та ГЕС.

Згідно з Енергетичною стратегією України до 2035 року, розвиток енергетичної галузі буде спрямований на адаптацію до нового ринку електроенергії та інтеграцію ОЕС України з європейською енергетичною системою. Прогрес, досягнутий в цьому напрямку, дозволяє підтримувати енергетичну систему країни в стабільному режимі та забезпечувати ефективне функціонування ринку електроенергії.

Одним з ключових аспектів цієї стратегії є оптимізація використання виробничого потенціалу електростанцій для забезпечення потреб споживачів. Дійсно, структура виробництва електроенергії показує нерівномірне використання потужностей різних типів станцій. Гідроелектричні та гідроакумуючі електростанції забезпечують гнучкість системи та маневрені потужності, що дозволяє регулювати частоту та покриття змінних добових графіків навантажень.

Насамперед, гідроелектростанції відзначаються високим коефіцієнтом корисної дії, можливістю регулювання частоти в системі, відновлюваністю ресурсів та мінімальним впливом на навколишнє середовище. Тому їхня реконструкція та розвиток є ключовим для забезпечення стійкості та енергоефективності енергетичної системи України.

Під час проектування та будівництва нових гідроелектростанцій важливо правильно підібрати гідроагрегати відповідно до особливостей річки та характеристик напору. Це дозволить оптимізувати роботу станцій та максимізувати їхню ефективність.

Такий крок може стати важливим для забезпечення енергетичної безпеки України та підвищення її енергоефективності, сприяючи розвитку стабільної та сталої енергетичної системи відповідно до стратегії до 2035 року.

Гідроелектростанції мають низку переваг [8-10], таких як:

- відносно високий коефіцієнт корисної дії;
- можливість використання у регулюванні частоти в системі;
- забезпечують наявний резерв в ОЕС України;
- відновлюваність ресурсів;
- відсутність паливної складової й тому низька собівартість вироблення електроенергії;
- ефективне використання ГАЕС і ГЕС у комплексі з ТЕС та АЕС;
- відносно висока рентабельність та мінімальні витрати;
- мінімальний вплив на навколишнє середовище

Реконструкція старих та розвиток нових ГЕС дозволить підвищити стійкість, надійність роботи ОЕС України, підвищити енергоефективність за рахунок покращення технічного стану обладнання електростанцій, запровадження АСК безпеки гідротехнічних споруд, зменшенню екологічних ризиків.

Отже, проектування та будівництво нової ГЕС потужністю 54 МВт може стати важливим кроком в здійсненні енергетичної безпеки України.

2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Графіки електричних навантажень

Режим роботи електричних станцій задається графіками електричних навантажень району, в який видається потужність від джерел. Їх потужність повинна забезпечувати виконання графіків навантажень з урахуванням втрат потужності в електричних мережах, а також витрат на власні потреби (ВП) станції.

Приймаємо під час розрахунку графіків навантажень відносну величину постійних та змінних втрат [11]:

- 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 визначають за виразами:

$$\Delta P_{1p} = \Delta P'_{1*} \cdot P_{p.max}; \quad (2.1)$$

$$\Delta P_{1c} = \Delta P''_{1*} \cdot P_{c.max}; \quad (2.2)$$

$$\Delta P_{1p} = 0,01 \cdot 7 = 0,07 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{1c} = 0,02 \cdot 38 = 0,76 \text{ МВт};$$

Змінні втрати в будь-який час доби розраховуємо за формулами:

$$\Delta P_{2pt} = \frac{P'_{2*} \cdot P_{pt}^2}{P_{p.max}}; \quad (2.3)$$

$$\Delta P_{2ct} = \frac{P''_{2*} \cdot P_{ct}^2}{P_{pc.max}}; \quad (2.4)$$

$$\Delta P_{2p1} = \frac{0,06 \cdot 6,65^2}{7} = 0,38 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{2c1} = \frac{0,14 \cdot 38^2}{38} = 5,32 \text{ МВт};$$

Потужність яка видається до шин РУ різних напруг

$$P_{p\text{вид}.t} = P_{pt} + \Delta P_{1p} + \Delta P_{2pt}; \quad (2.5)$$

$$P_{с\text{вид}.t} = P_{ct} + \Delta P_{1c} + \Delta P_{2ct}; \quad (2.6)$$

$$P_{p.\text{вид}1} = 6,65 + 0,07 + 0,38 = 7,10 \text{ МВт};$$

$$P_{с.\text{вид}1} = 38 + 0,76 + 5,32 = 44,08 \text{ МВт}.$$

Сумарна потужність, що видається з шин електростанції:

$$P_{p\text{вид}.t} = P_{p\text{вид}.t} + P_{с\text{вид}.t}; \quad (2.7)$$

$$P_{\text{вид}.1} = 7,10 + 44,08 = 51,18 \text{ МВт}.$$

Втрати потужності на власні потреби:

$$P_{ВПt} = \left(0,4 + 0,6 \frac{P_{\text{вид}.t}}{P_{\text{вст}}} \right) \cdot \frac{P'_{ВП}}{100} \cdot P_{\text{вид}.max}, \quad (2.8)$$

$$P_{ВП1} = \left(0,4 + 0,6 \frac{51,18}{54} \right) \cdot \frac{2}{100} \cdot 51,57 = 1,0 \text{ МВт},$$

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

$P'_{ВП}$ – максимальне навантаження власних потреб, %;

$P_{\text{вид}.max}$ – максимальна потужність, що видається з шин станції, МВт.

Потужність, що виробляється електростанцією:

$$P_{\text{вир}.t} = P_{\text{вид}.t} + P_{ВПt}; \quad (2.9)$$

$$P_{\text{вир}.t} = 51,18 + 1,0 = 52,18 \text{ МВт}.$$

За наведеним алгоритмом розраховуються графіки електричних навантажень доби повноводного і маловодного сезону. Дані заносимо в таблицю 2.1.

За даними розрахунку побудуємо графіки навантаження добові $P_{p.вид.t}, P_{с.вид.t}, P_{вир.t}$ (рисунок 2.1), а також річний графік за тривалістю навантаження $P_{вир.p.}$ (таблиця 2.2). Визначаємо технічно – економічні показники роботи станції (таблиця 2.3).

Таблиця 2.1 – Дані для побудови графіків електричних навантажень*

Дані для побудови графіків електричних навантажень	Час доби	0-8	8-10	10-12	12-17	17-19	19-24
Навантаження місцевого району, %	Повновод	95	100	95	100	95	95
	Маловод	25	40	30	40	30	25
Навантаження місцевого району, МВт	Повновод	6,65	7	6,65	7	6,65	6,65
	Маловод	1,75	2,8	2,1	2,8	2,1	1,75
Постійні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	Повновод	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
	Маловод	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
Змінні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	Повновод	0,38	0,42	0,38	0,42	0,38	0,38
	Маловод	0,03	0,07	0,04	0,07	0,04	0,03
Потужність, що віддається в місцевий район, МВт	Повновод	7,10	7,49	7,10	7,49	7,10	7,10
	Маловод	1,85	2,94	2,21	2,94	2,21	1,85
Потужність, що віддається в систему, %	Повновод	100	100	100	100	100	100
	Маловод	20	40	40	30	30	20
Потужність, що віддається в систему, МВт	Повновод	38	38	38	38	38	38
	Маловод	7,6	15,2	15,2	11,4	11,4	7,6
Постійні втрати потужності в мережах системи, МВт	Повновод	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76
	Маловод	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76
Змінні втрати потужності в мережах системи, МВт	Повновод	5,32	5,32	5,32	5,32	5,32	5,32
	Маловод	0,21	0,85	0,85	0,48	0,48	0,21
Потужність, що віддається в шини (РУ)	Повновод	44,08	44,08	44,08	44,08	44,08	44,08
	Маловод	8,57	16,81	16,81	12,64	12,64	8,57
Сумарна потужність, що віддається з шин станцій, МВт	Повновод	51,18	51,57	51,18	51,57	51,18	51,18
	Маловод	10,42	19,75	19,02	15,58	14,85	10,42
Витрати на власні потреби, МВт	Повновод	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
	Маловод	0,53	0,64	0,63	0,59	0,58	0,53
Потужність, що виробляється генераторами ЕС, МВт	Повновод	52,18	52,57	52,18	52,57	52,18	52,18
	Маловод	10,95	20,39	19,65	16,17	15,43	10,95

Примітки:

а) тривалість багатоводного сезону – 100 діб;

б) тривалість маловодного сезону – 265 діб.

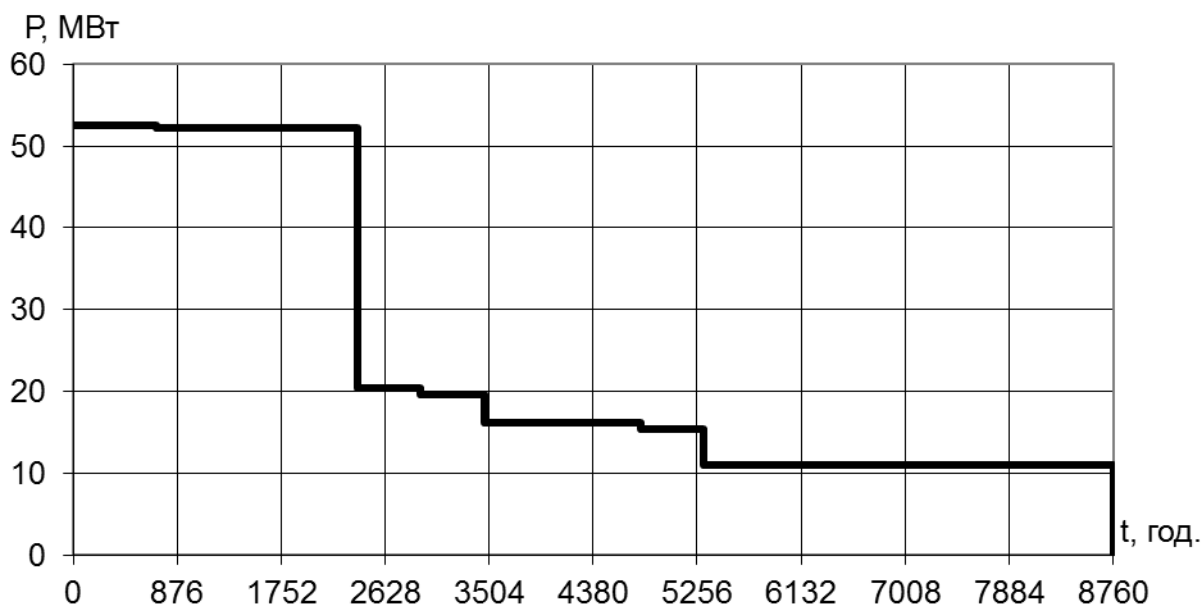
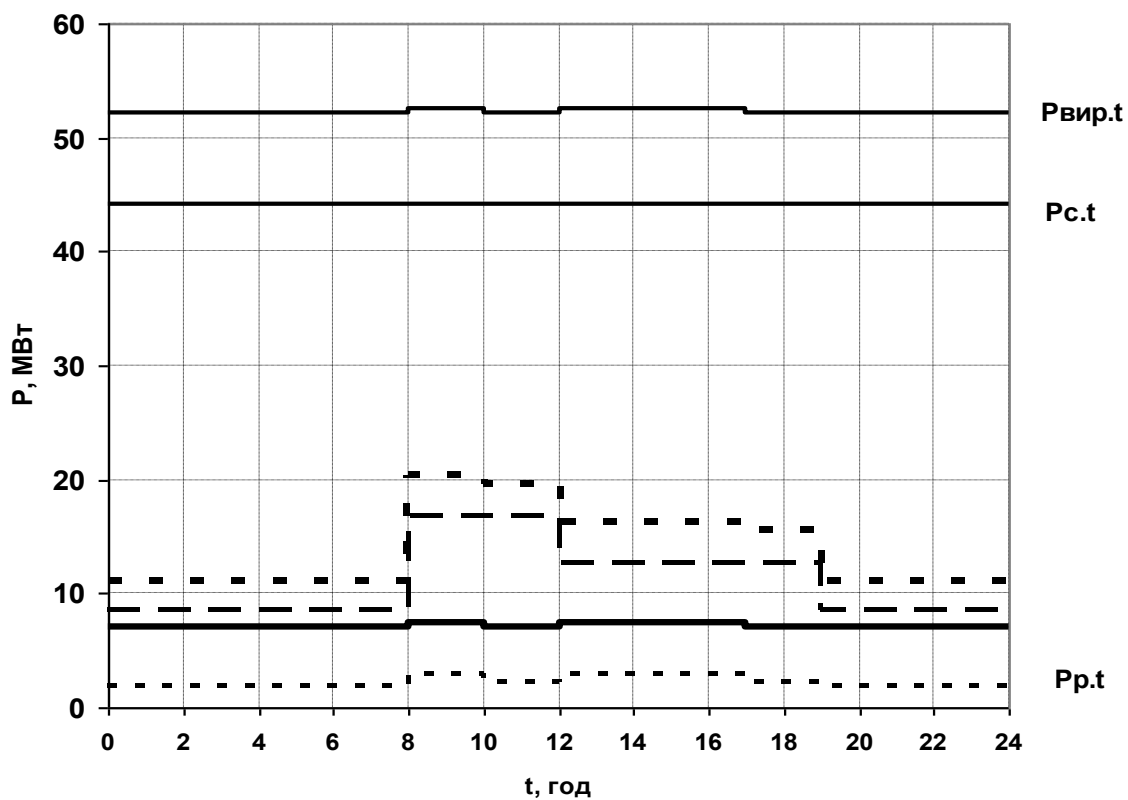


Рисунок 2.1 – Добові та річний графіки електричних навантажень ГЕС

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

P, МВт	52,57	52,18	20,39	19,65	16,17	15,43	10,95
t, год	700	1700	530	530	1325	530	3445
t _Σ , год	700	2400	2930	3460	4785	5315	8760

Таблиця 2.3 – Техніко-економічного показники роботи станції

Показник	Розрахункова формула	Числове значення
Максимальне навантаження станції, МВт	P_{max}	52,57
Річний виробіток електроенергії, МВт·год.	$E_p = \sum_{i=1}^m P_{вир t_i} \cdot t_i$	214052,10
Встановлена потужність станції, МВт	$P_{вст}$	54
Середнє навантаження станції, МВт	$P_{cp} = \frac{E_p}{8760}$	24,44
Коефіцієнт заповнення графіка	$k_3 = \frac{P_{cp}}{P_{max}}$	0,46
Коефіцієнт використання встановленої потужності	$k_6 = \frac{P_{cp}}{P_{вст}}$	0,45
Число годин використання максимального навантаження, год.	$T_{max} = \frac{E_p}{P_{max}}$	4071,48
Число годин використання встановленої потужності, год.	$T_{вст} = \frac{E_p}{P_{вст}}$	3963,93
Коефіцієнт резерву	$k_{рез} = \frac{P_{вст}}{P_{max}}$	1,027
Річне споживання електроенергії механізмами власних потреб станції, МВт·год	$E_{ВПp} = \sum_{i=1}^m P_{ВПt_i} \cdot t_i$	5275,654233
Загальна річна кількість електроенергії, що видається з шин станції, МВт·год	$E_{вид.p} = E_p - E_{ВПp}$	208776,45
Час максимальних втрат електроенергії, год.	$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{max}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760$	2471,4

2.2 Вибір основного обладнання

Основне обладнання обираємо однотипним, тому що при цьому забезпечується можливість індустріалізації будівництва, покращуються умови експлуатації і ремонту. До основного енергетичного обладнання ГЕС відносяться гідрогенератори.

Вибираємо гідрогенератор типу ВГС 700/75-72 відповідно до завдання. Основні параметри даного типу генератора беремо з [11]. Основні характеристики генератора приведені в табл. 2.4.

Таблиця 2.4 – Основні характеристики генератора

Тип гідрогенератора	ВГС 700/75-72
$S_{Г.ном}$, МВА	11,25
$P_{Г.ном}$, МВт	9
$U_{Г.ном}$, кВ	6,3
$I_{Г.ном}$, кА	1,031
$\cos \varphi_{ном}$	0,8
η , %	95,6
$n_{ном}$, об/хв	83,3
Опори в.о.:	
x''_{d*}	0,25
x'_{d*}	0,35
x_{d*}	0,9
ВКЗ	1,24
$I_{фном}$, А	1300
$U_{фном}$, В	480
K_f	1,8
Система збудження	електромашинна
турбіна	П-Л

2.3 Проектування структурної схеми станції

Визначаємо кількість повітряних ліній електропередачі, які будуть відходити від РУ ЕС за формулою:

$$n = \frac{P'_{\max}}{P_{GP}} + 1, \quad (2.10)$$

де $P'_{\max}$ – максимальна потужність, яка віддається в район або систему з урахуванням втрат, МВт.

P_{GP} – гранична потужність ЛЕП, МВт.

$$n_{\text{лен}110} = \frac{44,08}{50} + 1 = 1,9 \approx 2 \text{ (шт.)};$$

$$n_{\text{лен}10} = \frac{7,49}{3} + 1 = 3,5 \approx 4 \text{ (шт.)}.$$

Намічаємо та два варіанти структурної схеми станції та обираємо остаточний (найкращий) (рисунок 2.2).

Розрахункова потужність головних трансформаторів власних потреб [12, 14]:

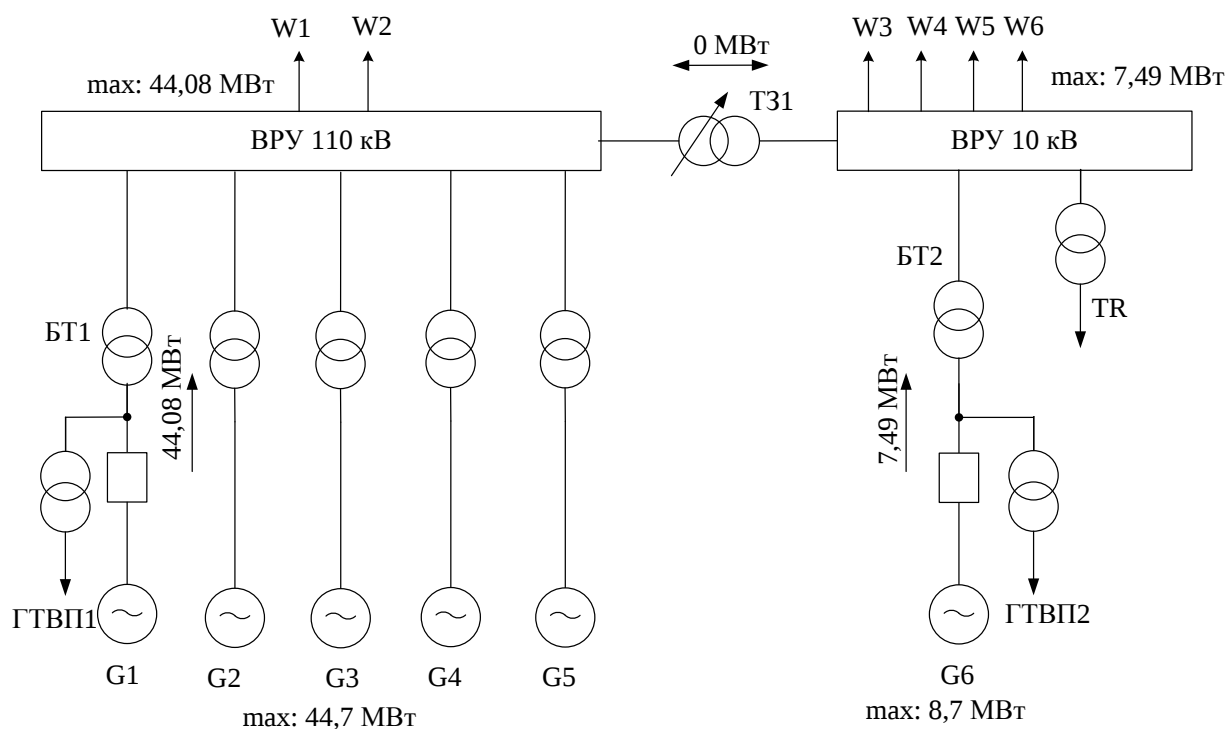
$$S_{ГТВП.розр} = \frac{P'_{ВП}}{100} \cdot K_n \cdot n \cdot P_{Г.ном}, \quad (2.11)$$

де $P'_{ВП}$ – максимальне навантаження власних потреб, %;

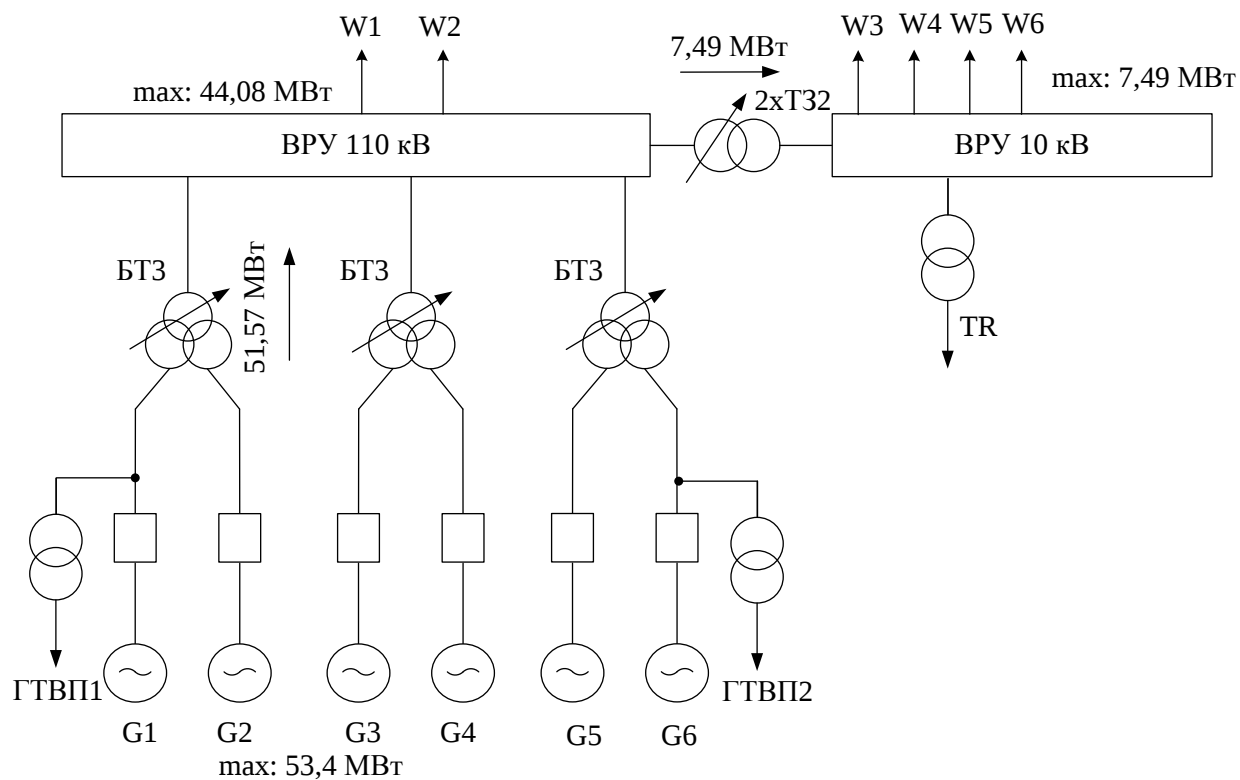
K_n – коефіцієнт попиту;

n – кількість генераторів, шт;

$P_{Г.ном}$ – номінальна потужність генератора, МВт.



a)



б)

Рисунок 2.2 – Варіанти структурної схеми ГЕС

$$S_{ГТВП.розр} = \frac{2}{100} \cdot 0,7 \cdot 3 \cdot 9 = 0,378 \text{ МВА.}$$

Розрахункова потужність резервного трансформатора власних потреб [12]:

$$S_{TR,розр} = 1,58 \cdot S_{ГТП.розр} \quad (2.12)$$

$$S_{TR,розр} = 1,58 \cdot 0,378 = 0,597 \text{ МВА};$$

Розрахункова потужність блочного трансформатора:

$$S_{БТ1,2,розр} = 11,25 \text{ МВА};$$

$$S_{БТ3,розр} = 11,25 \cdot 2 = 22,5 \text{ МВА}.$$

Вибір трансформатора зв'язку:

а) максимальний режим:

$$S_{ТЗ\max} = S_{Г.вст} - S_{Б.П\max} - S_{p.\max}, \quad (2.13)$$

$$S_{ТЗ\max1} = 11,25 - 0,378 - 7,49 / 0,8 = 1,51 \text{ (МВА)};$$

$$S_{ТЗ\max2} = 0 - 7,49 / 0,8 = 9,36 \text{ (МВА)};$$

б) мінімальний режим:

$$S_{ТЗ\min} = S_{Г.вст} - S_{Б.П\max} - S_{p.\min}, \quad (2.14)$$

$$S_{ТЗ\min1} = 11,25 - 0,378 - 1,85 / 0,8 = 8,56 \text{ (МВА)};$$

$$S_{ТЗ\min2} = 0 - 1,85 / 0,8 = 2,31 \text{ (МВА)};$$

в) аварійний режим:

$$S_{ТЗ\авар} = S_{Г.вст-1} - S_{БП\max} - S_{p.\max}, \quad (2.15)$$

$$S_{ТЗ\авар1} = 0 - 7,49 / 0,8 = -9,36 \text{ (МВА)};$$

$$S_{ТЗ\авар2} = -9,36 \text{ (МВА)}.$$

Якщо до встановлення прийнято два трансформатори зв'язку, тоді розрахункова потужність складає найбільше значення з трьох:

$$S'_{\max} = \frac{S_{\max}}{1,4};$$

$$S'_{\min} = \frac{S_{\min}}{1,4};$$

$$S'_{ав} = \frac{S_{ав}}{2}.$$

$$S'_{\max 2} = \frac{9,36}{1,4} = 6,69 (\text{МВА});$$

$$S'_{\min 2} = \frac{2,31}{1,4} = 1,65 (\text{МВА});$$

$$S'_{ав 2} = \frac{9,36}{2} = 4,68 (\text{МВА}).$$

Усі параметри та типи обраних трансформаторів зводимо в табл.. 2.5.

Таблиця 2.5 – Технічні характеристики трансформаторів

Позначення	Тип	$S_{\text{ном}}$ МВА	$U_{\text{ном}}$, кВ	$U_{\text{к}}$ %	$\Delta P_{\text{х}}$ кВт	$\Delta P_{\text{кз}}$ кВт	$I_{\text{х}}$, %	п, шт
БТ1	ТД-16000/110	16	121/6,3	10,5	18	85	0,7	5/0
БТ2	ТДНС-16000/20	16	10,5/6,3	10	17	85	0,7	1/0
БТ3	ТРДН-25000/110	25	$\frac{115}{6,3-6,3}$	10,5	25	120	0,65	0/3
ГТВП	ТСЗ-400/10	0,4	6/0,4	5,5	1,3	5,4	3,0	2/2
ТР	ТСЗ-630/10	0,63	10,5/0,4	5,5	2,0	7,3	1,5	1/1
ТЗ	ТДН-10000/110	10	115/11	10,5	14	58	0,9	1/2

Оптимальний варіант схеми обираємо за критерієм мінімуму приведених витрат [11, 14]:

$$Z = p_n \cdot K + U + M(3), \quad (2.16)$$

де $p_n = 0,12$ – нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень;

K – капіталовкладення в електроустановку, тис.грн (табл. 2.6);

U – щорічні експлуатаційні витрати, тис.грн;

$M(3)$ – очікуваний збиток;

$$U = a/100 \cdot K + B \cdot \Delta W; \quad (2.17)$$

де a – норма відрахувань на амортизацію та обслуговування, %;

$B = 29$ коп/кВт·год – вартість 1 кВт·год електроенергії, яка втрачається в трансформаторах;

ΔW – річні втрати електроенергії в трансформаторах, кВт·год.

Таблиця 2.6– Капіталовкладення в електроустановку

Обладнання	Кількість, шт	Вартість, тис. грн.	Капіталовкладення, тис. грн.	
			I варіант	II варіант
БТ-1	5/0	1710	8550	0
БТ-2	1/0	1620	1620	0
БТ-3	0/3	2208	0	6624
ТЗ	1/2	1980	1980	3960
Вимикачі:				
- 110 кВ	10/9	1920	19200	17280
- 10 кВ	4/4	600	2400	2400
- генераторні	2/6	216	432	1296
Сума			11554	10680

$$\Delta W = n \cdot \Delta P_{xx} \cdot 8760 + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_k \cdot \left(\frac{S_{\max}}{S_{\text{т.ном.}}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (2.18)$$

де n – кількість трансформаторів, які працюють паралельно, шт.;

$\Delta P_{xx}, \Delta P_k$ – втрати xx та $K3$ трансформаторів, кВт;

$S_{\max}$ – максимальна потужність, що передається через трансформатори, МВА;

$S_{т.ном.}$ – номінальна потужність трансформатора, МВА.

Таблиця 2.7 – Дані для визначення очікуваного збитку через відмови трансформаторів

Трансформатор	$\omega_{тi}$, 1/рік	ΔP_i , МВт	T_i , год
БТ1	0,005	6,87	100
БТ2	0,01	6,87	100
БТ3	0,01	15,87	120

Очікуваний збиток:

$$M(3) = y_0 \cdot \sum \omega_{тi} \cdot \Delta P_i \cdot T_i, \quad (2.19)$$

де $y_0 = 22$ грн/кВ·год – питомий збиток;

$\omega_{тi}$ – параметр потоку відмов трансформаторів, 1/рік;

ΔP_i – потужність, яка втрачається, МВт;

T_i – час простою, год.

$$M(3)_I = 22 \cdot (0,005 \cdot 5 \cdot 6,87 \cdot 100 + 0,01 \cdot 1 \cdot 6,87 \cdot 100) = 529 \text{ тис.грн};$$

$$M(3)_{II} = 22 \cdot (0,01 \cdot 3 \cdot 15,87 \cdot 120) = 1256,9 \text{ тис.грн}.$$

Визначаємо втрати електроенергії в трансформаторах:

$$\Delta W_I = \Delta W_{BT1} + \Delta W_{BT2};$$

$$\begin{aligned} \Delta W_I = & (5 \cdot 18 \cdot 8760 + \frac{1}{5} \cdot 85 \cdot \left(\frac{55,1}{16}\right)^2 \cdot 2471,4) + (1 \cdot 17 \cdot 8760 + \\ & + 1 \cdot 85 \cdot \left(\frac{9,36}{16}\right)^2 \cdot 2471,4) = 1507469,91 \text{ (кВт·год)}; \end{aligned}$$

$$\Delta W_{II} = \Delta W_{BT3} + \Delta W_{T3};$$

$$\Delta W_{II} = (3 \cdot 25 \cdot 8760 + \frac{1}{3} \cdot 120 \cdot \left(\frac{64,46}{25}\right)^2 \cdot 2471,4) + (2 \cdot 14 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 58 \cdot \left(\frac{9,36}{10}\right)^2 \cdot 2471,4) = 1622279,5 \text{ (кВт·год)}.$$

Щорічні експлуатаційні витрати:

$$U_I = 0,094 \cdot 34182 + 2,9 \cdot 10^{-4} \cdot 1507469,91 = 3650,27 \text{ (тис.грн)};$$

$$U_{II} = 0,094 \cdot 31560 + 2,9 \cdot 10^{-4} \cdot 1622279,5 = 3437,1 \text{ (тис.грн)}.$$

Приведені затрати:

$$З_I = 0,12 \cdot 34182 + 3650,27 + 529 = 8281,1 \text{ (тис.грн)};$$

$$З_{II} = 0,12 \cdot 31560 + 3437,1 + 1256,9 = 8481,21 \text{ (тис.грн)}.$$

Таблиця 2.8 – Приведені затрати структурних схем станції

Складові витрат	Варіанти, тис.грн	
	I варіант	II варіант
Капіталовкладення	34182	31560
Щорічні експлуатаційні витрати	3650,27	3437,1
Очікуваний збиток	529	1256,9
Приведені затрати	8281,1	8481,21

$\Delta Z = 2,4\%$, отже, варіанти рівно економічні. Отже, приймаємо другий варіант структурної схеми станції, як зручніший в експлуатації.

2.4 Вибір схеми власних потреб станції

Споживачі системи власних потреб отримують живлення від двох головних трансформаторів (ГТВП), які під'єднуються до генераторів G1 та G6. Усі споживачі власних потреб підключаються до секціонованої шини 0,4 кВ.

Резервне живлення здійснюється від резервного трансформатора TR, який підключено до ВРУ-10 кВ. Для підвищення надійності системи електропостачання власних потреб 0,4 кВ на її шинах встановлюється пристрій АВР.

Схема живлення власних потреб ГЕС наведена на рис. 2.3.

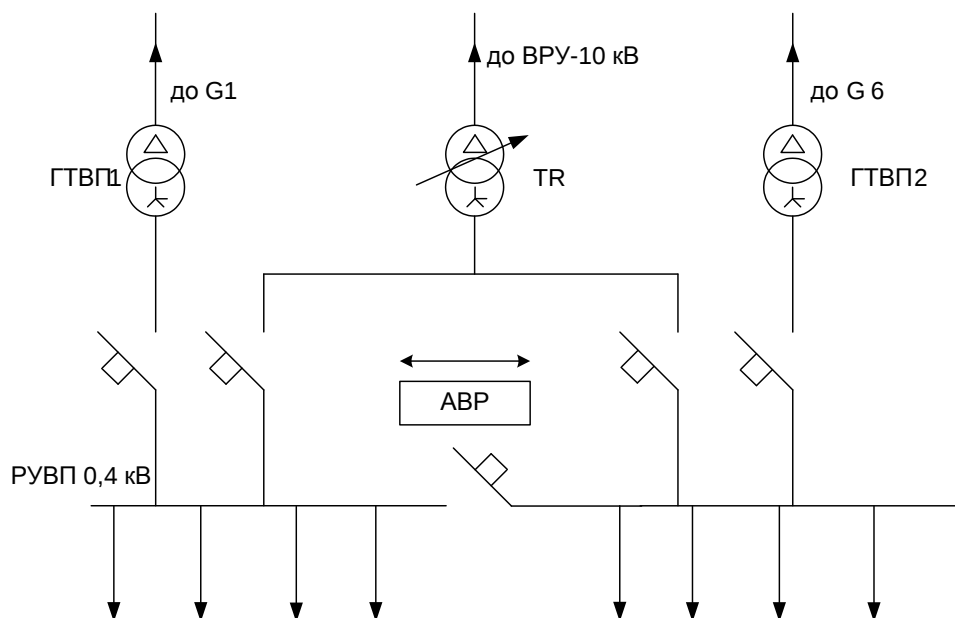


Рисунок 2.3 – Схема власних потреб станції

2.5 Вибір схем ВРУ 10 та 110 кВ

Для ВРУ – 10 кВ приймаємо одну схему: «одна секціонована система збірних шин» (рисунок 2.4).

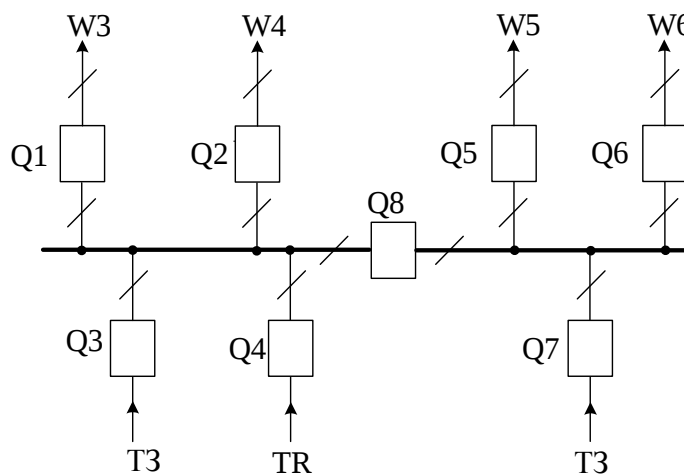
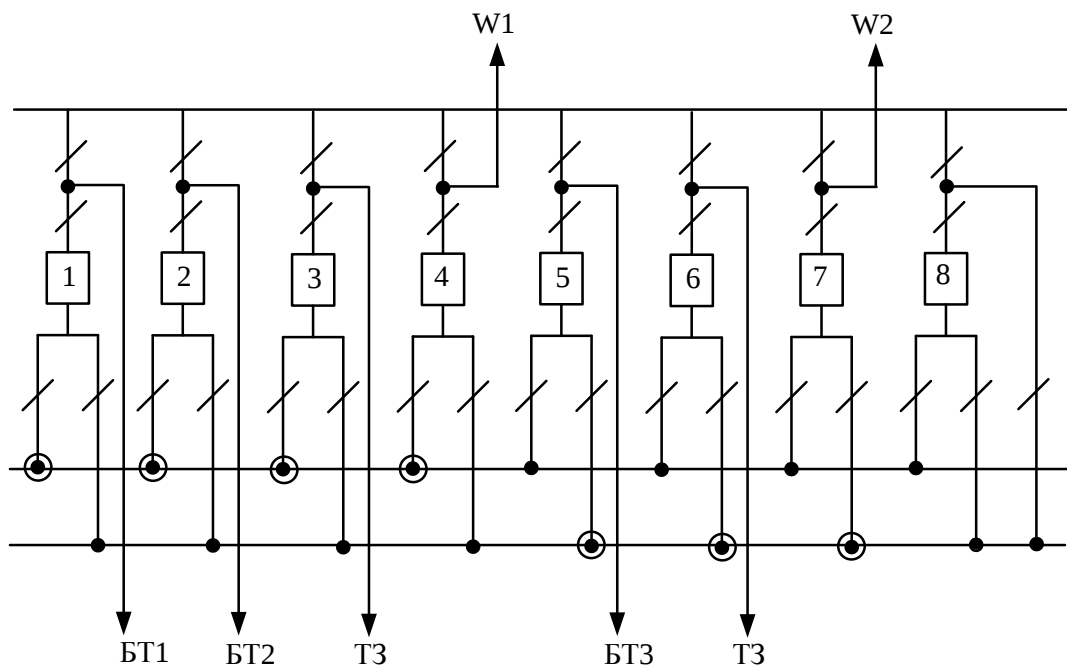


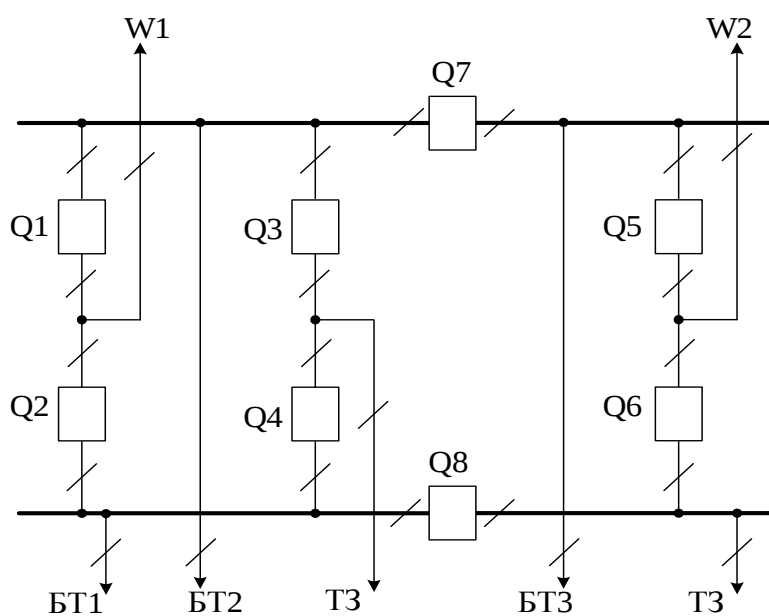
Рисунок 2.4 – Схема ВРУ-10 кВ – «одна секціонована система збірних шин»

Для ВРУ – 110 кВ намічаємо два варіанти:

- а) дві робочі системи збірних шин з обхідною;
- б) схема зв'язаних багатокутників (рисунок 2.5).



а) схема «дві робочі системи збірних шин з обхідною»



б) схема зв'язаних багатокутників

Рисунок 2.5 – Варіанти схем ВРУ-110 кВ

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

$$Z = p_n \cdot K + U + M(Z), \quad (2.20)$$

де $p_n = 0,15$ – нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень;
 $M(Z)$ – збиток від перерви електропостачання, тис. грн.

$$K = n_k \cdot C_k, \quad (2.21)$$

де n_k – кількість комірок з вимикачами, шт.;

C_k – вартість комірки, тис. грн;

$$U = a \cdot K / 100; \quad (2.22)$$

де $a = 9,4 \%$.

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

Показники для розрахунку надійності схем наведено в таблицях 2.9, 2.10.

Таблиця 2.9 – Показники надійності елегазових вимикачів 110 кВ

Напруга, кВ	Складова параметра потoku відмов, 1/рік		Час відновлення, T_v , год.	Частота планових ремонтів, μ , 1/рік	Тривалість планового ремонту, T_p , год.
	ω_1	ω_2			
110	0,01	0,006	50	0,2	100

Таблиця 2.10 – Показники для розрахунку надійності схем ВРУ-110 кВ

Параметр		Числове значення для варіанта	
		I	II
Кількість комірок з вимикачами, шт.	n_k	8	8
Вартість комірки, тис.грн	C_k	1920	1920
Параметр потоку раптових відмов генераторних ($\omega_{ГВ}$) та лінійних ($\omega_{ЛВ}$) вимикачів, 1/рік	$\omega_{ГВ} = 0,6 \cdot \omega_1$	0,0060	0,0060
	$\omega_{ЛВ} = 0,6 \times (\omega_1 + \omega_2 \cdot l/100)$	0,0071	0,0071
Коефіцієнти ремонтного (K_p) і нормального (K_0) режимів роботи РУ	$K_p = \mu \cdot T_{п}/8760$	0,0022831	0,0022831
	$K_0 = 1 - n_k \cdot K_p$	0,9817352	0,9817352
Час простою елемента, год:	$T_o = T_{вим} \cdot m \cdot T_p$	1	1
	$T_{ВП} = T_B - T_B^2 / (2 \cdot T_{п})$	37,5	37,5
Математичне очікування числа відмов генераторних та лінійних вимикачів в нормальному і ремонтному режимах	$K_0 \cdot \omega_{ГВ}$	0,0058904	0,0058904
	$K_0 \cdot \omega_{ЛВ}$	0,0069507	0,0069507
	$K_p \cdot \omega_{ГВ}$	0,0000137	0,0000137
	$K_p \cdot \omega_{ЛВ}$	0,0000162	0,0000162

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

Відмова елемента	Параметр поток відмов	Елементи, що відключилися та їх час відновлення								
		K ₀	K _p							
			Q ₁	Q ₂	Q ₃	Q ₄	Q ₅	Q ₆	Q ₇	Q ₈
Q ₁ Г	0,006	W,БТ _{1,2} , ТЗ-Т ₀	–	W,БТ _{1,2} , ТЗ-Т ₀ БТ ₁ -Т _{ВП}	W,БТ _{1,2} , ТЗ-Т ₀ БТ ₁ -Т _{ВП}	W,БТ _{1,2} , ТЗ-Т ₀ БТ ₁ -Т _{ВП}	W,БТ _{1,2} , ТЗ-Т ₀ БТ ₁ -Т _{ВП}	W,БТ _{1,2} , ТЗ-Т ₀ БТ ₁ -Т _{ВП}	W,БТ _{1,2} , ТЗ-Т ₀ БТ ₁ -Т _{ВП}	W,БТ _{1,2} , ТЗ-Т ₀ БТ ₁ -Т _{ВП}
Q ₂ Г	0,006	W,БТ _{1,2} , ТЗ-Т ₀	W,БТ _{1,2} , ТЗ-Т ₀ БТ ₂ -Т _{ВП}	–	W,БТ _{1,2} , ТЗ-Т ₀ БТ ₂ -Т _{ВП}	W,БТ _{1,2} , ТЗ-Т ₀ БТ ₂ -Т _{ВП}	W,БТ _{1,2} , ТЗ-Т ₀ БТ ₂ -Т _{ВП}	W,БТ _{1,2} , ТЗ-Т ₀ БТ ₂ -Т _{ВП}	W,БТ _{1,2} , ТЗ-Т ₀ БТ ₂ -Т _{ВП}	W,БТ _{1,2} , ТЗ-Т ₀ БТ ₂ -Т _{ВП}
Q ₃ Г	0,006	W,БТ _{1,2} , ТЗ-Т ₀	W,БТ _{1,2} , ТЗ-Т ₀ ТЗ-Т _{ВП}	W,БТ _{1,2} , ТЗ-Т ₀ ТЗ-Т _{ВП}	–	W,БТ _{1,2} , ТЗ-Т ₀ ТЗ-Т _{ВП}	W,БТ _{1,2} , ТЗ-Т ₀ ТЗ-Т _{ВП}	W,БТ _{1,2} , ТЗ-Т ₀ ТЗ-Т _{ВП}	W,БТ _{1,2} , ТЗ-Т ₀ ТЗ-Т _{ВП}	W,БТ _{1,2} , ТЗ-Т ₀ ТЗ-Т _{ВП}
Q ₄ Л	0,0071	W,БТ _{1,2} , ТЗ-Т ₀	W,БТ _{1,2} , ТЗ-Т ₀ W-Т _{ВП}	W,БТ _{1,2} , ТЗ-Т ₀ W-Т _{ВП}	W,БТ _{1,2} , ТЗ-Т ₀ W-Т _{ВП}	–	W,БТ _{1,2} , ТЗ-Т ₀ W-Т _{ВП}	W,БТ _{1,2} , ТЗ-Т ₀ W-Т _{ВП}	W,БТ _{1,2} , ТЗ-Т ₀ W-Т _{ВП}	W,БТ _{1,2} , ТЗ-Т ₀ W-Т _{ВП}
Q ₅ Г	0,006	W,БТ ₃ , ТЗ-Т ₀	W,БТ ₃ , ТЗ-Т ₀ БТ ₃ -Т _{ВП}	W,БТ ₃ , ТЗ-Т ₀ БТ ₃ -Т _{ВП}	W,БТ ₃ , ТЗ-Т ₀ БТ ₃ -Т _{ВП}	W,БТ ₃ , ТЗ-Т ₀ БТ ₃ -Т _{ВП}	–	W,БТ ₃ , ТЗ-Т ₀ БТ ₃ -Т _{ВП}	W,БТ ₃ , ТЗ-Т ₀ БТ ₃ -Т _{ВП}	W,БТ ₃ , ТЗ-Т ₀ БТ ₃ -Т _{ВП}
Q ₆ Г	0,006	W,БТ ₃ , ТЗ-Т ₀	W,БТ ₃ , ТЗ-Т ₀ ТЗ-Т _{ВП}	W,БТ ₃ , ТЗ-Т ₀ ТЗ-Т _{ВП}	W,БТ ₃ , ТЗ-Т ₀ ТЗ-Т _{ВП}	W,БТ ₃ , ТЗ-Т ₀ ТЗ-Т _{ВП}	W,БТ ₃ , ТЗ-Т ₀ ТЗ-Т _{ВП}	–	W,БТ ₃ , ТЗ-Т ₀ ТЗ-Т _{ВП}	W,БТ ₃ , ТЗ-Т ₀ ТЗ-Т _{ВП}
Q ₇ Л	0,0071	W,БТ ₃ , ТЗ-Т ₀	W,БТ ₃ , ТЗ-Т ₀ W-Т _{ВП}	W,БТ ₃ , ТЗ-Т ₀ W-Т _{ВП}	W,БТ ₃ , ТЗ-Т ₀ W-Т _{ВП}	W,БТ ₃ , ТЗ-Т ₀ W-Т _{ВП}	W,БТ ₃ , ТЗ-Т ₀ W-Т _{ВП}	W,БТ ₃ , ТЗ-Т ₀ W-Т _{ВП}	–	W,БТ ₃ , ТЗ-Т ₀ W-Т _{ВП}
Q ₈ Л	0,0071	–	W,БТ _{1,2} , ТЗ-Т ₀ БТ ₁ -Т _{ВП}	W,БТ _{1,2} , ТЗ-Т ₀ БТ ₂ -Т _{ВП}	W,БТ _{1,2} , ТЗ-Т ₀ ТЗ-Т _{ВП}	W,БТ _{1,2} , ТЗ-Т ₀ W-Т _{ВП}	W,БТ ₃ , ТЗ-Т ₀ БТ ₃ -Т _{ВП}	W,БТ ₃ , ТЗ-Т ₀ ТЗ-Т _{ВП}	W,БТ ₃ , ТЗ-Т ₀ W-Т _{ВП}	–

Таблиця 2.12 – Розрахунок надійності схеми ВРУ-110 кВ (II варіант)

Відмова елемента	Параметр потoku відмов	Елементи, що відключилися та їх час відновлення								
		K ₀	K _p							
			Q ₁	Q ₂	Q ₃	Q ₄	Q ₅	Q ₆	Q ₇	Q ₈
Q ₁ л	0,0071	W, BT ₂ -T ₀	–	W, BT ₂ - T ₀	W, BT ₂ -T ₀	W, BT ₂ , T3-T ₀	W, BT _{2,3} -T ₀	W, BT ₂ + D(BT ₁ , 2T3)+ D(W, BT ₃)-T ₀	W, BT ₂ -T ₀	W, BT ₂ + D(BT ₁ , T3)+ D(W, BT ₃ , T3)-T ₀
Q ₂ л	0,0071	W, BT ₁ -T ₀	W, BT ₁ - T ₀ W-T _{ВП}	–	W, BT _{1,2} , T3-T ₀	W, BT ₁ -T ₀	W, BT ₁ + D(BT _{2,3} , T3)+ D(W, T3)-T ₀	W, BT ₁ , T3- T ₀	W, BT ₁ + D(BT ₂ , T3)+ D(W, BT ₃ , T3)-T ₀	W, BT ₁ -T ₀
Q ₃ г	0,006	BT ₂ , T3- T ₀	BT ₂ , T3- T ₀	W, BT _{1,2} , T3-T ₀	–	BT ₂ , T3-T ₀ T3-T _{ВП}	BT _{2,3} , T3- T ₀	BT ₂ , T3+ D(W, BT ₁ , T3)+ D(W, BT ₃)-T ₀	BT ₂ , T3-T ₀	BT ₂ , T3+ D(W, BT ₁)+ D(W, BT ₃ , T3)- T ₀
Q ₄ г	0,006	BT ₁ , T3- T ₀	W, BT ₁ , T3-T ₀	BT ₁ , T3- T ₀	BT ₁ , T3- T ₀ T3-T _{ВП}	–	BT ₁ , T3+ D(W, BT _{2,3})+ D(W, T3)-T ₀	BT ₁ , 2T3-T ₀	BT ₁ , T3+ D(W, BT ₂)+ D(W, BT ₃ , T3)- T ₀	BT ₁ , T3-T ₀

Продовження таблиці 2.12

Відмова елемента	Параметр потoku відмов	Елементи, що відключилися та їх час відновлення								
		K ₀	K _p							
			Q ₁	Q ₂	Q ₃	Q ₄	Q ₅	Q ₆	Q ₇	Q ₈
Q ₅ Л	0,0071	W, BT ₃ -T ₀	W, BT ₃ - T ₀	W, BT ₃ - T ₀	W, BT ₃ -T ₀	W, BT ₃ -T ₀	–	W, BT ₃ -T ₀ W-T _{ВП}	W, BT ₃ -T ₀ BT ₃ -T _{ВП}	W, BT ₃ , T3-T ₀ D(W, T3)-T _{ВП}
Q ₆ Л	0,0071	W, T3-T ₀	W, T3- T ₀	W, T3- T ₀	W, T3-T ₀	W, T3-T ₀	W, T3-T ₀ W-T _{ВП}	–	W, BT ₃ , T3-T ₀ D(W, BT ₃)- T _{ВП}	W, T3-T ₀ T3-T _{ВП}
Q ₇ Г	0,006	BT _{2,3} -T ₀	BT _{2,3} -T ₀	W, BT _{2,3} - T ₀	BT _{2,3} -T ₀	BT _{2,3} , T3- T ₀	BT _{2,3} -T ₀ BT ₃ -T _{ВП}	W, BT _{2,3} -T ₀ D(W, BT ₃)- T _{ВП}	–	BT _{2,3} + D(W, T3)+ D(W BT ₁ , T3)-T ₀ D(W, BT _{1,2} , T3)+ D(W, BT ₃ , T3)- T _{ВП}
Q ₈ Г	0,006	BT ₁ , T3- T ₀	W, BT ₁ , T3-T ₀	BT ₁ , T3- T ₀	BT ₁ , 2T3- T ₀	BT ₁ , T3-T ₀	W, BT ₁ , T3- T ₀ D(W, T3)- T _{ВП}	BT ₁ , T3-T ₀ T3-T _{ВП}	BT ₁ , T3+ D(W, BT ₃)+ D(W, BT ₂ , T3)- T ₀ D(W, BT _{1,2} , T3)+ D(W, BT ₃ , T3)- T _{ВП}	–

Таблиця 2.13– Розрахункові показники надійності схеми ВРУ-110 кВ

Відмова елемента	Потужність, що втрачається ΔР, МВт	Час простою, Т ₀ /Т _{вп} , год	К ₀		К _р	
			ω _{ГВ}	ω _{ЛВ}	ω _{ГВ}	ω _{ЛВ}
І варіант						
БТ ₁ БТ ₃ W,БТ ₃ , ТЗ	17,74	1	2	1	14	10
		37,5	—	—	14	2
БТ ₂	18,04	1	—	—	—	—
		37,5	—	—	7	1
W,БТ _{1,2} , ТЗ	35,74	1	3	1	21	11
		37,5	—	—	—	—
ІІ варіант						
W,БТ ₁ +D(БТ _{2,3} ,ТЗ)+ D(W, ТЗ)	44,08	1	—	—	—	1
		37,5	—	—	—	—
W,БТ _{2,3} БТ _{2,3} БТ _{2,3} ,ТЗ W,БТ _{1,2} , ТЗ БТ _{2,3} + D(W, ТЗ)+ D(W БТ ₁ ,ТЗ)	35,74	1	1		10	2
		37,5	—	—	—	—
W,БТ ₂ + D(БТ ₁ ,2ТЗ)+ D(W,БТ ₃) W,БТ ₂ + D(БТ ₁ ,ТЗ)+ D(W,БТ ₃ , ТЗ) W,БТ ₁ + D(БТ ₂ ,ТЗ)+ D(W,БТ ₃ , ТЗ)	26,8	1	—	—	—	3
		37,5	—	—	—	—
W,БТ ₂ БТ ₂ , ТЗ W,БТ ₂ , ТЗ БТ ₂ ,ТЗ+ D(W, БТ ₁)+ D(W,БТ ₃ ,ТЗ) БТ ₂ ,ТЗ+ D(W, БТ ₁ ,ТЗ)+ D(W,БТ ₃)	18,04	1	1	1	4	3
		37,5	—	—	—	—
БТ ₃ W,БТ ₁ W,БТ ₃ W,БТ ₁ , ТЗ W,БТ ₃ , ТЗ БТ ₁ , ТЗ БТ ₁ , 2ТЗ БТ ₁ ,ТЗ+ D(W, БТ ₃)+ D(W,БТ ₂ ,ТЗ) БТ ₁ ,ТЗ+ D(W, БТ _{2,3})+ D(W,ТЗ) БТ ₁ ,ТЗ+ D(W, БТ ₂)+ D(W,БТ ₃ ,ТЗ)	17,74	1	2	2	14	14
		37,5	—	—	1	—

Примітка – події, в яких потужність не втрачається ($\Delta P=0$), в таблицю 2.13 не внесені.

Визначаємо очікуваний збиток від невідпуску електроенергії:

$$M(3)_I = 22 \cdot [0,0058904(2 \cdot 1 \cdot 17,74 + 3 \cdot 1 \cdot 35,74) + 0,0069507(1 \cdot 1 \cdot 17,74 + 1 \cdot 1 \cdot 35,74) + \\ + 0,0000137 \cdot (14 \cdot 1 \cdot 17,74 + 14 \cdot 37,5 \cdot 17,74 + 7 \cdot 37,5 \cdot 18,04 + 21 \cdot 1 \cdot 35,74) + \\ + 0,0000162 \cdot (10 \cdot 1 \cdot 17,74 + 2 \cdot 37,5 \cdot 17,74 + 1 \cdot 37,5 \cdot 18,04 + 11 \cdot 1 \cdot 35,74)] = 32,12 \text{ (тис грн).}$$

Для схеми «дві системи збірних шин з обхідною» визначають додатковий збиток від погашення системи збірних шин:

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

де $K_{2ш} = 0,05$ – коефіцієнт для ГЕС;

$T_{ш} = 2$ год – час погашення лінії;

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

n – число приєднань схеми, шт.

$$M(3)_D = 22 \cdot [0,05 \cdot 2 \cdot 53,44 \cdot (0,0071 \cdot 3 + 0,006 \cdot 5)] = 6,02 \text{ (тис.грн);}$$

$$M(3)_{IS} = 32,12 + 6,02 = 38,14 \text{ (тис грн).}$$

$$M(3)_{II} = 22 \cdot [0,0058904(1 \cdot 1 \cdot 35,74 + 1 \cdot 1 \cdot 18,04 + 2 \cdot 1 \cdot 17,74) + \\ + 0,0069507(1 \cdot 1 \cdot 18,04 + 2 \cdot 1 \cdot 17,74) + 0,0000137 \cdot (10 \cdot 1 \cdot 35,74 + \\ + 4 \cdot 1 \cdot 18,04 + 14 \cdot 1 \cdot 17,74 + 1 \cdot 37,5 \cdot 17,74) + 0,0000162 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 44,08 + 2 \cdot 1 \cdot 35,74 + \\ + 3 \cdot 1 \cdot 26,38 + 3 \cdot 1 \cdot 18,04 + 14 \cdot 1 \cdot 17,74)] = 20,33 \text{ (тис грн).}$$

Результати розрахунку приведених витрат для обох варіантів схем наведено в таблиці 2.14.

Таблиця 2.14 – Розрахункові витрати

Складові витрат, тис. грн	Варіанти	
	1	2
Капітальні витрати	15360,000	15360,000
Щорічні витрати	1443,840	1443,840
Очікуваний збиток	38,146	20,333
Приведені затрати	3785,986	3768,173

$\Delta Z = 0,5 \% < 5\%$, отже, приймаємо для ВРУ-110 кВ типову схему – схему «дві робочі системи збірних шин з обхідною» (І варіант).

2.6 Розрахунок струмів короткого замикання

Складаємо заступну схему електроустановки (рисунок 2.6) та визначаємо параметри її елементів: $S_{\delta} = 100$ МВА; $U_{\delta} = U_{сер.ном.}$.

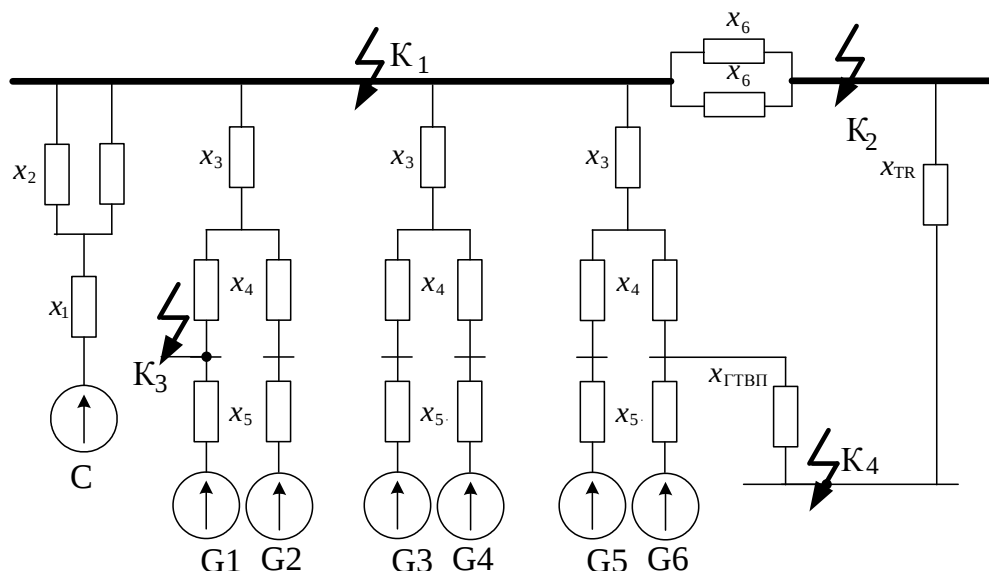


Рисунок 2.6 – Заступна схема станції

Визначаємо опори елементів заступної схеми.

Опір енергосистеми:

$$x_1 = x_c = x_{c.ном*} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{c.ном}}; \quad (2.23)$$

$$x_1 = 0,36 \cdot \frac{100}{960} = 0,038;$$

Опори ЛЕП:

$$x_2 = x_W = x_{пит} \cdot l \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{cp.ном}^2}; \quad (2.24)$$

$$x_2 = 0,4 \cdot 30 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,091;$$

Опір блочного трансформатора:

$$x_{B.БТ} = \frac{0,125 \cdot u_K}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{т.ном}};$$

$$x_{H.БТ} = \frac{1,75 \cdot u_K}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{т.ном}};$$

$$x_3 = x_{B.БТ} = \frac{0,125 \cdot 10,5}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,053;$$

$$x_4 = x_{H.БТ} = \frac{1,75 \cdot 10,5}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,735;$$

Опір генератора:

$$x_{\Gamma} = x_d'' \frac{S_{\delta}}{S_{ном \Gamma}}; \quad (2.25)$$

$$x_5 = 0,25 \cdot \frac{100}{11.25} = 2,222;$$

Опори трансформатора зв'язку:

$$x_T = \frac{u_K}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{T.ном}}; \quad (2.26)$$

$$x_6 = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{10} = 1,05;$$

Виконаємо спрощення заступної схеми (рисунок 2.7):

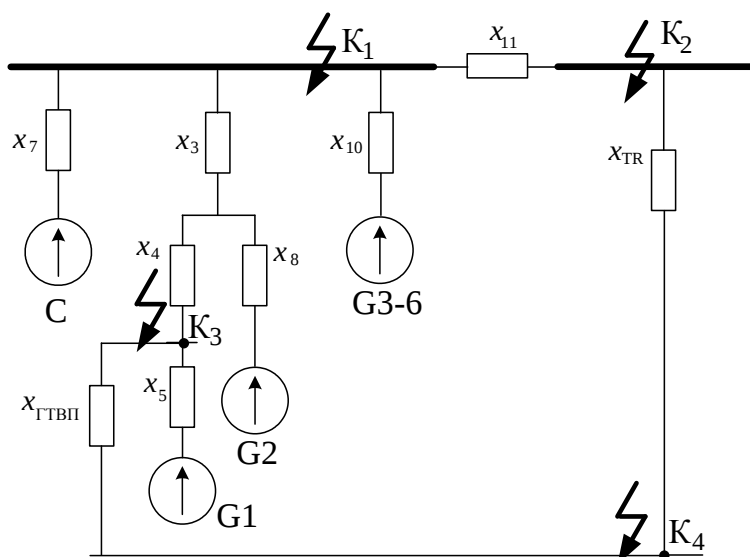


Рисунок 2.7 – Спрощена заступна схема електроустановки

$$x_7 = \frac{x_2}{2} + x_1;$$

$$x_7 = 0,091/2 + 0,038 = 0,084;$$

$$x_8 = x_4 + x_5;$$

$$x_8 = 0,735 + 2,222 = 2,96;$$

$$x_9 = x_3 + \frac{x_8}{2};$$

$$x_9 = 0,053 + \frac{2,96}{2} = 1,533;$$

$$x_{10} = \frac{x_9}{2};$$

$$x_{10} = \frac{1,533}{2} = 0,77;$$

$$x_{11} = \frac{x_6}{2};$$

$$x_{11} = \frac{1,05}{2} = 0,525;$$

Початкове значення періодичної складової струму КЗ [11, 16]:

$$I_{II,Oi} = \frac{E''_* \cdot I_{\delta i}}{x_{рез*i}} \quad (2.27)$$

де $E''_{*Г} = 1,13$, $E''_{*С} = 1$;

$I_{\delta i}$ – базовий струм, кА;

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

$$I_{\delta i} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.ном}}; \quad (2.28)$$

$$I_{\delta 1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА};$$

$$I_{\delta 2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА};$$

$$I_{\delta 3} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 9,164 \text{ кА}.$$

Визначаємо складові струмів КЗ [11]:

$$\left. \begin{aligned} - \text{періодична: } I_{n.t} &= \gamma_{n.t} \cdot I_{n.0}; \\ - \text{аперіодична: } i_{a.t} &= \sqrt{2} \cdot I_{n.0} \cdot e^{-\tau/Ta}; \\ - \text{ударний струм: } i_y &= \sqrt{2} \cdot I_{n.0} \cdot K_y. \end{aligned} \right\} \quad (2.29)$$

де K_y – ударний коефіцієнт, який залежить від сталої часу затухання аперіодичної складової струму КЗ;

$\gamma_{n.t}$ – коефіцієнт, який визначається згідно методу типових кривих для генераторних віток;

T_a – стала затухання аперіодичної складової струму КЗ.

Розрахунковий час, для якого необхідно визначити складові струму КЗ:

$$\tau = t_{BB} + 0,01, \quad (2.30)$$

де t_{BV} – власний час вимикання вимикача, с.

Розрахунок точки K_1 . Спрощення схеми для точки K_1 проілюстровано на рисунку 2.8.

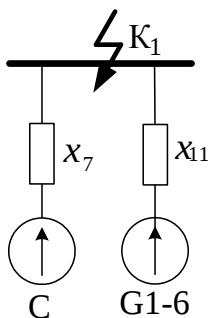


Рисунок 2.8 – Спрощення схеми для точки K_1

$$x_{12} = x_9 / 3 = 1,533 / 3 = 0,511.$$

$$I_{II,0C} = \frac{1 \cdot 0,502}{0,084} = 5,976 \text{ кА};$$

$$I_{II,0G\Sigma} = \frac{113 \cdot 0,502}{0,511} = 1,11 \text{ кА}.$$

Розрахунок точки K_2 . Спрощення схеми для точки K_2 проілюстровано на рисунку 2.9.

Розподіляємо x_{11} між x_7 та x_{12} [11, 14]:

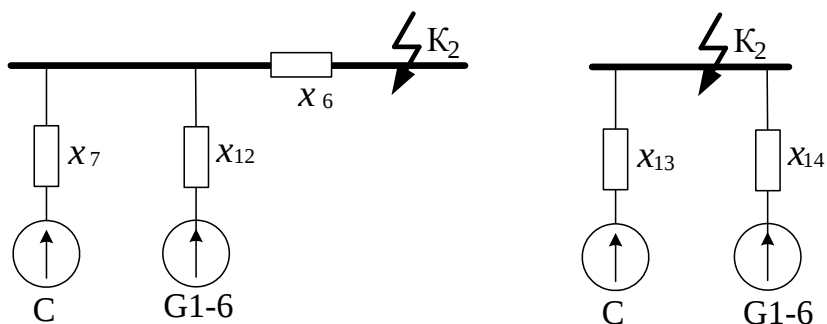


Рисунок 2.9 – Спрощення схеми для точки K_2

Розподіляємо x_{11} між x_7 та x_{12} .

$$\left. \begin{aligned} x\Delta &= x_{11} \cdot (x_7 + x_{12}); \\ x_{13} &= x_7 + (x\Delta / x_{12}); \\ x_{14} &= x_{12} + (x\Delta / x_7); \end{aligned} \right\} \quad (2.31)$$

$$x\Delta = 0,525 \cdot (0,084 + 0,511) = 0,312;$$

$$x_{13} = 0,084 + (0,312 / 0,511) = 0,695;$$

$$x_{14} = 0,511 + (0,312 / 0,084) = 4,23;$$

$$I_{II,0C} = \frac{1 \cdot 5,5}{0,695} = 7,914 \text{ кА};$$

$$I_{II,0G\Sigma} = \frac{1,13 \cdot 5,5}{4,23} = 1,469 \text{ кА}.$$

Розрахунок точки K_3 . Спрощення схеми для точки K_3 наведено на рисунку 2.10.

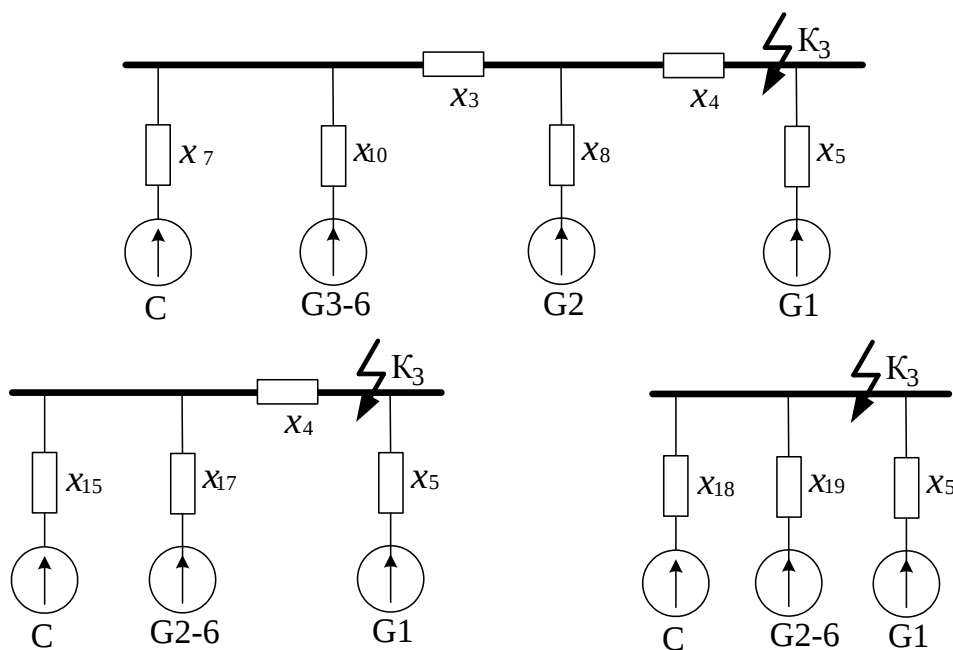


Рисунок 2.10 – Спрощення схеми для точки K_3

Розподіляємо x_3 між x_7 та x_{10} .

$$x\Delta = x_3 \cdot (x_7 + x_{10}) = 0,053 \cdot (0,084 + 0,77) = 0,045;$$

$$x_{15} = x_7 + (x\Delta / x_{10}) = 0,084 + (0,045 / 0,77) = 0,142;$$

$$x_{16} = x_{10} + (x\Delta / x_7) = 0,77 + (0,045 / 0,084) = 1,31;$$

$$x_{16} = \frac{x_8 \cdot x_{16}}{x_8 + x_{16}} = \frac{2,96 \cdot 1,31}{2,96 + 1,31} = 0,91;$$

Розподіляємо x_4 між x_{15} та x_{17} .

$$x\Delta = x_4 \cdot (x_{15} + x_{17}) = 0,735 \cdot (0,142 + 0,91) = 0,773;$$

$$x_{18} = x_{15} + (x\Delta / x_{17}) = 0,142 + (0,773 / 0,91) = 0,991;$$

$$x_{19} = x_{17} + (x\Delta / x_{15}) = 0,91 + (0,773 / 0,142) = 6,354.$$

$$I_{II,OC} = \frac{1 \cdot 9,164}{0,991} = 9,247 \text{ кА};$$

$$I_{II,OG2-6} = \frac{1,13 \cdot 9,164}{6,354} = 1,63 \text{ кА};$$

$$I_{II,OG1} = \frac{1,13 \cdot 9,164}{2,222} = 4,66 \text{ кА}.$$

Попередньо встановлюємо вимикачі (див. таблиця 2.15).

Таблиця 2.15 – Попередній вибір вимикачів

Місце встановлення	Тип вимикача	$t_{B.B.}, \text{с}$
ВРУ 110 кВ	LTV 145D1/В (ABB)	0,025
ВРУ 10 кВ	комірка КРУ типу КУ 10Ц (ВР1)	0,04
Коло генератора	комірка КРУ типу КУ 10Ц (ВР1)	0,04

Для розрахунку струмів КЗ показники обираємо за таблицею 2.16.

Таблиця 2.16 – Дані для визначення складових струму КЗ

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	$\tau, \text{с}$	$T_a, \text{с}$	k_y	$e^{-\tau/T_a}$	$\gamma_{n,\tau}$
К ₁ шини 110 кВ	С-ма	0,045	0,02	1,608	0,105	1
	Г1-6		0,06	1,88	0,472	0,93
К ₂ шини 10 кВ	С-ма	0,05	0,02	1,65	0,189	1
	Г1-6		0,06	1,88	0,435	1
К ₃ генератор Г1	С-ма	0,05	0,02	1,608	0,082	1
	Г2-6		0,06	1,88	0,435	1
	Г1		0,2	1,86	0,779	0,88

Визначаємо значення коефіцієнтів $\gamma_{n,\tau}$ для генераторних віток [11]:

$$I'_{ном} = \frac{S_{Г.ном\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср ном}}. \quad (2.32)$$

K₁ G₁₋₆

$$I'_{ном} = 6 \cdot 11,25 / (\sqrt{3} \cdot 115) = 0,34 \text{ кА}; \quad \tau = 0,045 \text{ с};$$

$$I_{н.о} / I'_{ном} = 1,11 / 0,34 = 3,3. \quad \gamma_{н.т} = 0,93.$$

K₂ G₁₋₆

$$I'_{ном} = 6 \cdot 11,25 / (\sqrt{3} \cdot 10,5) = 3,71 \text{ кА}; \quad \tau = 0,05 \text{ с};$$

$$I_{н.о} / I'_{ном} = 1,469 / 3,71 = 0,4. \quad \gamma_{н.т} = 1.$$

K₃ а) G₁

$$I'_{ном} = 11,25 / (\sqrt{3} \cdot 6,3) = 1,03 \text{ кА}; \quad \tau = 0,05 \text{ с};$$

$$I_{н.о} / I'_{ном} = 4,66 / 1,03 = 4,5. \quad \gamma_{н.т} = 0,88.$$

б) G₂₋₆

$$I'_{ном} = 5 \cdot 1,03 = 5,155 \text{ кА}; \quad \tau = 0,05 \text{ с};$$

$$I_{н.о} / I'_{ном} = 1,63 / 5,155 = 0,3 < 1. \quad \gamma_{н.т} = 1.$$

Таким чином, результати розрахунку струмів КЗ наведені в таблиці 2.17.

Таблиця 2.17 – Таблиця результатів розрахунку струмів КЗ

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	I _{по} , кА	i _у , кА	i _{ат} , кА	I _{пт} , кА	Примітка
K ₁ шини 110 кВ	Система	5,976	13,588	0,891	5,976	Ком.апаратура та шини
	Генератори 1-6	1,110	2,951	0,741	1,032	
	Сума	7,086	16,539	1,632	7,009	
K ₂ шини 10 кВ	Система	7,914	18,463	2,114	7,914	Ком.апаратура та шини
	Генератори 1-6	1,469	3,906	0,903	1,469	
	Сума	9,383	22,369	3,016	9,383	
K ₃ генератор Г1	Система	9,247	21,026	1,073	9,247	Ком.апарат.
	Генератори 2-6	1,630	4,332	1,002	1,630	
	Сума (без Г1)	10,877	25,358	2,075	10,877	
	Генератор 1	4,660	12,257	5,132	4,101	Шини
	Повна сума	15,537	37,615	7,207	14,978	

2.7 Розрахунок струмів КЗ в РУВП-0,4 кВ

Визначимо величину струму КЗ при живленні РУВП-0,4 кВ від ГТВП та ТР. Заступна схема електроустановки 0,4 кВ наведена на рисунку 2.11.

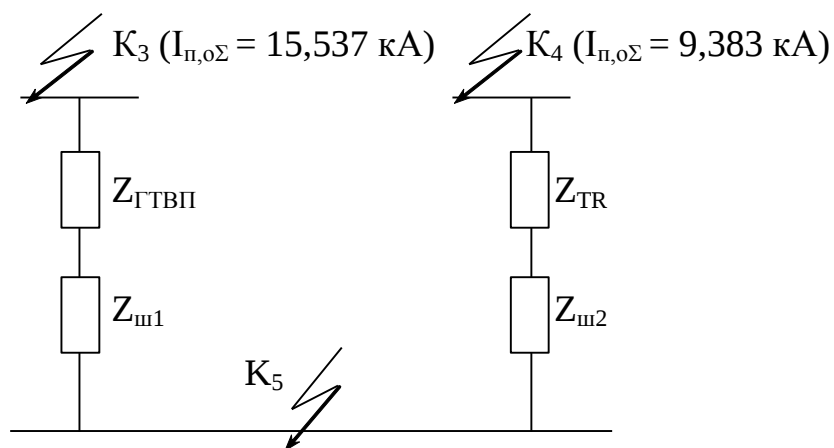


Рисунок 2.11 – Заступна схема електроустановки 0,4 кВ

Максимальний струм РУВП-0,4 кВ:

$$I_{\max ГТВП} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 577,4 \text{ А};$$

$$I_{\max ТР} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 909,3 \text{ А}.$$

Встановлюємо шинопровід марки ШМА73:

$$I_{ном} = 1600 \text{ А};$$

$$q = 2(90 \cdot 8) = 1440 \text{ мм}^2;$$

$$r_{num} = 0,031 \text{ мОм/м};$$

$$X_{num} = 0,017 \text{ мОм/м};$$

$$l_{ГТВП} = 20 \text{ м}, l_{ТР} = 25 \text{ м}.$$

$$r_{ш1} = 0,031 \cdot 20 = 0,62 \text{ мОм}.$$

$$X_{ш1} = 0,017 \cdot 20 = 0,34 \text{ мОм};$$

$$r_{u2} = 0,031 \cdot 25 = 0,775 \text{ мОм.}$$

$$X_{u2} = 0,017 \cdot 25 = 0,425 \text{ мОм;}$$

Опір енергосистеми, який проведено до сторони ВН трансформатора:

$$X_{C.BH} = \frac{U_{cp.ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{П.О_{\Sigma}}}; \quad (2.33)$$

$$X_{C.BH1} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 15,537} = 0,234 \text{ Ом;}$$

$$X_{C.BH2} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 9,383} = 0,646 \text{ Ом.}$$

Опір енергосистеми, який проведено до сторони НН трансформатора:

$$X_c = X_{C.BH} \cdot 10^3 \left(\frac{U_{HH}}{U_{BH}} \right)^2; \quad (2.34)$$

$$X_{c1} = 0,234 \cdot 10^3 \left(\frac{0,4}{6,3} \right)^2 = 0,943 \text{ мОм;}$$

$$X_{c2} = 0,646 \cdot 10^3 \left(\frac{0,4}{10,5} \right)^2 = 0,937 \text{ мОм.}$$

Параметри трансформаторів [14, 15]:

$$Z_T = 10^4 \cdot \frac{U_K \cdot U_{T.ном}^2}{S_{T.ном}}; \quad (2.35)$$

$$r_T = 10^6 \cdot \frac{\Delta P_K \cdot U_{T.ном}^2}{S_{T.ном}^2}; \quad (2.36)$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - r_T^2} \quad (2.37)$$

Опори ГТВП:

$$Z_{ГТВП} = 10^4 \cdot \frac{5,5 \cdot 0,4^2}{400} = 22 \text{ мОм};$$

$$r_{ГТВП} = 10^6 \cdot \frac{5,4 \cdot 0,4^2}{400^2} = 5,4 \text{ мОм};$$

$$X_{ГТВП} = \sqrt{22^2 - 5,4^2} = 21,327 \text{ мОм}.$$

Опори TR:

$$Z_{TR} = 10^4 \cdot \frac{5,5 \cdot 0,4^2}{630} = 13,97 \text{ мОм};$$

$$r_{TR} = 10^6 \cdot \frac{7,3 \cdot 0,4^2}{630^2} = 2,943 \text{ мОм};$$

$$X_{TR} = \sqrt{13,97^2 - 2,943^2} = 13,656 \text{ мОм}.$$

Сумарні опори кола КЗ:

а) при живленні від ГТВП:

$$X_{\Sigma 1} = X_{cl} + X_{ГТВП} + X_{ul};$$

$$r_{\Sigma 1} = r_{ГТВП} + r_{ul};$$

$$X_{\Sigma 1} = 0,943 + 21,327 + 0,34 = 22,61 \text{ мОм};$$

$$r_{\Sigma 1} = 5,4 + 0,62 = 6,02 \text{ мОм};$$

$$Z_{\Sigma 1} = \sqrt{22,61^2 + 6,02^2} = 23,4 \text{ мОм};$$

б) при живленні від TR:

$$X_{\Sigma 2} = 0,937 + 13,656 + 0,425 = 15,018 \text{ мОм};$$

$$r_{\Sigma 2} = 2,943 + 0,775 = 3,718 \text{ мОм};$$

$$Z_{\Sigma 2} = \sqrt{15,018^2 + 3,408^2} = 15,4 \text{ мОм}.$$

Струм трифазного металевого КЗ [14]:

$$I_K^{(3)} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}}; \quad (2.38)$$

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 23,4} = 9,869 \text{ кА.}$$

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 15,4} = 14,996 \text{ кА.}$$

За розрахунковий струм КЗ на стороні 0,4 кВ приймаємо більший струм.

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_K^{(3)}; \quad (2.39)$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,5 \cdot 14,996 = 31,811 \text{ кА.}$$

Струм КЗ від електродвигунів власних потреб:

$$I_{KD}^{(3)} = 2,29 \cdot I_{T.ном}; \quad (2.40)$$

$$I_{KD}^{(3)} = 2,29 \cdot 0,909 = 2,08 \text{ кА;}$$

Ударний струм КЗ від електродвигунів власних потреб:

$$i_{y,Д} = 3,22 \cdot I_{т.ном}; \quad (2.41)$$

$$i_{y,Д} = 3,22 \cdot 0,909 = 2,927 \text{ кА.}$$

Сумарні струми КЗ:

$$I_{K\Sigma}^{(3)} = 14,996 + 2,08 = 17,076 \text{ кА;}$$

$$i_{y,\Sigma} = 31,811 + 2,927 = 34,738 \text{ кА.}$$

2.8 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадратичного струму

ВРУ-110 кВ

Максимальні струми [11]:

$$I_{max_w} = \frac{P_{ep.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi}; \quad (2.42)$$

$$I_{max_{BT}} = \frac{S_{\varepsilon.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot 0,95}; \quad (2.43)$$

$$I_{max_{T3}} = 1,5 \cdot \frac{S_{T.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (2.44)$$

$$I_{maxW} = \frac{50 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,8} = 328 \text{ A};$$

$$I_{max_{BT}} = \frac{2 \cdot 11,25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,95} = 124,3 \text{ A};$$

$$I_{max_{T3}} = 1,5 \cdot \frac{10 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 78,7 \text{ A}.$$

Імпульс квадратичного струму [11, 14]:

$$B_{\kappa} = I_{n,o}^2 (t_{вим} + T_d), \quad (2.45)$$

$$B_{\kappa} = 7,086^2 (0,2 + 0,06) = 13,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

де $t_{вим}$ – час вимикання КЗ, с.

ВРУ-10 кВ

$$I_{maxW} = \frac{3 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,8} = 216,5 \text{ A};$$

$$I_{max T3} = 1,5 \cdot \frac{10 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 866 \text{ A};$$

$$I_{max TR} = \frac{S_{TR}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}; \quad (2.46)$$

$$I_{max TR} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 35 \text{ A};$$

$$B_{\kappa} = 9,383^2 (0,2 + 0,06) = 22,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Генератор G₁:

$$I_{max G} = \frac{S_{\varepsilon.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot 0,95}; \quad (2.47)$$

$$I_{max G} = \frac{11,25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 0,95} = 1085 \text{ A};$$

$$I_{max ГТВП} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 36,7 \text{ A}.$$

Імпульс квадратичного струму

$$B_{\kappa} = B_{Kn} + B_{Ka} = (B_{nc} + B_{n\varepsilon} + B_{n\varepsilon c}) + B_{Ka}; \quad (2.48)$$

$$B_{Kn} = (I_c^2 + B_{*n\varepsilon} \cdot I_{n,o,\varepsilon}^2 + 2 \cdot I_c \cdot T^* \cdot I_{n,o,\varepsilon}) t_{вум}; \quad (2.49)$$

$$B_{Ka} = I_c^2 \cdot T_{a,c} + I_{n0}^2 \cdot T_{a,\varepsilon} + \frac{4 I_c \cdot I_{n,o,\varepsilon}}{1/T_{a,c} + 1/T_{a,\varepsilon}}, \quad (2.50)$$

де $t_{вум} = 0,3 \text{ с}$; $B_{*n\varepsilon} = 0,7$; $T^* = 0,82$; $T_{a,\varepsilon} = 0,2 \text{ с}$; $I_{n,o,\varepsilon} = 4,66 \text{ кА}$;

$I_c = 10,877 \text{ кА}$; $T_{a,c} = 0,06 \text{ с}$.

$$B_{\kappa} = (10,877^2 + 0,7 \cdot 4,66^2 + 2 \cdot 10,877 \cdot 4,66 \cdot 0,82) \cdot 0,3 + (10,877^2 \cdot 0,06 + 4,66^2 \cdot 0,2 + (4 \cdot 10,877 \cdot 4,66) / (1/0,06 + 1/0,2)) = 70,9 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

РУВП-0,4 кВ.

$$I_{max} = 909,3 \text{ А.}$$

$$B_K = I_{П.О.С.}^{(3)^2} \cdot (t_{вим} + T_{a.ср}) + 1,5 \cdot I_{П.О.Д.}^{(3)^2} \cdot T_{a.ср} + 4 \cdot I_{К.Д.}^{(3)} \cdot I_K^{(3)} \cdot T_{a.ср}, \quad (2.51)$$

де $T_{a.ср} = 0,03$ – середній час затухання вільних струмів КЗ, с;

$$t_{вим} = t_{св} + t_a,$$

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

t_a – час гасіння дуги в автоматі, с.

Приймаємо для установки автомат типу ЕО6В серії “Електрон” :

$$U_{a.ном} = 380 \text{ В} = U_{уст} = 380 \text{ В};$$

$$I_{a.ном} = 1000 \text{ А} > I_{max} = 909,3 \text{ А};$$

$$ГКС = 40 \text{ кА} > i_y = 34,738 \text{ кА};$$

Імпульс квадратичного струму

$$B_K = 14,996^2(0,31+0,03)+1,5 \cdot 2,08^2 \cdot 0,03+4 \cdot 14,996 \cdot 2,08 \cdot 0,03 = 80,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

2.9 Вибір комутаційних апаратів

Обираємо комутаційні апарати – вимикачі та роз’єднувачі – за розрахунковими даними у табличній формі. Результати вибору наведено в таблиці 2.18.

Таблиця 2.18 – Вибір комутаційних апаратів

ВРУ-110 кВ Розрахункові дані	Каталожні дані	
	121PM40-20В	РНДЗ.1 – 110/1000У1
$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{ном} = 220$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ
$I_{max} = 328$ А	$I_{ном} = 2000$ А	$I_{ном} = 1000$ А
$I_{п,т} = 19,043$ кА	$I_{вик.ном} = 40$ кА	-
$i_{a,т} = 4,245$ кА	$i_{a.ном} = \sqrt{2} I_{вим.ном} \beta_n =$ $= \sqrt{2} \cdot 0,35 \cdot 40 = 19,6$ кА	-
$I_{п,о} = 19,157$ кА	$I_{дин} = 40$ кА	-
$i_y = 44,062$ кА	$i_{дин} = 102$ кА	$i_{дин} = 100$ кА
$B_k = 146,8$ кА ² ·с	$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800$ кА ² ·с	$I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 4 = 3969$ кА ² ·с
ВРУ-10 кВ Розрахункові дані	Каталожні дані	
	ВР2	комірка КРУ типу КУ10
$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ
$I_{max} = 545,6$ А	$I_{ном} = 630$ А	$I_{ном} = 1600$ А
$I_{п,т} = 3,297$ кА	$I_{вим.ном} = 20$ кА	-
$i_{a,т} = 1,663$ кА	$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,35 \cdot 20 = 9,87$ кА;	-
$I_{п,о} = 3,297$ кА	$I_{дин} = 20$ кА	-
$i_y = 8,182$ кА	$I_{дин} = 52$ кА	-
$B_k = 4,35$ кА ² ·с	$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200$ кА ² ·с	-
Генератор Розрахункові дані	Каталожні дані	
	ВР2	комірка КРУ типу КУ10
$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ
$I_{max} = 1360,2$ А	$I_{ном} = 1600$ А	$I_{ном} = 1600$ А
$I_{п,т} = 15,723$ кА	$I_{вим.ном} = 20$ кА	-
$i_{a,т} = 7,721$ кА	$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,35 \cdot 20 = 9,87$ кА;	-
$I_{п,о} = 15,723$ кА	$I_{дин} = 20$ кА	-
$i_y = 38,954$ кА	$I_{дин} = 52$ кА	-
$B_k = 243,54$ кА ² ·с	$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200$ кА ² ·с	-

2.10 Вибір струмоведучих частин

ВРУ-110 кВ

а) збірні шини:

$$I_{max} = 328 \text{ А};$$

$$I_{n,o} = 7,086 \text{ кА} < 20 \text{ кА};$$

$$i_y = 16,539 \text{ кА} < 50 \text{ кА}.$$

Приймаємо до встановлення провід марки АС 120/19 [13, 15]:

$$d = 15,2 \text{ мм}; I_{\text{дон}} = 390 \text{ А};$$

Фази розташовані горизонтально. Визначаємо середню геометричну відстань між фазами:

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D,$$

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

Перевірка на відсутність коронного розряду [11]

- початкова критична напруженість електричного поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right); \quad (2.52)$$

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

r_0 – радіус проводу, см.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,76}} \right) = 33,368 \text{ кВ/см};$$

- напруженість електричного поля біля поверхні проводів:

$$E = \frac{0,354 \cdot U_{max}}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}; \quad (2.53)$$

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

$$E = \frac{0,354 \cdot 121}{0,76 \cdot \lg \frac{378}{0,76}} = 20,9 \text{ кВ/см};$$

- умова перевірки

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0. \quad (2.54)$$

$$1,07 \cdot 20,9 = 22,363 \text{ кВ/см} < 0,9 \cdot 33,368 = 30,031 \text{ кВ/см}.$$

Умова виконується.

б) відгалуження до блочного трансформатора

Економічний переріз [11]:

$$q_{ек} = \frac{I_{норм}}{j_{ек}}; \quad (2.55)$$

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

$j_{ек}$ – економічна густина струму, А/мм²;

$$I_{норм} = \frac{2 \cdot 11,25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 118,1 \text{ А};$$

$$q_{ек} = \frac{118,1}{1,3} = 90,8 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо провід марки АС 95/16: $d = 13,5$ мм; $I_{дон} = 330$ А.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,675}} \right) = 32,37 \text{ кВ/см};$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 121}{0,675 \cdot \lg \frac{378}{0,675}} = 16,972 \text{ кВ/см};$$

$$1,07 \cdot 16,972 = 18,16 \text{ кВ/см} < 0,9 \cdot 32,37 = 29,133 \text{ кВ/см}.$$

Умова виконується.

в) відгалуження до трансформатора зв'язку:

$$I_{\text{норм}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 52,5 \text{ А};$$

$$q_{\text{ек}} = \frac{52,5}{1,3} = 40,4 \text{ мм}^2.$$

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

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,57}} \right) = 34,686 \text{ кВ/см};$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 121}{0,57 \cdot \lg \frac{378}{0,57}} = 26,633 \text{ кВ/см};$$

$$1,07 \cdot 26,633 = 28,497 \text{ кВ/см} < 0,9 \cdot 34,686 = 31,217 \text{ кВ/см}.$$

ВРУ-10 кВ.

а) збірні шини:

$$I_{\text{max}} = 866 \text{ А}; \quad I_{\text{п,о}} = 9,383 \text{ кА} < 20 \text{ кА}; \quad i_y = 22,369 \text{ кА} < 50 \text{ кА}.$$

Приймаємо провід марки АС 400/93:

$$d = 29,1 \text{ мм};$$

$$I_{\text{дон}} = 870 \text{ А};$$

б) відгалуження до блочного трансформатора:

$$I_{\text{норм}} = \frac{2 \cdot 11,25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1299 \text{ А};$$

$$q_{\text{ек}} = \frac{1299}{1,3} = 999,3 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо провід марки АС 600/72:

$$d = 33,2 \text{ мм};$$

$$I_{\text{дон}} = 1050 \text{ А};$$

в) відгалуження до трансформатора зв'язку:

$$I_{норм} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 577,4 \text{ А};$$

$$q_{ек} = \frac{577,4}{1,3} = 444,2 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо провід марки АС 450/56:

$$d = 29,1 \text{ мм};$$

$$I_{дон} = 860 \text{ А}.$$

Коло генератора

Встановлюємо комплектний струмопровід типу ТЗК-6-1600-51.

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

$$I_{max} = 1085 \text{ А} \leq I_{ном} = 1600 \text{ А};$$

$$i_y = 37,615 \text{ кА} \leq i_{дин} = 51 \text{ кА}.$$

РУВП-0,4 кВ.

Встановлюємо шинопровід марки ШМА73 [11]:

$$I_{ном} = 909,3 \text{ А}; > I_{max} = 1600 \text{ А};$$

$$q = 2(90 \cdot 8) = 1440 \text{ мм}^2.$$

Перевірка на термічну стійкість:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{c}; \quad (2.56)$$

$$q_{min} = \frac{\sqrt{80,4 \cdot 10^6}}{90} = 99,6 \text{ мм}^2 < q = 1440 \text{ мм}^2.$$

Перевірка на електродинамічну стійкість.

Фази розташовуємо горизонтально, відстань між фазами: $a = 0,20 \text{ м}$, шини на ізоляторах встановлюємо на ребро.

Момент інерції та опору [11]:

$$I = h \cdot \frac{b^3}{6}; \quad (2.57)$$

$$W = h \cdot \frac{b^2}{3}; \quad (2.58)$$

$$I = \frac{9 \cdot 0,8^3}{6} = 0,77 \text{ см}^4;$$

$$W = \frac{9 \cdot 0,8^2}{3} = 1,92 \text{ см}^3.$$

Довжина прогону між ізоляторами:

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{I}{q}}; \quad (2.59)$$

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{0,77}{14,4}} = 0,2 \text{ м}^2;$$

$$l \leq 0,45 \text{ м.}$$

Приймаємо $l = 0,4 \text{ м.}$

Перевірка на механічну міцність

Напруженість в матеріалі шин:

$$\sigma_{\phi.max} = \sqrt{3} \cdot 10^{-2} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{a \cdot W}; \quad (2.60)$$

$$\sigma_{\phi.max} = \sqrt{3} \cdot 10^{-2} \cdot \frac{37,615^2 \cdot 0,4^2}{0,2 \cdot 1,92} = 5,9 \text{ МПа} < \sigma_{\partial on} = 40 \text{ МПа}.$$

Умова виконується.

Вибір кабелів

Вибираємо кабель для електродвигуна власних потреб типу АОЗ-315М-

2УЗ: $P_{\partial.ном} = 200 \text{ кВт}; U_{\partial.ном} = 380 \text{ В}; \cos \varphi_{ном} = 0,9; \nu_0 = 30^\circ; T_{max} = 2600 \text{ год.}$

Економічний переріз кабеля [11, 14]:

$$I_{\text{д.ном}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi_{\text{ном}}};$$

$$I_{\text{д.ном}} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,9} = 337,6 \text{ А};$$

$$q_{\text{ек}} = \frac{337,6}{3,0} = 112,5 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо мідний кабель перерізом 120 мм^2 , $I_{\text{доп.ном}} = 415 \text{ А}$;

Перевірка на термічну стійкість:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{80,4 \cdot 10^6}}{160} = 56 \text{ мм}^2.$$

Остаточно приймаємо переріз кабеля 120 мм^2 .

2.11 Вибір вимірювальних трансформаторів

Вибираємо вимірювальні трансформатори струму (ТС) та напруги (ТН) для ЛЕП-110 кВ (таблиці 2.19, 2.20).

Таблиця 2.19 – Розрахункові та каталожні дані ТС типу TG – 145

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ};$
$I_{\text{max}} = 328 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А};$
$i_y = 16,539 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 52 \text{ кА};$
$B_k = 13,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_m^2 \cdot t_m = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$r_2 = 7,5 \text{ Ом}$	$r_{2\text{ном}} = 30 \text{ Ом}.$

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

2) 0,2/10Р;

3) схема з'єднань обмоток ТС: повна зірка;

4) $I_{розр} = 75$ м.

Таблиця 2.20 – Вторинне навантаження трансформатора струму

Прилад	Тип	Навантаження, В·А, фаза		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	0,5	0,5
Ватметр	Д-335	0,5		0,5
Варметр	Д-335	0,5		0,5
Лічильник активної енергії	I674	2,5	-	2,5
Лічильник реактивної енергії	I676	2,5	-	2,5
Разом:		6,5	0,5	6,5

- Загальний опір приладів [4]:

$$r_{прил} = S_{прил} / I_2^2, \quad (2.61)$$

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

- допустимий опір проводів:

$$r_{пр} = r_{2ном} - r_{прил} - r_k, \quad (2.62)$$

$$r_{пр} = 30 - 6,5 - 0,1 = 23,4 \text{ Ом};$$

- розрахунковий переріз проводів:

$$q_{розр} = \rho \cdot I_{розр} / r_{пр}, \quad (2.63)$$

$$q_{розр} = 0,0283 \cdot 75 / 23,4 = 0,09 \text{ мм}^2.$$

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

Вторинне навантаження

$$r_2 = 0,0283 \cdot 75 / 2,5 + 6,5 + 0,1 = 7,5 \text{ Ом} < r_{2\text{ном}} = 30 \text{ Ом}.$$

Встановлюємо трансформатор напруги (ТН) типу ЕМФ-123 [6]:

$$U_{1\text{ном}} = 110\,000 / \sqrt{3} \text{ В};$$

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

$$U_{2\text{доод}} = 100 \text{ В};$$

$$S_{2\text{ном}} = 400 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Вторинне навантаження трансформатора напруги підраховано в таблиці 2.21.

Таблиця 2.21 – Вторинне навантаження ТН

Прилад	Тип	$S_{\text{обм}},$ В·А	$n_{\text{обм}},$ шт	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	$n_{\text{прил}},$ шт	Загальна потужність	
							Р, Вт	Q, Вар
Ватметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Лічильник активної енергії	I674	3 Вт	2	0,38	0,925	1	6	14,5
Лічильник реактивної енергії	I676	3 Вт	2	0,38	0,925	1	6	14,5
Фіксуючий прилад	ФІП	3	-	1	0	1	3	-
Разом:							21	29

Вторинне навантаження:

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

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

Таблиця 2.22 – Вимірювальні трансформатори

Місце установки	Трансформатор струму	Трансформатор напруги
ВРУ-110 кВ	TG-145	ЕМФ-123
ВРУ-10 кВ	TG-72,5	ЕМФ-52
Генератор	ТШЛ-10 0,5/10Р	ЗНОЛ.06-6У3
Трансформатор БТ ТРДН-25000/110:		
- сторона ВН	ТВТ110-I-600/1 0,5/10Р	-
- сторона НН	ТШЛ-10 0,5/10Р	-
Трансформатор зв'язку ТДН-10000/110:		
- сторона ВН	ТФЗМ 110Б-I	-
- сторона НН	ТШЛ-10 0,5/10Р	ЗНОЛ.06-10У3
Головний трансформатор власних потреб:		
- сторона ВН	ТШЛ-10 0,5/10Р	-
- сторона НН	ТК-40 0,5	НОС-0,5У3
Резервний трансформатор власних потреб:		
- сторона ВН	ТШЛ-10 0,5/10Р	-
- сторона НН	ТК-40 0,5	НОС-0,5У3
Генератор	ТШЛ-10	ЗНОЛ.06-6У3

2.12 Вибір засобів обмеження перенапруг та високочастотних загороджувачів

Для захисту обладнання від атмосферних та комутаційних перенапруг встановлюємо обмежувачі перенапруг [13]:

- | | |
|---|-------------|
| 1) ЛЕП-110 кВ, сторона ВН блочних трансформаторів та трансформатора зв'язку | ОПН-110 МУ1 |
| 2) Нейтраль блочних трансформаторів 110 кВ | ОПН -35 У1 |
| 3) ЛЕП-10 кВ, сторона НН трансформатора зв'язку та сторона ВН блочного трансформатора | ОПН -10 У1 |
| 4) сторона НН блочних трансформаторів | ОПН -10 У1 |

Для забезпечення нормальної роботи зв'язку та пристроїв РЗА встановлюємо на ЛЕП високочастотні загороджувачі типу : ВЗ-630-0,5 У1

2.13 Вибір акумуляторної батареї

На гідроелектростанціях потужністю менше 1000 МВт згідно вимог встановлюється одна акумуляторна батарея (АБ), яка має елементний комутатор для регулювання напруги і працює в режимі постійного підзаряду.

Вихідні дані для розрахунку (таблиця 2.23):

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

Таблиця 2.23 – Навантаження акумуляторної батареї

Електроприймач	п, шт	P _{ном} , кВт	I _{ном} , А	I _{розр} , А	I _{пуск} ,А	Навантаження	
						I _{ав}	I _{пит}
Постійне навантаження	-	-	-	25	-	25	25
Аварійне освітлення	-	-	-	200	-	120	-
Перетворювальний агрегат оперативного зв'язку	1	7,2	38	30	100	30	30
Електродвигун аварійного масло насоса ущільнень генератора	6	2	12	10	32,5	60	-
Електродвигун аварійного масло насоса системи змащування турбіни	6	5	30	26	70	156	420
РАЗОМ:						391	475

Типовий номер АБ [11]:

$$N \geq 1,05 \frac{I_{ав}}{j}; \quad (2.64)$$

$$N \geq 1,05 \cdot \frac{391}{25} = 16,4. \quad (2.65)$$

де $j = 25$ А/Н при температурі електроліту 25°C .

Перевіряємо АБ на струм поштовху

$$N \geq \frac{I_{ном}}{46}; \quad (2.66)$$

$$N \geq \frac{475}{46} = 10,3.$$

Вибираємо типорозмір $N = 18$, батарею типу Varta.

Перевіряємо АБ за допустимою напругою в умовах коротко часового навантаження

$$j_n = \frac{I_{ном}}{N}; \quad (2.67)$$

$$j_n = \frac{475}{20} = 23,75 \text{ А/ } N.$$

Напруга у споживачів з врахуванням втрат напруги в кабелі складає 93 % згідно [11], що більше допустимого значення 80%:

Розрахунковий струм та напруга підзарядного пристрою основних елементів:

$$\left. \begin{aligned} I_{ПЗП} &= I_{noc} + 0,15 \cdot N; \\ U_{ПЗП} &= U_{ПЗ} \cdot n_0 \end{aligned} \right\}, \quad (2.68)$$

$$I_{ПЗП} = 25 + 0,15 \cdot 18 = 27,7 \text{ А}.$$

$$U_{ПЗП} = 2,15 \cdot 10^8 = 232,2 \text{ В}$$

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

Розрахунковий струм та напруга підзарядного автоматичного пристрою додаткових елементів:

$$\left. \begin{aligned} I_{ПЗП.доод} &= 0,05 \text{ Н}; \\ U_{ПЗП.доод} &= U_{ПЗ} \cdot n_{доод} \end{aligned} \right\}, \quad (2.69)$$

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

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

Вибираємо автоматичний ПЗП типу АРН-3.

Розрахунковий струм та напруга зарядного пристрою

$$\left. \begin{aligned} I_{ЗП} &= 5 \cdot N + I_{нос}; \\ U_{ЗП} &= n \cdot U_3 \end{aligned} \right\}, \quad (2.70)$$

$$I_{Зп} = 25 + 5 \cdot 18 = 115 \text{ А};$$

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

Вибираємо ЗП типу ТППС-800

2.14 Розрахунок грозозахисту ВРУ-110 кВ

План розташування блискавковідводів на ВРУ-110 кВ подано на рисунку 2.12.

Параметри грозозахисту визначаються таким чином:

- радіус захисту блискавковідводу:

$$\left. \begin{aligned} r_x &= 1,5 \cdot (h - 1,25 \cdot h_x) \text{ при } 0 \leq h_x \leq 2/3 h \\ r_x &= 0,75 \cdot (h - h_x) \text{ при } h_x > 2/3 h; \end{aligned} \right\} \quad (2.71)$$

- ширина зони захисту:

$$\left. \begin{aligned} b_x &= 3 \cdot (h_0 - 1,25 \cdot h_x) \text{ при } 0 \leq h_x \leq 2/3 h; \\ b_x &= 1,5 \cdot (h_0 - h_x) \text{ при } h_x > 2/3 h; \end{aligned} \right\} \quad (2.72)$$

де

$$h_0 = 4 \cdot h - \sqrt{9 \cdot h^2 + 0,25 \cdot L^2}; \quad (2.73)$$

h – висота блискавковідводу, 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 (табл. 2.24):

а) висота блискавковідводу: $h = 23$ м;

б) розрахункова висота, для якої визначаються зони захисту: $h_x = 13$ м;

$2/3 \cdot h = 2/3 \cdot 23 = 15,3$ м $> h_x = 13$ м,

Таблиця 2.24 – Дані для визначення зони захисту блискавковідводів

Пари блискавковідводів	L,м	h ₀ ,м	b _x ,м	r _x ,м
1-2, 2-3, 3-4, 4-5, 6-7, 7-8, 8-9, 9-10	18	22,4	18,5	10,125
1-6, 2-7, 3-8, 4-9, 5-10	30	21,4	15,4	10,125
1-7, 2-6, 2-8, 3-7, 3-9, 4-8, 4-10, 5-9	35	20,8	13,7	10,125

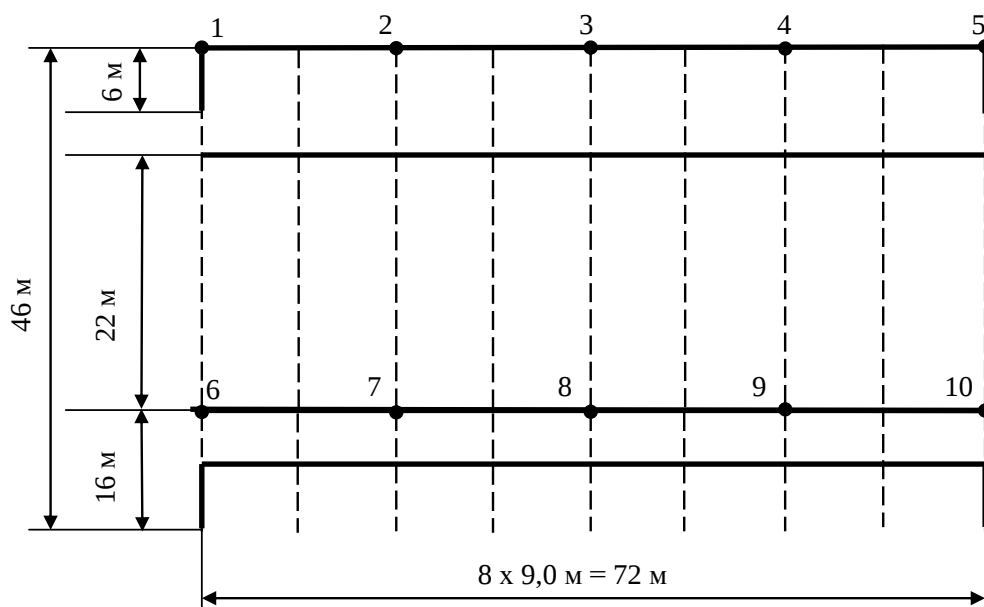


Рисунок 2.12 – План розташування блискавковідводів на ВРУ-110 кВ

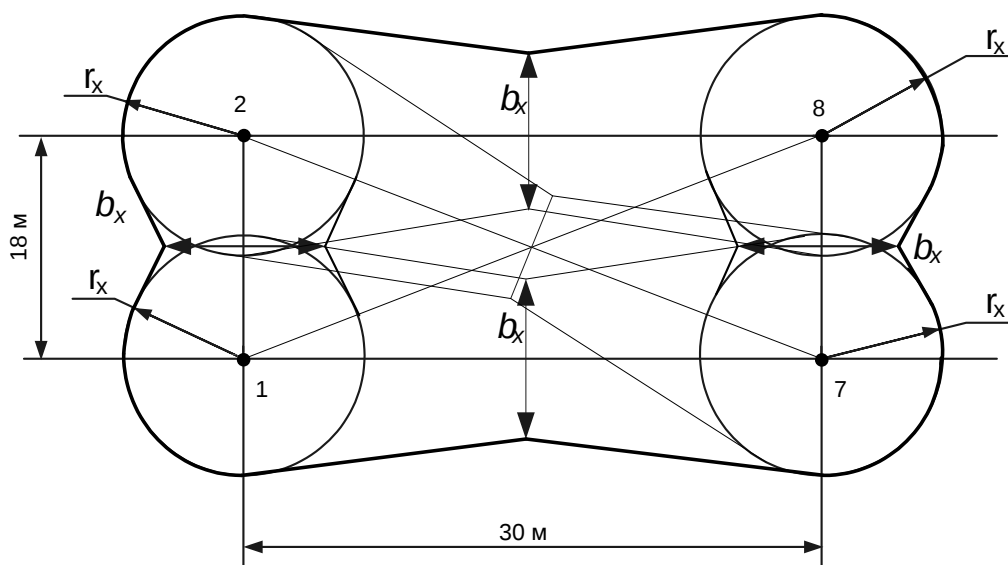


Рисунок 2.13 – Вид зверху на зону захисту блискавковідводів ВРУ-110 кВ

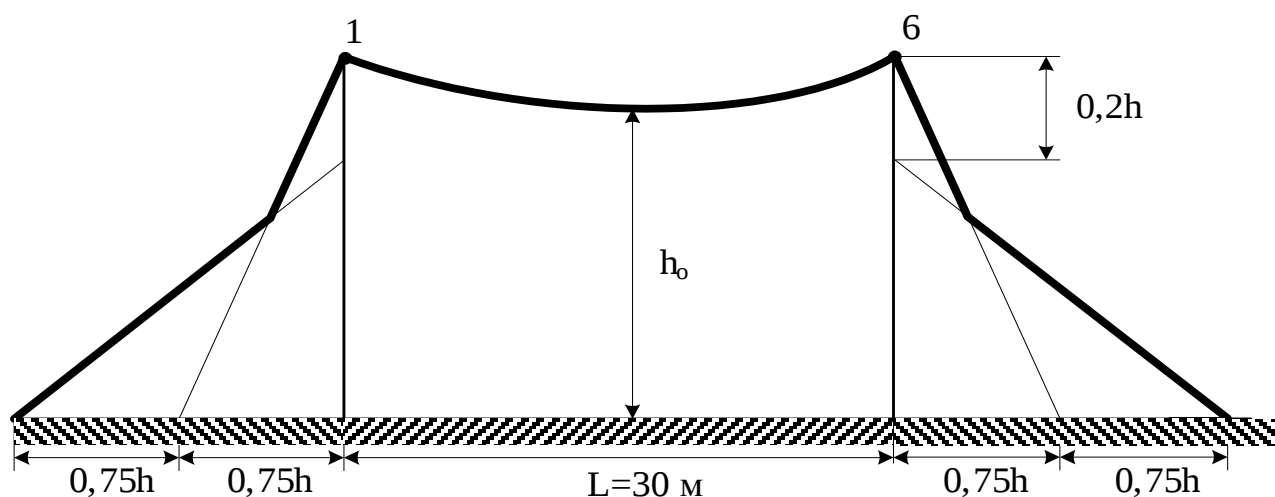


Рисунок 2.14 – Вид збоку на зону захисту блискавковідводів ВРУ-110 кВ

2.15 Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ

Вихідні дані для розрахунку:

- площа ЗП: $S = (52 \times 80) = 4160 \text{ м}^2$;
- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:

$$\rho_1 = 600 \text{ Ом} \cdot \text{м}; \quad \rho_2 = 120 \text{ Ом} \cdot \text{м};$$

ґрунт – пісок; склад однорідний; вологість нормальна; кліматична зона – III.

- глибина закладення заземлення: $t = 0,7 \text{ м}$;
- товщина верхнього шару ґрунту: $h = 2 \text{ м}$;
- число вертикальних заземлювачів: $n_g = 32 \text{ шт}$;
- довжина вертикальних заземлювачів: $l_g = 4,5 \text{ м}$.

Заземляючий пристрій виконуємо у вигляді сітки з горизонтальних поліс $40 \times 4 \text{ мм}$ та вертикальних заземлювачів-стержнів діаметром 20 мм (рис. 2.15).

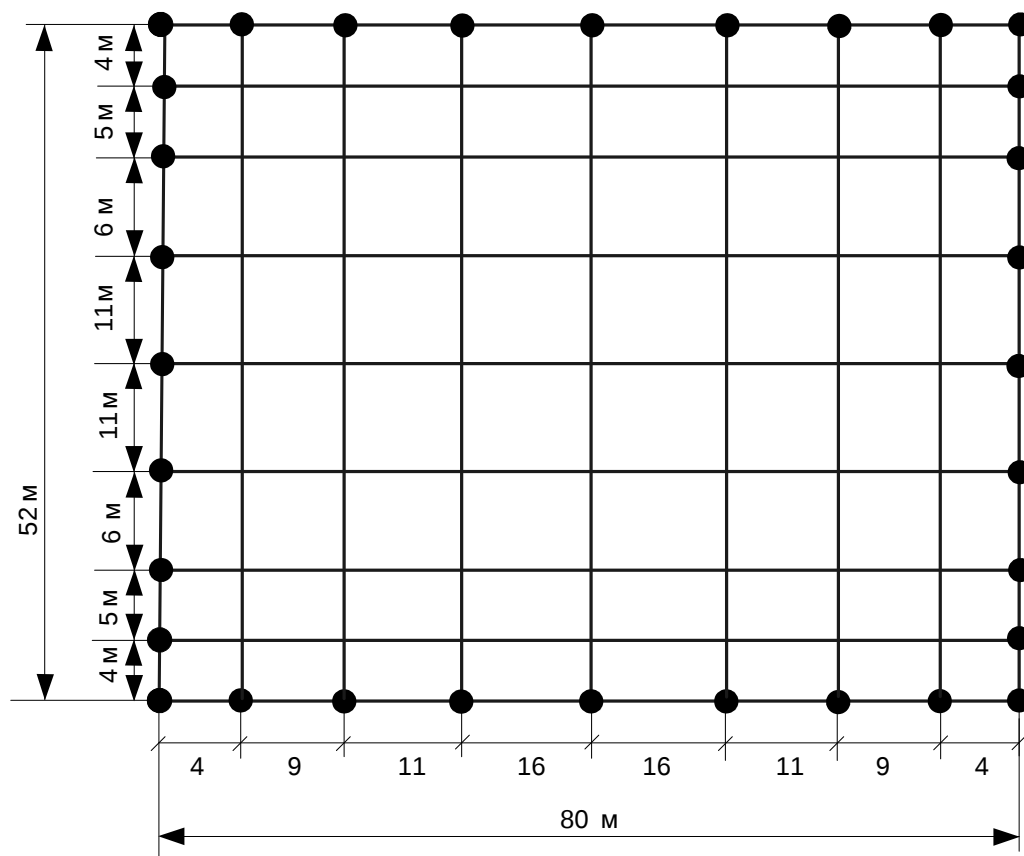


Рисунок 2.15 – План заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ

Середня відстань між вертикальними заземлювачами:

$$a = p / n_{\epsilon} = 2 \cdot (52 + 80) / 32 = 8,25 \text{ м.}$$

Визначимо величини:

$$\rho_1 / \rho_2 = 600 / 120 = 5;$$

$$a / l_{\epsilon} = 8,25 / 4,5 = 1,83;$$

$$\sqrt{S} = \sqrt{4160} = 64,5 \text{ (м).}$$

Опір заземлюючого пристрою [4, 5]:

$$R_{\text{ш}} = A \cdot \frac{\rho_{\text{екв}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{екв}}}{L_r + L_B}, \quad (2.74)$$

де A – функція відношення $\frac{l_{\epsilon} + t}{\sqrt{S}}$;

$\rho_{екв}$ – еквівалентний питомий опір ґрунта, Ом·м;

L_2, L_{ϵ} – загальна довжина горизонтальних та вертикальних заземлювачів,

м.

$$A = 0,444 - 0,84 \frac{l_{\epsilon} + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0 \leq \frac{l_{\epsilon} + t}{\sqrt{S}} \leq 0,1; \quad (2.75)$$

$$A = 0,385 - 0,25 \frac{l_{\epsilon} + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0,1 \leq \frac{l_{\epsilon} + t}{\sqrt{S}} \leq 0,5; \quad (2.76)$$

$$\frac{l_{\epsilon} + t}{\sqrt{S}} = \frac{4,5 + 0,7}{64,5} = 0,08 < 0,1;$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot 0,08 = 0,377;$$

$$\frac{h - t}{l_{\epsilon}} = \frac{2 - 0,7}{4,5} = 0,3.$$

$$L_2 + L_{\epsilon} = (52 \cdot 9 + 80 \cdot 9) + 32 \cdot 4,5 = 1332 \text{ м.}$$

З [14] визначаємо, що $\rho_{екв}/\rho_2 = 1,48$.

$$\rho_{екв} = 1,48 \cdot 120 = 177,6 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

$$R_{uu} = 0,377 \cdot 177,6 / 64,5 + 177,6 / 1332 = 1,15 \text{ Ом} > R_{3,дон} = 0,5 \text{ Ом.}$$

Приєднуємо до ЗП природні заземлювачі:

– системи «трос-опори» $R_{n1} = 1,1 \text{ Ом};$

– фундаменти опор $R_{n2} = 1,2 \text{ Ом.}$

$$R'_3 = \frac{R_{uu} \cdot R_{n1} \cdot R_{n2}}{R_{uu} \cdot R_{n1} + R_{uu} \cdot R_{n2} + R_{n1} \cdot R_{n2}};$$

$$R'_3 = \frac{1,15 \cdot 1,1 \cdot 1,2}{1,15 \cdot 1,1 + 1,15 \cdot 1,2 + 1,1 \cdot 1,2} = 0,38 \text{ (Ом)} < 0,5 \text{ (Ом)}.$$

З РОЗРАХУНОК ЗАХИСТУ ГІДРОГЕНЕРАТОРА

3.1 Розрахунок і вибір засобів релейного захисту гідрогенератора типу ВГС 700/75-72

На гідрогенераторі передбачається релейний захист від наступних видів пошкоджень та аномальних режимів [18, 19]:

- багатофазних КЗ в обмотці статора та на його виводах;
- струмів симетричних та несиметричних зовнішніх КЗ;
- замикань на землю в обмотці статора;
- симетричних та несиметричних перевантажень обмоток статора;
- втрати збудження;
- підвищення напруги на виводах обмотки статора;
- замикань на землю в одній точці кола ротора;
- зникнення напруги при роботі ГГ в режимі синхронного компенсатора.

Розрахунок струмів КЗ на виводах генератора та за блочним трансформатором типу ТРДН-25000/110.

Гідрогенератор ВГС 525/100-32:

$$S_{ном} = 11,25 \text{ МВА}; P_{ном} = 9 \text{ МВт}; U_{ном} = 6,3 \text{ кВ}; \cos \varphi_{ном} = 0,8; I_{ном} = 1031 \text{ А};$$

$$f_{ном} = 50 \text{ Гц}; x''_{d*} = 0,25.$$

Блочний трансформатор ТРДН-25000/11:

$$S_{ном} = 25 \text{ МВА}; U_{ном} = 115/6,3-6,3 \text{ кВ}; U_k = 10,5 \text{ \%}.$$

Для розрахунку струмів несиметричних КЗ у відносних одиницях задамося базисними величинами:

$$S_{\bar{o}} = S_{Г.ном} = 11,25 \text{ МВА}.$$

Розраховуємо опори схеми заміщення:

$$X_{Г} = X''_d = 0,25;$$

$$X_{BT} = \frac{U_{\kappa}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{T.ном}};$$

$$X_{BT} = \frac{1,875 \cdot 10,5}{100} \cdot \frac{11,25}{25} = 0,09.$$

Рівень поперечної надперехідної ЕРС обмотки статора визначають за формулою:

$$E_{q*}'' = \sqrt{(U_{ном*} \cdot \cos \varphi_{ном})^2 + (U_{ном*} \cdot \sin \varphi_{ном} + I_{ном*} \cdot X_d'')^2};$$

$$E_{q*}'' = \sqrt{(1 \cdot 0,8)^2 + (1 \cdot 0,6 + 1 \cdot 0,25)^2} = 1,167,$$

$$\text{де } U_{ном*} = I_{ном*} = 1; \sin \varphi_{ном} = \sqrt{1 - \cos^2 \varphi_{ном}} = \sqrt{1 - 0,8^2} = 0,6.$$

Розраховуємо струми КЗ на затискачах генератора (точка К₁):

$$I_*^{(3)} = \frac{E_{q*}''}{X_d''};$$

$$I_*^{(3)} = \frac{1,167}{0,25} = 4,67;$$

$$I^{(3)} = I_*^{(3)} \cdot I_{Г.ном};$$

$$I^{(3)} = 4,67 \cdot 1031 = 4814,77 \text{ А.}$$

Розраховуємо струми КЗ за блочним трансформатором (точка К₂):

$$I_*^{(3)} = \frac{E_{q*}''}{X_d'' + X_{BT}};$$

$$I_*^{(3)} = \frac{1,167}{0,25 + 0,09} = 3,432.$$

$$I^{(3)} = 3,432 \cdot 1031 = 3538,4 \text{ А.}$$

3.2 Захист від багаторазових КЗ в обмотці статора та на його виводах

Тип захисту: поздовжній диференціальний струмовий захист з циркулюючими струмами на реле РНТ-565.

Розрахункові уставки захисту:

а) визначається максимальне розрахункове значення первинного струму небалансу в усталеному режимі протікання через трансформатори струму зовнішнього максимального розрахункового струму:

$$I_{нб.розр.мах} = K_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I_{зовн.розр.мах}, \quad (3.1)$$

де $K_{одн} = 0,5$ – коефіцієнт однотипності ТС;

$\varepsilon = 0,1$ – максимальна похибка ТС;

$$I_{нб.розр.мах} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 10,877 = 543,8 \text{ А};$$

б) визначається розрахунковий первинний струм спрацьовування захисту за умовами:

- неспрацьовування від розрахункового струму небалансу:

$$I_{сз} = K_n \cdot I_{нб.розр.мах}, \quad (3.2)$$

де $K_n = 1,3$ – коефіцієнт надійності;

$$I_{сз} = 1,3 \cdot 543,8 = 707 \text{ А};$$

- неспрацьовування від максимального струму навантаження при пошкодженні кола циркуляції:

$$I_{сз} = K_n \cdot I_{розр.мах}, \quad (3.3)$$

$$I_{сз} = 1,3 \cdot 1085 = 1410,5 \text{ А}.$$

Приймаємо $I_{сз} = 1410,5 \text{ А}$.

в) перевіряємо чутливість захисту в режимі мінімального струму КЗ в зоні дії захисту:

$$K_u = I_{k,розр.min}/I_{c3} \geq 2; \quad (3.4)$$

$$K_u = 0,87 \cdot 10877 / 1410,5 = 6,7 > 2;$$

г) струм спрацьовування реле:

$$I_{cp} = I_{c3}/n_c; \quad (3.5)$$

$$I_{cp} = 1410,5 / (2000/5) = 3,5 \text{ A.}$$

д) число витків диференціальної обмотки реле:

$$\omega_{диф.розр} = F_{cp} / I_{cp} = 100 / I_{cp}; \quad (3.6)$$

$$\omega_{диф.розр} = 100 / 3,5 = 28,57.$$

Приймаємо $\omega_{диф.} = 30$ витків.

Остаточні значення струмів спрацьовування:

$$\left. \begin{aligned} I_{cp} &= F_{cp} / \omega_{диф.}; \\ I_{c3} &= I_{cp} \cdot n_c; \end{aligned} \right\} \quad (3.7)$$

$$I_{cp} = 100 / 30 = 3,33 \text{ A,}$$

$$I_{c3} = 3,33 \cdot 400 = 1332 \text{ A.}$$

Коефіцієнт чутливості захисту:

$$K_u = 0,87 \cdot 10877 / 1332 = 7,1 > 2.$$

В коло короткозамкненої обмотки реле вмикаємо максимальний опір 10 Ом.

3.3 Захист від замикань на землю в обмотці статора

Тип захисту: захист напруги першої та третьої гармонік без зони нечутливості типу ЗЗГ-1.

Захист має два органи:

- Максимальне реле напруги першої гармоніки («реле напруги»), яке захищає 80-95% витків обмотки статора зі сторони лінійних виводів;
- Реле напруги третьої гармоніки з гальмуванням («реле з гальмуванням»), яке захищає до 35% витків обмотки статора зі сторони нейтралі та саму нейтраль.

До «реле напруги» та «реле з гальмуванням» підводиться напруга зі сторони лінійних виводів від трансформатора напруги типу ЗНОМ з номінальною напругою обмоток $U_{\phi} / 100 / \sqrt{3} / 100/3$ В.

Для «реле з гальмуванням» додатково підводиться напруга зі сторони нульових виводів від спеціального трансформатора напруги типу ЗНОЛ або ЗОМ з номінальною напругою обмоток $(U_{\phi} / \sqrt{3}) / 100$ В.

Захист діє з незалежною витримкою часу близько 0,5 с.

3.4 Захист обмотки статора від зовнішніх симетричних КЗ

Обираємо захист обмотки статора від зовнішніх симетричних КЗ: максимальний струмовий захист (МСЗ) з пуском по напрузі з незалежною витримкою часу.

Захист здійснюється одним реле струму РСТ–11, яке вмикається на струм фази послідовно з фільтром-реле струму оберненої послідовності, одним мінімальним реле напруги РН-54/160, які вмикаються на міжфазну напругу трансформатора напруги на виводах генератора, та реле часу.

Розрахункові уставки захисту:

а) первинний струм спрацьовування захисту та струм спрацьовування реле:

$$\left. \begin{aligned} I_{cз} &= K_H \cdot I_{\Sigma, \text{НОМ}} / K_{\text{пов}}; \\ I_{cp} &= K_{cx} \cdot I_{cз} / n_c, \end{aligned} \right\} \quad (3.8)$$

$$I_{cз} = 1,2 \cdot 1031 / 0,85 = 1455,5 \text{ А};$$

$$I_{cp} = 1 \cdot 1455,5 / 100 = 14,56 \text{ А}.$$

б) первинна напруга спрацювання захисту та спрацювання реле:

$$U_{cз} = (0,6 \div 0,75) \cdot U_{г.ном}; \quad (3.9)$$

$$U_{ср} = U_{cз} / n_n,$$

$$U_{cз} = 0,65 \cdot 6300 = 4095 \text{ В};$$

$$U_{ср} = 4095 / (6300 / 100) = 65 \text{ В}.$$

в) витримка часу першого ступіня захисту вибирається за умовою узгодження з лінійними резервними захистами. Витримка часу другого ступіня приймається на ступінь селективності більшою витримки часу першого ступіня.

г) коефіцієнт чутливості захисту:

$$K_{\eta} = 0,87 \cdot 10877 / 1455,5 = 6,5 > 1,5.$$

3.5 Захист обмотки статора від зовнішніх несиметричних КЗ

Тип захисту: струмовий захист оберненої послідовності з незалежною витримкою часу.

Захист виконується з фільтр-реле струму оберненої послідовності РТФ-1М та реле часу і має дві витримки часу.

Первинний струм спрацювання захисту вибирається за умовою узгодження зі струмовим захистом нульової послідовності, який встановлюється на підвищуючому трансформаторі. Витримка часу вибирається за умовою узгодження з захистом наступних елементів.

3.6 Захист обмотки статора від несиметричних перевантажень

Тип захисту: двоступінчастий струмовий захист оберненої послідовності з незалежною витримкою часу.

Захист виконується з фільтр-реле струму оберненої послідовності РТФ-

7/2 та реле часу.

Обидва ступеня діють на вимикання гідрогенератора.

Розрахункові уставки захисту:

Струм спрацьовування та витримки часу кожного зі ступенів узгоджуються з характеристикою допустимого часу протікання несиметричних струмів $t_{don} = f(I_2)$ для гідрогенераторів.

Орієнтовно можуть бути рекомендовані такі уставки захисту:

- струм спрацьовування захисту першого ступеня:

$$I_{c3I} = 0,4 \cdot I_{г.ном}, \quad (3.10)$$

$$I_{c3I} = 0,4 \cdot 1031 = 412,4 \text{ А};$$

- витримка часу першого ступеня: $t_{c3I} = 2 \text{ хв};$
- струм спрацьовування другого ступеня:

$$I_{c3II} = 0,2 \cdot I_{г.ном}, \quad (3.11)$$

$$I_{c3II} = 0,2 \cdot 1031 = 206,2 \text{ А};$$

- витримка часу другого ступеня: $t_{c3II} = 15 \text{ хв}.$

Струми спрацьовування реле:

$$I_{cpI} = 412,4/400 = 1,031 \text{ А};$$

$$I_{cpII} = 206,2/400 = 0,516 \text{ А}.$$

3.7 Захист обмотки статора від симетричних перевантажень

Тип захисту: максимальний струмовий захист з незалежною витримкою часу. Захист здійснюється одним реле струму РСТ–11, яке вмикається на струм фази послідовно з фільтр-реле струму оберненої послідовності та реле часу.

Первинний струм спрацьовування захисту:

$$I_{сз} = K_n \cdot I_{г.ном} / K_{пов}; \quad (3.12)$$

$$I_{cz} = 1,05 \cdot 1031 / 0,85 = 1273,6 \text{ A};$$

Струм спрацьовування реле:

$$I_{cp} = 1273,6 / 400 = 3,18 \text{ A}.$$

3.8 Захист від підвищення напруги на виводах гідрогенератора

Тип захисту: одноступінчастий максимальний захист напруги з незалежною витримкою часу.

Захист здійснюється одним максимальним реле напруги РН-53/200, яке вмикається на міжфазну напругу трансформатора напруги, який встановлюємо на виводах генератора, та реле часу.

Первинна напруга спрацьовування

$$U_{cz} = 1,5 \cdot U_{z.ном}; \quad (3.13)$$

$$U_{cz} = 1,5 \cdot 6300 = 9450 \text{ В}.$$

Витримка часу: $t_{cz} = 0,5 \text{ с}.$

Напруга спрацьовування реле:

$$U_{cp} = 9450 / (6300 / 100) = 150 \text{ В}.$$

3.9 Захист від втрат збудження

Тип захисту: максимальний струмовий захист в колі статора генератора та мінімальний струмовий захист в колі випрямляючого трансформатора.

При одночасному спрацьовуванні обох захистів генератор вимикається. В процесі самосинхронізації генератора захист виводиться з дії на час (2-9) с.

Розрахункові уставки захисту:

Захист повинен спрацьовувати при підвищенні струму статора до $1,1 \cdot I_{z.ном}:$

$$I_{c31} = 1,1 \cdot I_{\text{н.ном.}} \quad (3.14)$$

$$I_{c32} = 0,5 \cdot I_{\text{рот.ном.}};$$

$$I_{c31} = 1,1 \cdot 1031 = 1134,1 \text{ A};$$

$$I_{c32} = 0,5 \cdot 1300 = 650 \text{ A};$$

Струм спрацьовування реле:

$$I_{cpl} = 1,1 \cdot 1031 / 400 = 2,83 \text{ A};$$

$$I_{cpl} = 1,1 \cdot 1300 / 400 = 3,58 \text{ A}.$$

3.10 Захист від замикань на землю в одній точці кола ротора

Тип захисту: захист типу КЗР-3 з накладанням змінної напруги 25Гц.

3.11 Захист кіл ротора

Обираємо тип захисту: двоступінчастий максимальний струмовий захист з незалежною витримкою часу.

Захист виконується двофазним та дворелейним в кожному ступені з реле типу РСТ–11, які вмикаються на ТС на стороні випрямляючого трансформатора, та реле часу з двома витримками часу.

Перший ступінь без витримки часу діє на реле контролю тривалості перевантаження та реле обмеження форсування; з першою витримкою часу вона діє на вимикання АРЗ, а з другою – вимикання генератора.

Другий ступінь захисту без витримки часу вимикає АРЗ та з витримкою часу вимикає генератор.

Розрахункові уставки захисту:

- первинний струм спрацьовування першого ступеня:

$$I_{\partial I} = 1,8 \cdot I_{\text{рот.ном.}} \quad (3.15)$$

$$I_{\partial I} = 1,8 \cdot 1300 = 2340 \text{ A};$$

- перша витримка часу захисту: $t_{\partial I} = 35 \text{ с};$
- друга витримка часу захисту: $t_{\partial II} = 50 \text{ с};$
- первинний струм спрацьовування другого ступеня захисту визначається струмом збудження в режимі форсування:

$$I_{\partial II} = K_n \cdot I_{\text{пот.форс}}; \quad (3.16)$$

$$I_{\partial II} = 1,8 \cdot 2340 = 4212 \text{ А};$$

- витримка часу захисту: $t_{\partial II} = 0,5 \text{ с}.$

Струми спрацьовування реле:

$$I_{\text{срI}} = 2340/400 = 5,85 \text{ А};$$

$$I_{\text{срII}} = 4212/400 = 10,53 \text{ А}.$$

3.12 Пристрій для гасіння пожеж в гідрогенераторі

Пристрій діє автоматично при спрацьовуванні основних захистів генератора з фіксацією виникнення пожежі відповідними приладами.

Оберемо типи захистів, що встановлюють на обладнанні ГЕС, результати вибору наведені в табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Типи захистів, які встановлюються на обладнанні ГЕС

Найменування захисту	Тип захисту
1. Блок гідрогенератор-трансформатор	
Захист від багатозначних КЗ в ОС та на його виводах	Повздовжній диференціальний захист з реле типу РНТ-565
Захист від замикань на землю в ОС	Захист типу ЗЗГ-1
Захист від зовнішніх симетричних КЗ	Максимальний струмовий захист з реле струму РСТ-11 і мінімальним реле напруги РН-54/160
Захист ОС від зовнішніх несиметричних КЗ та несиметричних перевантажень	Струмовий захист зворотної послідовності типу РТФ-1М та двоступеневий струмовий захист зворотної послідовності типу РТФ-7/2
Захист від підвищення напруги на виводах генератора та трансформатора	Одноступеневий максимальний захист напруги з реле типу РН-53/200

Продовження таблиці 3.1

Захист генератора від зникнення напруги при його роботі в режимі СК	Мінімальний захист напруги з реле типу РН-54/160
Захист від асинхронного ходу	Спеціальний захист з реле РАХ
Захист від втрати збудження	Максимальний струмовий захист в колі статора (реле типу РСТ - 11)
Резервний захист системи збудження	МСЗ з реле типу РСТ-11
2. Трансформатор власних потреб	
Захист від багатофазних КЗ в обмотках та на виводах	Поздовжній диференціальний струмовий захист типу РНТ-565 або струмова відсічка на реле типу РСТ-11
Захист від зовнішніх міжфазних КЗ	МСЗ з реле типу РСТ-11
Захист від замикань на землю в мережі 0,4 кВ	Спеціальний струмовий захист нульової послідовності з реле типу РТЗ-50
Захист від замикань усередині бака трансформатора	Газовий захист типу РЗТ-80
3. ЛЕП-10 кВ	
Захист від міжфазних КЗ	Струмовий ступінчастий захист з реле РСТ-11
Захист від замикань на землю	Пристрій типу УСЗ-2/2
4. ЛЕП-110 кВ	
Захист від усіх видів КЗ	7SA522 виробництва SIEMENS L60 виробництва General Electric
5. Електродвигуни 0,4 кВ	
Захист від між фазних КЗ та замикань на землю	Автомати типу АВМ та АЗ700 Мікропроцесорний захист РДЦ-01
6. Електродвигуни 10 кВ	
Захист від між фазних КЗ	Струмова відсічка або поздовжній диференціальний захист на реле типу РНТ-565 (РДЦ-01-057)
Захист від замикань на землю	Струмів захист нульової послідовності з реле типу РТЗ-50 (РДЦ-01-057)
Захист від перевантажень	МСЗ з реле типу РСТ-11
Захист від зниження напруги	Захист мінімальної напруги з реле типу РНФ-1М
7. Збірні шини електроустановок	
Захист від КЗ	Диференціальний струмовий захист типу ДЗШ або ДЗШТ

Примітка: на ЛЕП-110 кВ встановлюємо пристрій АПВ типу РПВ-58.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

У цьому розділі магістерської роботи розглянуті питання з охорони праці та цивільного захисту, які необхідно врахувати під час організації з безпечного виконання робіт з обслуговування РЗА ГЕС потужністю 54 МВт. На оперативно-ремонтний персонал, що буде здійснювати обслуговування РЗА ГЕС, впливають такі шкідливі виробничі фактори, у відповідності з їх класифікацією [21, 22]:

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

Хімічні фактори: речовини хімічного походження, аерозолі фіброгенної дії (переважно, 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 об'єкта

4.1.1 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць

За наявності зазначених на початку розділу шкідливих виробничих факторів безпека працюючих повинна забезпечуватися відповідно до нормативно-правових актів з безпеки [23]. Працівники, які обслуговують електроустановки, повинні вивчити ці Правила відповідно до вимог своєї посади або роботи, яку вони виконують, пройти навчання безпечним прийомам праці на робочому місці під керівництвом досвідченого працівника, перевірку

знань та присвоєння групи з електробезпеки (далі - групи) відповідно до додатка 1 до цих Правил. Працівнику, який пройшов перевірку знань цих Правил, видається посвідчення встановленої форми, яке він повинен мати при собі під час виконання робіт.

Кожний працівник повинен знати, розуміти і дотримуватись вимог цих Правил. Забороняється допуск до роботи працівників, які не пройшли навчання та перевірку знань з питань охорони праці. Працівники, які виконують роботи, зазначені у ДНАОП 0.00-8.02-93 "Перелік робіт з підвищеною небезпекою", повинні мати відповідний запис у посвідченні про перевірку знань. Забороняється допуск працівників, молодших 18 років, до робіт, зазначених у ДНАОП 0.03-8.07-94 "Перелік важких робіт і робіт зі шкідливими і небезпечними умовами праці, на яких забороняється застосування праці неповнолітніх".

Керівники, спеціалісти, які безпосередньо організовують роботу, зобов'язані забезпечити виконання її відповідно до вимог цих Правил.

Працівники, винні у порушенні цих Правил, несуть дисциплінарну, адміністративну, матеріальну або кримінальну відповідальність згідно з чинним законодавством.

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

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

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

Під час роботи на трансформаторах струму або в колах, підключених до

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

Робота в колах пристроїв релейного захисту, електроавтоматики і телемеханіки (РЗАіТ) проводиться за виконавчими схемами. Під час робіт в пристроях РЗАіТ слід користуватися слюсарно-монтажним інструментом з ізолювальними рукоятками.

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

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

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

проводять тільки оперативні працівники.

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

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

Приєднання вимірювальних приладів, встановлення і зняття електролічильників, підключених до вимірювальних трансформаторів, за наявності випробувальних блоків або спеціальних затискачів, що дають змогу безпечно закорочувати кола струму, виконуються без зняття навантаження і напруги.

4.1.2 Електробезпека

Основні технічні рішення щодо запобігання електротравмам [23, 24]:

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

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

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

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

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

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

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

Вибір необхідних електрозахисних засобів, засобів захисту від дії ЕП, а також ЗІЗ регламентується [23], 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 та виробничої санітарії

4.2.1 Мікроклімат

Категорія робіт, що виконується будівельно-монтажним персоналом – Па – пов'язано з постійною ходьбою і перенесенням невеликих вантажів масою до 1 кг [26]. За ступенем впливу на тепловий стан людини мікрокліматичні умови визначаємо як допустимі (таблиця 4.1). В умовах роботи *назовні приміщень* допустима температура не повинна перевищувати такі межі при різних категоріях її важкості: 22,0-25,1 °С; шкідлива: 1 ступеня – 25,2-25,5; 2 ступеня – 25,6-26,3; 3 ступеня – 26,3-27,3; 4 ступеня – 27,4-29,9 °С.

Таблиця 4.1 – Допустимі параметри мікроклімату

Період року	Категорія робіт	Температура, °С	Відносна вологість, %	Швидкість руху повітря, м/с
Холодний	Середньої важкості: Па	17-23	75	не > 0,3
Теплий	Середньої важкості: Па	18-27	65 при 26 °С	0,2-0,4

Працівники влітку при значних вологовтратах і значному часі опромінення інфрачервоною радіацією споживають охолоджену до 15-20°C підсолену (0,5 % HCl) газовану воду. Вживання підсоленої води запобігає згущенню крові, сприяє утриманню її в організмі, покращує самопочуття й підвищує працездатність. Із заходів особистої профілактики після теплових навантажень рекомендуються гідропроцедури.

4.2.2 Склад повітря робочої зони

Забруднення повітря робочої зони регламентується граничнодопустимими концентраціями (ГДК) в мг/м³ [26].

Таблиця 4.2 – Можливі забруднювачі повітря можуть і їх ГДК

Найменування речовини	ГДК, мг/куб. м		Клас небезпечності
	Максимально разова	Середньодобова	
Пил нетоксичний	0,5	0,15	4
Вуглецю оксид (СО)	3	1	4

Тому необхідно здійснювати наступні заходи [27]: очищувати пил якнайчастіше, щодня протирати запилені поверхні обладнання з використанням продувки або пилососа.

4.2.3 Виробниче освітлення

Відповідно до ДБН В.2.5-28-2018 [28], роботи з влаштування автостоянок, потребують освітлення, яке характеризується розрядом зорової роботи III, підрозряд «в». Нормовані значення штучного, природного та

суміщеного освітлення наведені в таблиці 4.3.

Таблиця 4.3 – Вимоги до освітлення приміщень виробничих підприємств

Харак- ка зорової роботи	Найменший або еквівалент- ний розмір об'єкта розрізнення, мм	Розряд зорової роботи	Під- розряд зорової роботи	Контраст об'єкта з фоном	Характе- ристика фону	Штучне при системі комбінованого освітлення		Природне Ен пр	Сумісне Е сум
						всього	у т. ч. від загального		
Висо- кої точн- ості	Від 0,3 до 0,5 включно	III	в	малий середній великий	світлий середній темний	600	200	-	3,0

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

Для загального освітлення приміщень рекомендується використовувати головним чином, світлодіодні лампи, що обумовлюється наступними перевагами: високою світловою віддачею (до 75 лм/Вт і більше); довгим часом використання (до 10000 годин); малою яскравістю поверхні, що світиться; спектральним складом випромінюючого світла (для деяких видів ламп цей склад є близьким до природного світла, що забезпечує гарну передачу кольорів). Разом з тим необхідно врахувати і недоліки цих ламп: висока пульсація світлого потоку та пов'язана з цим можливість стробоскопічного ефекту; для запалювання та горіння лампи необхідно включення послідовно з ним пускорегулюючих апаратів; працездатність ламп залежить від температури оточуючого середовища, до кінця часу роботи світловий потік зменшується більш ніж на половину від номінального.

4.2.4 Виробничий шум

Нормуємо шум на робочому місці. Рівні звукового тиску в октавних смугах частот, рівні звуку та еквівалентні рівні звуку на робочих місцях мають

відповідати вимогам [29] і наведені в табл. 4.4.

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

Устаткування, що є джерелом шуму (вентилятори, електроінструмент, технологічне обладнання), потрібно використовувати поза межами приміщень. Для забезпечення допустимих рівнів шуму на робочих місцях слід застосовувати засоби звукопоглинання, вибір яких має обґрунтовуватись спеціальними інженерно-акустичними розрахунками.

4.2.5 Виробнича вібрація

Джерелами вібрацій на будівництві є технологічне устаткування, електроінструмент і вентилятори.

Таблиця 4.5 – Допустимі рівні вібрації на постійних робочих місцях [30]

Вид вібрації	Октавні полоси з середньгеометричними частотами, Гц									
	2	4	8	16	32	63	125	250	500	1000
Загальна вібрація: на постійних робочих місцях в виробничих приміщеннях	1,3* 108	0,45 99	0,22 93	0,2 92	0,2 92	0,2 92	-	-	-	-

В чисельнику середньоквадратичне значення вібрації, $\text{м/с}^* 10^n$, в знаменнику – логарифмічні рівні вібрації, дБ.

Для зменшення дії вібрацій на працюючих проектом передбачено: створення амортизаторів в яких використовують пружини, гуму та інші пружні матеріали; розміщення будівельних конструкцій на масивних фундаментах; встановлення додаткових реактивних опорів. Також серед технічних заходів уникнення шкідливого впливу вібрації – створення нових конструкцій інструментів і машин, вібрація яких не може виходити за безпечні для людини межі, а зусилля не повинні перевищувати 15-20 кг. Усі деталі машин та агрегатів, що рухаються, повинні ретельно врівноважуватися, а для зменшення динамічних сил, які спричиняють вібрації, слід застосовувати змащування та ін.

4.2.6 Фактори трудового процесу

Фактори трудового процесу визначаються відповідно до Гігієнічної класифікації праці [1]. 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 (кг/м) – до 290; зовнішнє фізичне динамічне навантаження, виражене в одиницях механічної роботи за зміну, кг/(Вт): при регіональному навантаженні (для чоловіків) – 13000; при загальному навантаженні (за участю м'язів рук, тулуба, ніг) – до 44000; маса вантажу, що постійно підіймається та переміщується вручну, кг – до 30 кг; стереотипні робочі рухи: при локальному навантаженні (участь м'язів кистей та пальців рук)- до 40000; при регіональному навантаженні(участь рук та плечового суглоба) – до 20000; статичне навантаження (кг/с): двома руками (чоловіки) – до 70000; за участю м'язів тулуба та ніг – до 100 000; робоча поза: періодичне перебування в незручній позі (робота з поворотом тулуба, незручним розташуванням кінцівок) та/або фіксованій позі (неможливість зміни взаєморозташування різних частин тіла відносно одна одної) до 25% часу зміни; перебування у вимушеній позі до 10%, в позі «стоячи» – до 60% часу зміни;нахил тулуба: вимушені нахили протягом зміни – 51-100 разів;

переміщення у просторі (переходи через виконання технологічного процесу) – по горизонталі більше 8, вертикалі – 4 км.

2. Класи умов праці за показниками напруженості праці:

Інтелектуальні навантаження: зміст роботи - рішення складних завдань з вибором за алгоритмом; сприймання інформації та їх оцінка – сприймання інформації з наступною корекцією дій та операцій; розподіл функцій за ступенем складності завдання – обробка, контроль, перевірка завдання; характер виконуваної роботи – робота за встановленим графіком з можливим його коригуванням під час діяльності

Сенсорні навантаження: зосередження (%за зміну) - більше 75; щільність сигналів (звукові за 1 год) - більше 300; навантаження на голосовий апарат (протягом тижня) – від 20 до 25.

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

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

Розрахунки щодо цивільного захисту об'єкта дослідження наведені в Додатку Л.

5 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

5.1 Визначення кошторисної вартості ГЕС

Розраховуємо техніко-економічні показники електростанції.

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

Загальна сума капіталовкладень по окремих розділах і в цілому по розрахунках станції має бути розподілена на будівельно-монтажні роботи, на придбання обладнання і решту затрат у відсотковому співвідношенні, яке вказане в табл. 5.1. В практиці будівництва ГЕС всі затрати по розділах кошторисно-фінансового розрахунку визначають, виходячи з виконання фізичного об'єму робіт. В магістерській роботі така можливість відсутня, і визначення кошторисної вартості будівництва ГЕС починають з розділу 2 “Об’єкти основного виробничого призначення”, виходячи з питомих капіталовкладень [33-35].

Визначення сумарних капіталовкладень в промислове будівництво ГЕС і складання КВФР виконуємо в табличній формі в таблиці 5.1.

Питомі капіталовкладення:

$$k_{num} = K_{\Sigma} / N_{\text{вст}} \quad (5.1)$$

$$k_{num} = \frac{1284660000}{54000} = 23790 \text{ грн./кВт.}$$

Таблиця 5.1 – Вартість основних виробничих фондів

№	Розділи звітного кошторисно-фінансового розрахунку	В % від розділу 2	В тому числі по видах						Загальна вартість, грн.
			Будівельно-монтажні роботи, % / грн.		Обладнання, % / грн.		Інші затрати, % / грн.		
1	Підготовка території для будівництва	4	50	16200000	2,0	648000	48	15552000	32400000
2	Об'єкти основного виробн. призначення	15000	72,5	587250000	27	218700000	0,5	4050000	810000000
3	Об'єкти підсобного, виробн. і обсл. призначення	2,0	80	12960000	20	3240000	-	-	16200000
4	Об'єкти енергетичного господарства	1,0	90	7290000	10	810000	-	-	8100000
5	Об'єкти транспортного господарства та зв'язку	5,0	95	38475000	5,0	2025000	-	-	40500000
6	Зовнішні мережі і споруди водопостачання, каналізації, тепlopостачання	1,0	95	7695000	5	405000	-	-	8100000
7	Упорядкування території	1,0	100	8100000	-	-	-	-	8100000
8	Тимчасові будівлі та споруди	15,0	80	97200000	10	12150000	10	12150000	121500000
9	Інші роботи та затрати	10,0	-	-	-	-	100	81000000	81000000
10	Утримання дирекції та авторський нагляд	0,5	-	-	-	-	100	4050000	4050000
11	Підготовка експлуатаційних кадрів	0,1	-	-	-	-	100	810000,00	810000
12	Проектні і дослідні роботи	10,0	-	-	-	-	100	81000000	81000000
13	Роботи і затрати по створенню водосховища	9,0	-	-	-	-	100	72900000,0	72900000
	Всього			775170000		237978000		271512000	1284660000

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 складається у відповідності до наступних економічних складових:

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

5.2.1 Амортизація основних фондів

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 ОФ1, ОФ2, ОФ3.

Детальніше розшифруємо склад груп основних фондів. До першої (ОФ1) входять будівлі, споруди, їх структурні компоненти та передавальні пристрої, в тому числі житлові будинки та їх частини.

До другої групи (ОФ2) 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 (ОФ3) увійшли будь-які інші основні фонди, не включені до груп 1 і 2.

Розрахуємо зазначені показники:

$$ОФ_1 = 0,6 \cdot (K_{БМР} - K_{БМР5}); \quad (5.2)$$

$$ОФ_1 = 0,6 \cdot (775170000 - 38475000) = 442017000 \text{ тис. грн.};$$

$$ОФ_2 = K_5; \quad (5.3)$$

$$ОФ_2 = 40500000 \text{ тис. грн.}$$

$$O\Phi_3 = 0,4(K_{БМР} - K_{БМР5}) + (K_{обл.} - K_{обл5}) + K_{ини}; \quad (5.4)$$

$$\begin{aligned} O\Phi_3 &= 0,4 \cdot (775170000 - 38475000) + (237978000 - 2025000) + 1284660000 = \\ &= 802143000 \text{ тис. грн.} \end{aligned}$$

Розрахунок суми амортизаційних відрахувань зводимо в таблицю 5.2.

Таблиця 5.2 – Розрахунок суми амортизаційних відрахувань ЕС

Групи ОФ	Вартість ОФ	Норма амортизації ОФ, %	Сума амортизаційних відрахувань, грн.
ОФ1	442017000	7	30941190
ОФ2	40500000	28	11340000
ОФ3	802143000	20	160428600
Разом	1284660000		202709790

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

де I_a – сумарні амортизаційні відрахування;

H_i – норма амортизації відповідної групи.

$$I_a = 442017000 \cdot 0,07 + 40500000 \cdot 0,28 + 802143000 \cdot 0,20 = 202709790 \text{ тис. грн.}$$

5.2.2 Розрахунок фонду заробітної плати

Для визначення затрат на зарплату необхідно розрахувати чисельність персоналу станції:

$$P = k_{ум} \cdot N_{вст}, \quad (5.6)$$

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

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

$k_{ум}$ для ГЕС дорівнює 0,6.

$$P = 0,6 \cdot 54 = 32 \text{ чол.}$$

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	85%
ІТР	12%
Службовці	2,2%
МОП	0,8%

Підрахувавши, отримаємо:

Робітники	24 чол.
ІТР	4 чол.
Службовці	1 чол.
МОП	1 чол.

Середня заробітна плата працівників відповідної категорії для ЕС різного типу приведена у таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – Розмір середньої заробітної плати працівників ЕС, грн.

Категорія працівників	Тип електростанції
	ГЕС
Робітники	9200
ІТР	14000
Службовці	10000
МОП	7200

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

$$S_{zn} = \sum 12 \cdot Z_i \cdot n_i, \quad (5.7)$$

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

n_i – кількість робітників i -ої категорії.

Робітники $S_{zn} = 12 \cdot 26 \cdot 9200 = 2914560$ грн.;

ІТР	$S_{зп} = 12 \cdot 4 \cdot 14000 = 672000$ грн.;
Службовці	$S_{зп} = 12 \cdot 1 \cdot 10000 = 120000$ грн.;
МОП	$S_{зп} = 12 \cdot 1 \cdot 7200 = 86400$ грн.

Розрахунок рекомендується виконувати у вигляді таблиці 5.4.

Таблиця 5.4 – Розмір нарахованої заробітної плати в цілому по ЕС

Категорія працівників	Кількість, чол.	Нарахована за рік зарплата, грн.
робітники	26	2914560
ІТР	4	672000
службовці	1	120000
МОП	1	86400

Фонд заробітної плати підприємства визначається за даними таблиці 5.5 за формулою:

$$I_{зп} = (1,57 \cdot (S_{зп.роб.} + S_{зп.МОП}) + 180 \cdot (S_{зп.ІТР} + S_{зп.сл.})) \cdot \kappa_{\kappa} \cdot \kappa_{\kappa}, \quad (5.8)$$

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

κ_{κ} – коефіцієнт, що враховує використання частини персоналу ЕС для виконання робіт по капітальному ремонту обладнання (дорівнює 0,7);

$\kappa_{\kappa} = 1,375$ – коефіцієнт, що враховує відрахування з фонду заробітної плати на соціальні потреби (пенсійний фонд, фонд соціального страхування тощо).

$$\begin{aligned} I_{зп} &= (1,57 \cdot (2914560 + 86400) + 180 \cdot (672000 + 120000)) \cdot 0,7 \cdot 1,375 = \\ &= 5906965,7 \text{ грн.} \end{aligned}$$

5.2.3 Інші витрати

Вони включають в себе загальностанційні та цехові витрати. При використанні методу розрахунку по укрупнених показниках, інші затрати визначаються в % від суми затрат на амортизацію і заробітну плату.

$$I_{in} = \frac{(I_a + I_{zn}) \cdot I_n}{100} =$$

$$I_{in} = \frac{(202709790 + 5906965,7) \cdot 50}{100} = 104308377,84 \text{ грн.}, \quad (5.9)$$

де I_n – процент інших витрат, $I_n = 50\%$ [35].

5.2.4 Визначення собівартості відпущеної електроенергії

Собівартість електроенергії є одним з основних економічних показників роботи електростанції. В дипломному проекті вона використовується як загальний показник економічної ефективності капіталовкладень. Собівартість представляє собою відношення сумарних виробничих затрат до кількості електроенергії, відпущеної з шин станції.

Сумарні експлуатаційні витрати виробництва

$$I = I_a + I_{zn} + I_{in}; \quad (5.10)$$

$$I = 202709790 + 5906965,68 + 104308377,84 = 312925133,52 \text{ грн.}$$

Собівартість відпущеної електроенергії:

$$C = \frac{I \cdot 100}{E_{відн.} \cdot 1000}, \quad (5.11)$$

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

$$C = \frac{312925133,52 \cdot 100}{208776,45 \cdot 1000} = 149,89 \text{ коп/кВт} \cdot \text{год.}$$

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 – Визначення собівартості відпущеної електроенергії

Елементи затрат	Сума річних затрат, тис.грн.	Собівартість енергії	
		%	коп/кВт·год
Амортизація	202709790,00	64,78%	97,09
Заробітна плата	5906965,68	1,89%	2,83
Інші затрати	104308377,84	33,33%	49,96
Разом	312925133,52	100%	149,89

Таблиця 5.6 – Основні техніко-економічні показники ЕС

Показник	Одиниця вимірювання	Значення
Потужність станції	МВт	54
Річний виробіток електроенергії	МВт·год	214052,1
Коефіцієнт витрати електроенергії на ВП	%	2
Коефіцієнт обслуговування	МВт / чел.	1,67
Кошторисна вартість промислового будівництва	тис. грн.	1284660
Питомі капітальні вкладення	грн / кВт	23790
Собівартість відпущеної електроенергії	коп. / кВт·год	149,89

Визначаємо коефіцієнт обслуговування:

$$K_{обс} = \frac{P_{вст}}{Ч};$$

$$K_{обс} = \frac{54}{32} = 1,67 \text{ МВт/чол.}$$

У даному розділі були пораховані економічні показники проекрованої ГЕС потужністю 54 МВт. Визначено основний показник роботи станції – собівартість виробленої електроенергії $C = 149,89$ коп/кВт·год. Значення собівартості електроенергії не виходить за межі середніх значень собівартості електроенергії на гідроелектростанціях.

ВИСНОВКИ

В магістерській кваліфікаційній роботі було отримано вирішення актуального завдання дослідження методів проектування електричної частини ГЕС на прикладі гідроелектростанції потужністю 54 МВт та розрахунок релейного захисту на станції.

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

1. Розроблено обґрунтування проектування ГЕС. Показано актуальність та важливість використання гідроелектростанцій в сучасних умовах функціонування енергосистеми України.

2. Запроектовано електричну частину ГЕС потужністю 54 МВт, яка видає потужність в місцевий район на напрузі 10 кВ та в систему на напрузі 110 кВ.

3. Розроблено головну схему електричних з'єднань та схему власних потреб електростанції. Споживачі власних потреб тримують живлення на напрузі 0,4 кВ від двох головних трансформаторів власних потреб. Резервне живлення споживачів ВП забезпечується від резервного ТВП, що підключений до обмотки низької напруги трансформатора зв'язку, що дозволяє забезпечити безперебійне електропостачання відповідальних споживачів власних потреб у разі зникнення напруги від головних ТВП.

4. Обрано комутаційне обладнання, струмоведучі частини, вимірювальні трансформатори, установку постійного струму. Розраховано грозозахист та запропоновано параметри заземлювального пристрою ВРУ 110 кВ.

5. Розраховано уставки пристроїв релейного захисту гідрогенератора. А також обрано види захистів на ГЕС.

6. Розраховано основні техніко-економічні показники ГЕС. Собівартість електроенергії, виробленої на станції, становить 149,89 коп/кВт·год., що відповідає середнім значенням собівартості електроенергії на ГЕС.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Проект Плану відновлення України. Матеріали робочої групи «Енергетична безпека». 2022. 164 с. URL: <https://www.kmu.gov.ua/storage/app/sites/1/recoveryrada/ua/energy-security.pdf>
2. Салашенко Т. І. Порівняльний аналіз стратегічних орієнтирів розвитку електроенергетики в Україні та світі / Економіка та управління національним господарством Вип. 2, 2016. С. 100-107. URL: <https://chmnu.edu.ua/wp-content/uploads/2019/07/Salashenko-T.-I..pdf>
3. Сучасний стан, проблеми та перспективи розвитку гідроенергетики України. Аналітична доповідь / О. М. Суходоля та ін. Київ, 2014. 112 с. [Електронний ресурс]. URL: https://niss.gov.ua/sites/default/files/2015-01/Suhodolya_druk.indd-ad833.pdf
4. Халатов А. А. Енергетика України: сучасний стан і найближчі перспективи / Вісник НАН України, № 4, 2016. С. 53-61.
5. Енергетична стратегія України на період до 2035 року. «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність». Київ, 2017.
6. Салашенко Т. І. Енергетична безпека України в сфері електроенергетики: системні проблеми та пріоритети / Ефективна економіка, № 5, 2016. URL: <http://www.economy.nayka.com.ua/?op=1&z=4970>
7. Тептя Є. А., Кужельок Т. П. Захист трансформаторів на основі цифрового терміналу RET670. 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/21656>
8. Блінов І. В., Олефір Д. О., Парус Є.В. Модель оптимального використання ресурсів гідроелектростанцій на ринку електричної енергії / Техн. електродинаміка. 2022. № 4. С. 42-47.
9. Ленчевський Є.А., Тесленко О.І. Перспективні можливості збільшення загального потенціалу маневрених потужностей об'єднаної енергетичної системи України Том 32 (71) № 3 2021. С. 194-202.

10. Кваша Т. К., Рожкова Л. В. Перспективні напрями інноваційного розвитку енергетики в світі та Україні / Економічний вісник, 2018, № 3. С. 21 – 31. URL: https://ev.nmu.org.ua/docs/2018/3/EV20183_021-031.pdf
11. Лежнюк П. Д., Лагутін В. М., Тептя В. В. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2009. 194 с.
12. Лагутін В. М., Тептя В. В., Вишневський С. Я. Власні потреби електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2008. 102 с.
13. Правила улаштування електроустановок. Видання офіційне. Міненерговугілля України. Х.: Видавництво «Форт», 2017. 760 с.
14. 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.
15. Електричні системи і мережі. Частина 1: навчальний посібник / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський. Вінниця : ВНТУ, 2020. 203 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. Методичні вказівки до виконання практичних та самостійних робіт з дисципліни «Експлуатація електричних станцій» для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» (освітня програма – Електричні станції) / Уклад. В. В. Тептя, В. О. Лесько, В. А. Гриник. Вінниця: ВНТУ, 2023. 115 с.
18. Кідиба В. П. Релейний захист електроенергетичних систем: навч. посібник. Львів : Видавництво Львівської політехніки, 2015. 504 с.
19. Лагутін В. М., Лесько В. О., Тептя В. В. Релейний захист генераторів малої та середньої потужності: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2017. 104 с.
20. Проектування електричної частини електричних станцій та

підстанцій: Ч. 1 [Електронний ресурс] : навчальний посібник / НТУУ «КПІ» ; уклад. Є. І. Бардик, П. Л. Денисюк, Ю. В. Безбереж'єв. – Електронні текстові дані (1 файл: 4,75 Мбайт). – Київ : НТУУ «КПІ», 2011.

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

22. 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->.

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

24. 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.

25. 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>.

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

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

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

29. 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>.

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

31. Кодекс цивільного захисту України. К.: ВР України, 2012. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/5403-17>.
32. Методичні вказівки до виконання розділу з охорони праці в кваліфікаційних роботах здобувачів освітнього ступеня магістра галузі знань 14 «Електрична інженерія» / уклад. : С. В. Дембіцька, І. М. Кобилянська, О. В. Кобилянський. Вінниця: ВНТУ, 2022. 52 с.
33. 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.
34. 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.
35. Методичні вказівки для курсової роботи з дисципліни «Економіка і організація виробництва» для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, спеціалізації «Електричні системи і мережі» / Нетребський В. В., Лесько В. О., Нанака О. М., Ситник А. В. Вінниця: ВНТУ, 2019. 55 с.
36. 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.
37. 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.
38. Методичні вказівки до виконання розрахункової роботи з «Цивільного захисту» / Поліщук О. В., Томчук М. А. Вінниця: ВНТУ, 2017. 65 с.
39. 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 гідроелектростанції потужністю 54 МВт з агрегатами типу ВГС 700/75-72 з розрахунком захисту гідрогенератора

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)

Кужелюк Т. П.
(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 магістерської кваліфікаційної роботи

ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ

54 МВт з агрегатами типу ВГС 700/75-72 з розрахунком

ЗАХИСТУ ГІДРОГЕНЕРАТОРА

08-21.МКР.001.00.004 ТЗ

Науковий керівник: д.т.н., проф.

Лежнюк П. Д.
(підпис)

Магістр групи ЕС-22мз

Кужелюк Т. П.
(підпис)

Вінниця 2024 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

- а) актуальність досліджень обумовлена тим, що в умовах дефіциту енергоносіїв, а також гострого браку маневрених потужностей Україна повинна раціонально використовувати енергоресурси, в тому числі і гідроенергетичні. Реконструкція старих та розвиток нових ГЕС дозволить підвищити стійкість, надійність роботи ОЕС України, підвищити енергоефективність за рахунок покращення технічного стану обладнання електростанцій, запровадження АСК безпеки гідротехнічних споруд, зменшенню екологічних ризиків;
- б) наказ ректора ВНТУ № 81 від 11 березня 2024 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

- а) мета – підвищення ефективності функціонування ОЕС України за рахунок проектування та будівництва електричної частини гідроелектростанції потужністю 54 МВт з розрахунком захисту гідрогенератора;
- 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 гідроелектричної станції у західному регіоні України.

– технічне завдання: проектування гідроелектростанції потужністю 54 МВт з шістьма гідроагрегатами одиничною потужністю 9 МВт. Потужність видається в систему, яка знаходиться на відстані 30 км, на напрузі 110 кВ; потужність в місцевий район видається на напрузі 10 кВ.

– елементна база: електротехнічне обладнання, що має бути встановлено на ГЕС, українського та зарубіжного виробництва (“Південномаш”, “Рівненський завод високовольтної апаратури”, “Siemens”, “ABB” та ін.)

– конструктивне виконання: компоновку та головну схему електростанції виконують згідно прийнятої системи використання енергії водотоку (оригінальне рішення).

– показники технологічності: проектування ГЕС, 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 ГЕС 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 ГЕС	21.01.24	31.01.24	аналітичний огляд літературних джерел, задач досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Електротехнічна частина	01.02.24	01.03.24	розділ 2 ПЗ
4	Релейний захист гідрогенератора	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
	Захист МКР	Перша декада червня		Доповідь та відповіді на запитання

7. Очікувані результати

В результаті виконання магістерської кваліфікаційної роботи очікується проект електричної частини ГЕС потужністю 54 МВт, а також одержання результатів розрахунку захисту гідрогенератора, 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

Безпека в надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи електричної частини ГЕС потужністю 54 МВт в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій

Дослідження стійкості роботи електричної частини ГЕС у надзвичайних ситуаціях (НС) мирного та військового часу має велике значення, тому що вона дозволяє не тільки оцінити можливі втрати, нанесені об'єкту, але й розробити комплекс заходів, направлених на підвищення його безпеки [37]. Джерелами природних НС є небезпечні природні явища. У числі подібних явищ:

- геологічні процеси: землетруси, вулканічні виверження, зсуви, карсти;
- гідрологічні явища і процеси : підтоплення, цунамі, сіли, повені, затори;
- гідрологічні явища і процеси : підтоплення, цунамі, сіли, повені, затори;
- природні пожежі: пожежі ландшафтні, степові, лісові.

На ГЕС використовуються елементи, до складу яких входять: метали, напівпровідники, діоди, резистори та ін. Серед цих матеріалів найбільш чутливі до радіації метали, бо їм властива велика концентрація вільних носіїв.

Особливістю електромагнітного імпульсу (ЕМІ) як вражаючого чинника є його здатність поширюватися на десятки і сотні кілометрів в навколишньому середовищі і по різних комунікаціях. Тому ЕМІ може вплинути там, де ударна хвиля, світлове випромінювання і проникаюча радіація втрачають своє значення як вражаючі фактори.

Отже існує актуальна проблема розрахунку і підвищення стійкості електричних станцій. Для цього на об'єкті завчасно на основі розрахунків планують і проводять відповідні організаційні й інженерно-технічні заходи. Досягнення науки і техніки дозволяють реалізувати такі рішення, при яких підприємство буде стійке.

В.1 Дослідження стійкості роботи електричної частини ГЕС потужністю 54 МВт в умовах дії іонізуючих випромінювань

Визначаємо експозиційні дози при яких в елементах ГЕС можуть виникнути незворотні зміни. Час роботи до відмови різних систем – 10 років (70080 год). Дані зводимо в таблицю В.1.

Самий уразливий елемент – фотодіоди центрального щита управління, $D_{гр}=10^3$ Р.

Визначаємо можливу дозу опромінення [37]:

$$D_M = \frac{2P_1(\sqrt{t_K} - \sqrt{t_{II}})}{K_{осл}}; \quad (B.1)$$

де $K_{осл}$ – коефіцієнт ослаблення, 1;

t_{II} – час початку опромінення, 1 год

t_K – максимальна тривалість роботи, 10 років.

Таблиця В.1 – Експозиційні дози електричної бази електричної частини ГЕС

№	Елементи електричної частини ГЕС	$D_{гр}, \text{Р}$	$D_{гр}, \text{Р}$
1	Центральний щит управління	Резистори СП1-10	10^6
		Фотодіоди LEDX55	10^3
		Конденсатор К-41	10^5
		мікросхеми ТТЛДА3247	10^4
2	Агрегатний щит керування	Мікроперемикач МКФ46	10^4
		Конденсатор К-41	10^5
		Транзистор КТ531	10^5
		інтегральні схеми К1533ЛА	$5 \cdot 10^5$
3	Блок живлення	транзистор БПЛ	10^4
		Трансформатор 6/0,4 кВ	10^3
		Діод VD648	10^5
		Резистори СП1-10	10^6

$$D_m = \frac{2 \cdot 5,1 (\sqrt{87600} - \sqrt{1})}{1} = 3008,72 (P).$$

Визначаємо допустимий час роботи елементів:

$$t_{don} = \left(\frac{D_{zp} \cdot K_{ocл} + 2 \cdot P_1 \sqrt{t_n}}{2P_1} \right)^2 t, [\text{год}] \quad (B.2)$$

$$t_{don} = \left(\frac{10^3 \cdot 1 + 2 \cdot 5,1 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 5,1} \right)^2 = 9808,77 \text{ (год)}.$$

Так як обладнання підстанції опромінюється 24 год на добу, то

$$t_{don} = \frac{9808,77}{24 \cdot 365} = 1,12 \text{ (р)}.$$

Порівняємо отримані дані:

$$D_{zp} = 10^3 < D_m = 3008,72 (P).$$

Висновок. Оскільки $D_{zp} = 10^3 \text{ P} < D_m = 3008,72 \text{ P}$, то для забезпечення стійкості роботи $K_{ocл}$ потрібно збільшити в 3 рази. Робота обладнання буде стійкою протягом 1,12 року (9808,77 годин).

В.2 Дослідження стійкості роботи електричної частини ГЕС в умовах дії електромагнітного імпульсу

При оцінці впливу електромагнітних імпульсів (ЕМІ) на струмопровідні елементи необхідно враховувати те, що ЕМІ мають горизонтальну та вертикальну складові напруженості електричного поля і тому повинні визначатися значеннями напруги на вертикальних та горизонтальних ділянках лінії. Для оцінки безпеки роботи в умовах дії електромагнітних випромінювань, необхідно визначити значення вертикальної складової

напруженості електромагнітного поля, при коефіцієнті безпеки рівному $K_{\theta}=40$ дБ.

Електрична частина ГЕС розподіляється на різні блоки:

1. Центральний щит управління;
2. Агрегатний щит керування;
3. Блок живлення.

На кожній ділянці визначаємо максимальну довжину вертикальної та горизонтальної струмопровідної частини: $l_{B1} = 3,2$ м, $l_{B2} = 2,6$ м, $l_{B3} = 1,4$ м, $l_{Г1} = 2,4$ м, $l_{Г2} = 2,2$ м, $l_{Г3} = 1,1$ м. Напругу наводки вертикальної струмопровідної частини визначаємо з формули:

$$K_{\theta}^{e,z} = 20 \lg \frac{U_{\text{дон}}}{U_{(\theta,z)}} \geq 40 \text{ [дБ]}, \quad (\text{B.3})$$

Після всіх математичних перетворень, отримуємо наступні значення:

$$U_{\theta} = E_z \cdot l_{\theta}, \quad U_z = E_{\theta} \cdot l_z, \quad (\text{B.4})$$

$$E_z = E_{\theta} \cdot 10^{-3} \text{ (кВ/м)}.$$

Приймаємо $E_{\theta} = 12,85$ (кВ/м). $E_z = 12,85 \cdot 10^{-3} = 0,01285$ (кВ/м).

Визначаємо U_z та U_{θ} .

Для центрального щита управління:

$$U_{z1} = 12,85 \cdot 2,4 = 32,125 \text{ (В)};$$

$$U_{\theta1} = 0,01285 \cdot 3,2 = 0,042 \text{ (В)}.$$

Для агрегатного щита керування:

$$U_{z2} = 12,85 \cdot 2,6 = 29,555 \text{ (В)};$$

$$U_{\epsilon 2} = 0,01285 \cdot 2,2 = 0,035 (B).$$

Для блока живлення:

$$U_{\epsilon 3} = 12,85 \cdot 1,4 = 15,42 (B);$$

$$U_{\epsilon 3} = 0,01285 \cdot 1,1 = 0,019 (B).$$

Визначаємо допустимі коливання напруги живлення:

При $U_{\text{дон}} = 12 (B)$:

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

Визначаємо коефіцієнт безпеки. Результати розрахунків зводимо в таблицю В.2.

Таблиця В.2 – Результати розрахунків

№	Елемент системи	l_{ϵ} (м)	l_{ϵ} (м)	U_{ϵ} (В)	U_{ϵ} (В)	K_{ϵ}^{ϵ} (дБ)	K_{ϵ}^{ϵ} (дБ)	Результат дії
1	Центральний щит управління	3,2	2,4	0,042	32,125	49,46	-8,13	не стійкий
2	Агрегатний щит керування	2,6	2,2	0,035	29,555	51,20	-7,41	не стійкий
3	Блок живлення	1,4	1,1	0,019	15,420	56,31	-1,75	не стійкий

Для центрального щита управління:

$$K_{\epsilon 1}^{\Gamma} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{32,125} = -8,13 (\text{дБ});$$

$$K_{\epsilon 1}^B = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{0,042} = 49,46 (\text{дБ}).$$

Для агрегатного щита керування:

$$K_{\epsilon 2}^{\Gamma} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{29,555} = -7,41 (\text{дБ})$$

$$K_{\epsilon 2}^B = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{0,035} = 51,2 (\text{дБ});$$

Для блока живлення:

$$K_{\text{бз}}^{\Gamma} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{15,42} = -1,75 \text{ (дБ)};$$

$$K_{\text{бз}}^{\text{В}} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{0,019} = 56,31 \text{ (дБ)}.$$

Всі елементи схеми РЕА нестійкі, оскільки $K_{\text{б}}^{\text{в},\text{с}} < 40$ дБ, тому потрібно проводити екранування.

В.3 Розроблення превентивних заходів щодо підвищення стійкості роботи електричної частини ГЕС в умовах надзвичайних ситуацій

Заходи радіаційної безпеки, що застосовують на електростанціях, залежать від конкретних умов роботи з джерелами іонізуючих випромінювань і передусім від типу джерела випромінювання.

Основними принципами забезпечення радіаційної безпеки при роботі із закритими джерелами іонізуючого випромінювання є:

- зменшення потужності джерел до мінімальних значень ("захист кількістю");
- скорочення часу роботи з джерелом ("захист часом");
- збільшення відстані від джерел до людей ("захист відстанню");
- екранування джерел випромінювання матеріалами, що поглинають іонізуюче випромінювання ("захист екраном").

Основними принципами забезпечення радіаційної безпеки при взаємодії з відкритими джерелами іонізуючого випромінювання є:

- використання принципів захисту, що застосовуються при роботі з джерелами випромінювання у закритому вигляді;
- герметизація виробничого устаткування з метою ізоляції процесів, що можуть стати джерелами надходження радіоактивних речовин у зовнішнє середовище;

- заходи планувального характеру;
- застосування санітарно-технічних засобів та устаткування, використання спеціальних захисних матеріалів;
- використання засобів індивідуального захисту і санітарної обробки персоналу;
- дотримання правил особистої гігієни;
- очищення від радіоактивних забруднень поверхонь будівельних конструкцій, апаратури і засобів індивідуального захисту;
- використання радіопротекторів (біологічний захист);
- збільшення коефіцієнта послаблення $K_{осл}$ в 3 рази.

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

Центральний щит управління:

$$t = \frac{A_e}{K_e \cdot \sqrt{f}}, \quad (B.5)$$

$$t_1 = \frac{40 - (-8,13)}{5,2\sqrt{15000}} = 0,076 \text{ (см)};$$

Агрегатний щит управління:

$$t_2 = \frac{40 - (-7,41)}{5,2\sqrt{15000}} = 0,074 \text{ (см)};$$

Блок живлення:

$$t_3 = \frac{40 - (-1,75)}{5,2\sqrt{15000}} = 0,066 \text{ (см)}.$$

Таким чином при екрануванні центрального щита управління з використанням екрану товщиною 0,076 см з сталі, система автоматики буде стійкою в умовах дії ЕМІ. Агрегатний щит керування буде стійким в умовах ЕМІ при екрануванні його з використанням екрану товщиною 0,074 см з сталі. Для блока живлення потрібен екран товщиною 0,066 см.

Висновки. Отже, іонізуючі випромінювання та ЕМІ впливають на

стійкість роботи ГЕС. Для безпечної роботи електричної частини ГЕС 54 МВт в умовах електромагнітного імпульсу необхідно провести розрахунок при коефіцієнтів безпеки, за якого умови сприятливі і не впливають на роботу ГЕС.

В результаті дослідження роботи електричної частини ГЕС потужністю 54 МВт в умовах дії іонізуючих випромінювань було встановлено, що найбільш уразливим до дії іонізуючого випромінювання є елементи: фотодіоди центрального щита управління та трансформатор 6/0,4 кВ. Мінімальне значення дози радіоактивного опромінення даного елемента становить 10^3 , що менше максимального значення рівня радіації, яке очікується на об'єкті через встановлений час. Саме тому РЕА в енергетичній системі не буде працювати стійко і виникатимуть збої, викликані дією іонізуючого випромінювання. Отже, обладнання потрібно екранувати, тобто елементи РЕА закрити захисним екраном. При дослідженні стійкості роботи електричної частини ГЕС умовах дії електромагнітних імпульсів були розглянуті три блоки РЕА: центральний щит управління; агрегатний щит управління та блок живлення. Аналіз цих блоків полягав у визначенні їхніх коефіцієнтів безпеки, які і використовувалися як критерії стійкості. В результаті було виявлено, що всі є нестійкими до дії електромагнітного випромінювання ($K_0^e < 40$ (дБ) і $K_0^z < 40$ (дБ)). Тому для його захисту слід застосувати екранування. В якості матеріалу для екранування було обрано сталь.

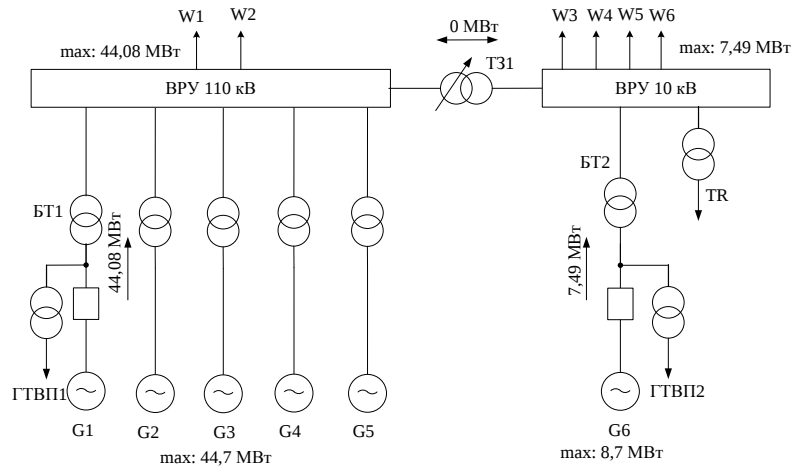
ДОДАТОК Г

ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА

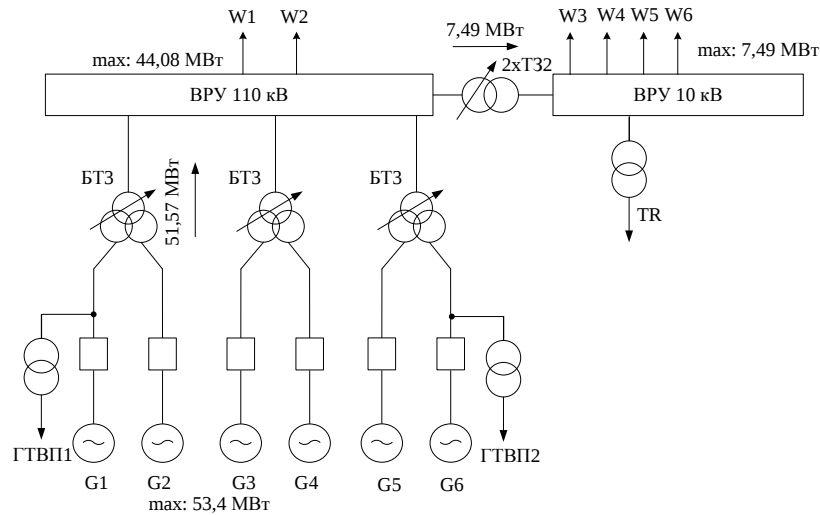
ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ 54 МВТ З АГРЕГАТАМИ ТИПУ ВГС 700/75-72 З РОЗРАХУНКОМ ЗАХИСТУ ГІДРОГЕНЕРАТОРА

1 ВИБІР СХЕМ ГЕС

ВАРІАНТИ СТРУКТУРНИХ СХЕМ ГЕС



I-й варіант



II-й варіант

ВАРІАНТИ ГОЛОВНИХ СХЕМ ВРУ-110 кВ ГЕС

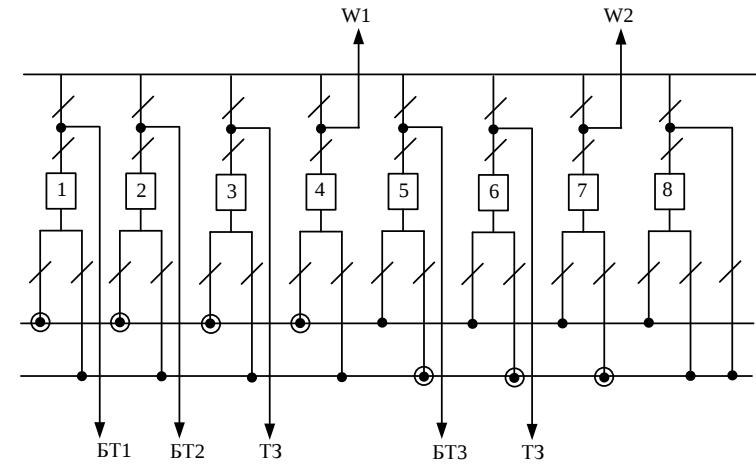


Схема «дві робочі та обхідна система збірних шин»»

I варіант схеми ВРУ-110 кВ

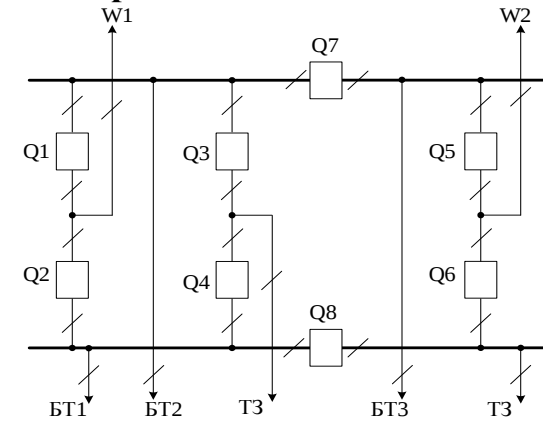
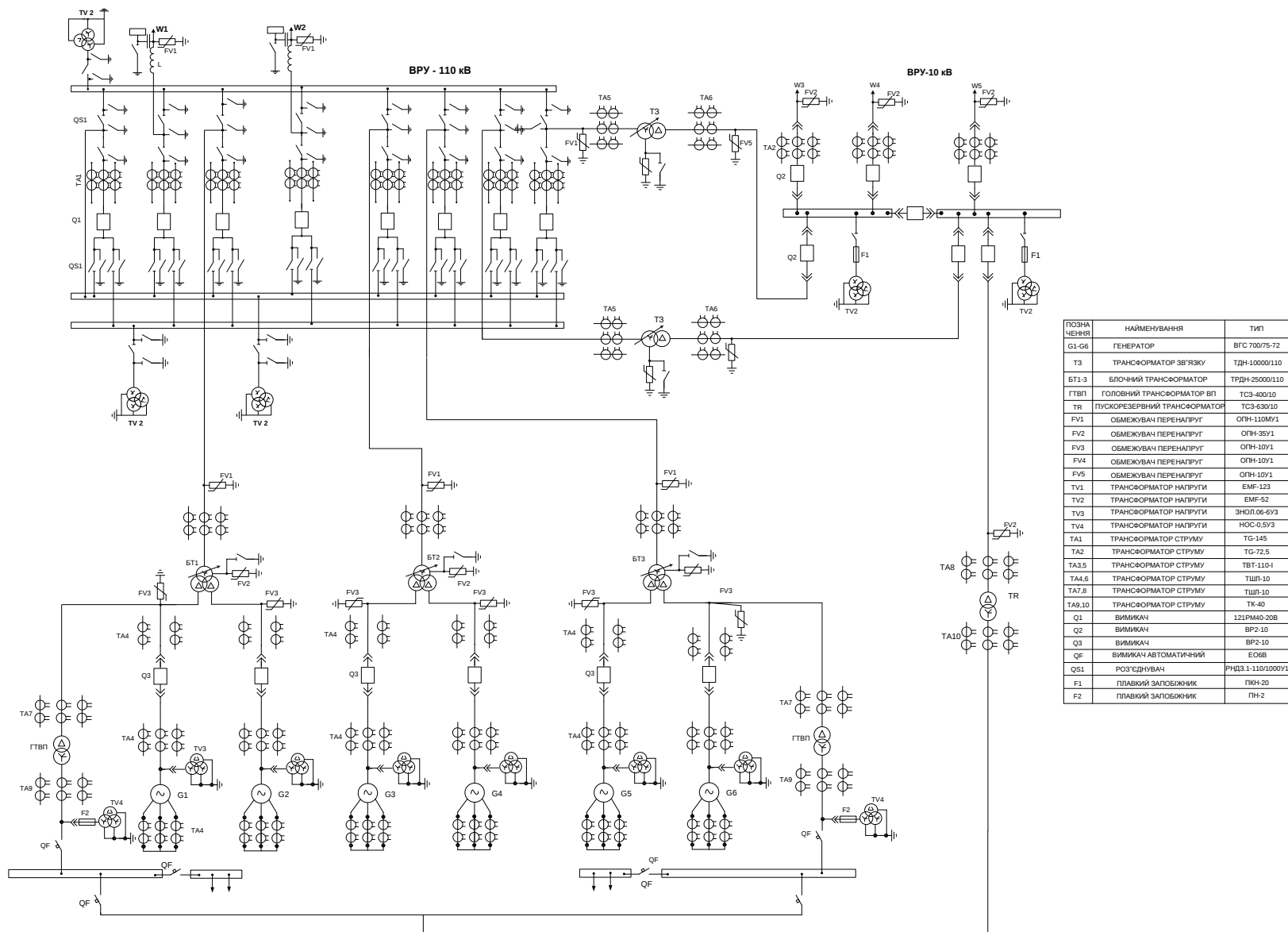


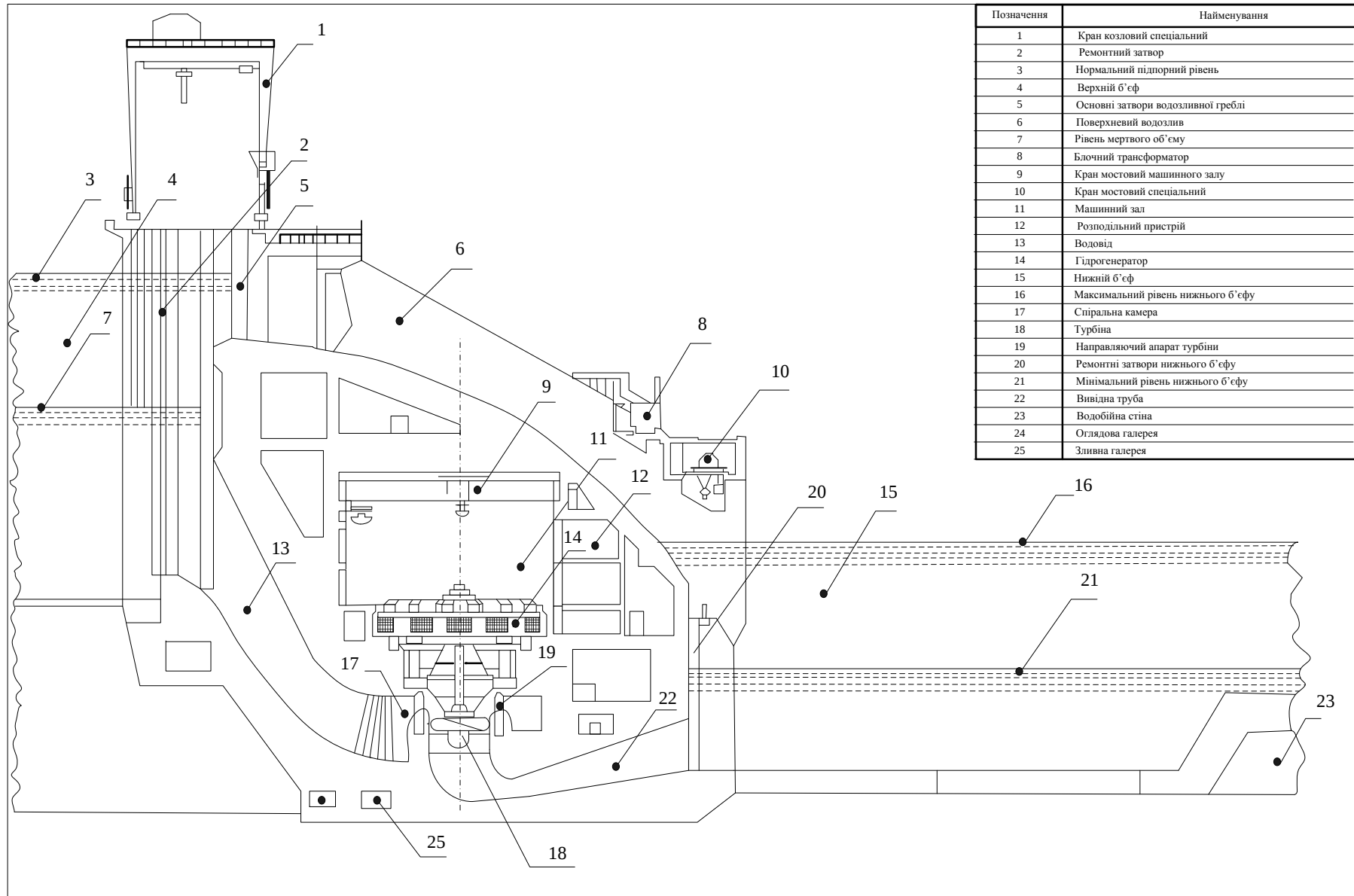
Схема зв'язаних багатокутників

II варіант схеми ВРУ-110 кВ

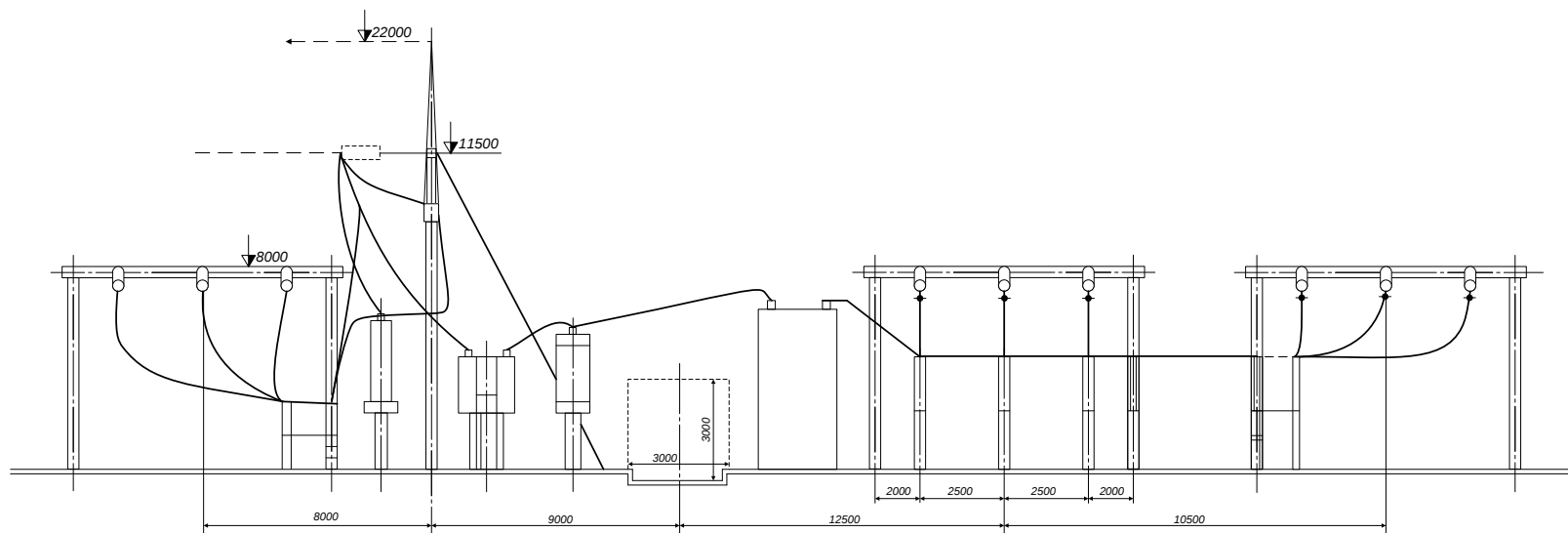
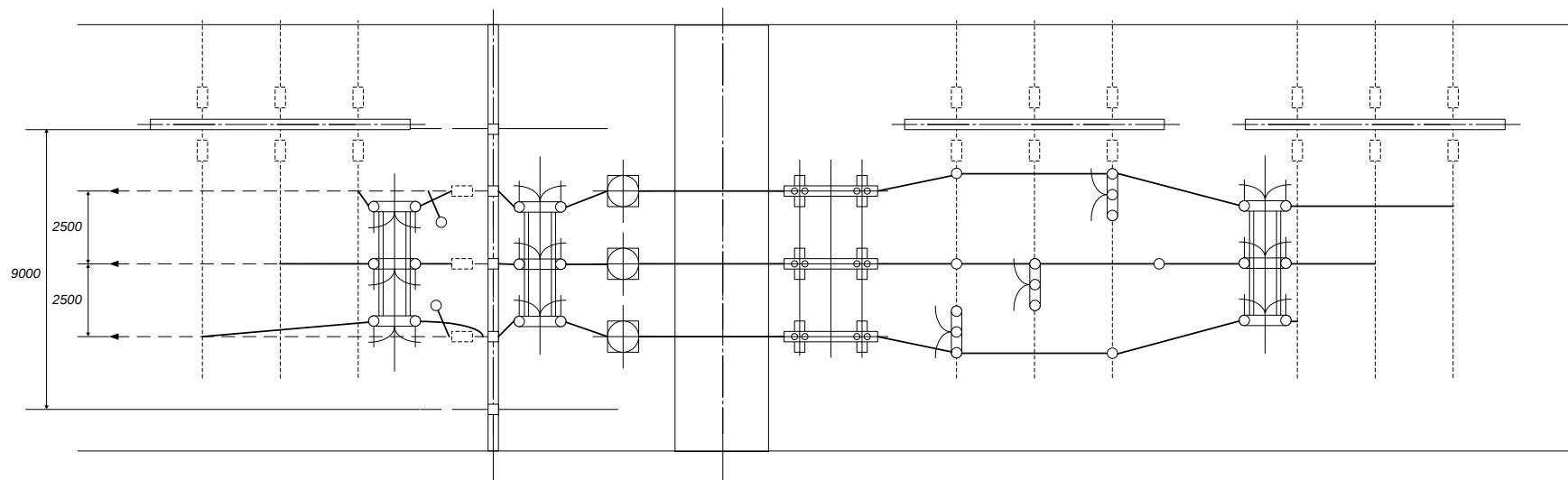
2 ГОЛОВНА СХЕМА ЕЛЕКТРИЧНИХ З'ЄДНАНЬ ГЕС



З ПОПЕРЕЧНИЙ РОЗРІЗ ГОЛОВНОЇ БУДІВЛІ СТАНЦІЇ



4 ПЛАН ТА ПОПЕРЕЧНИЙ РОЗРІЗ ВРУ-110 КВ



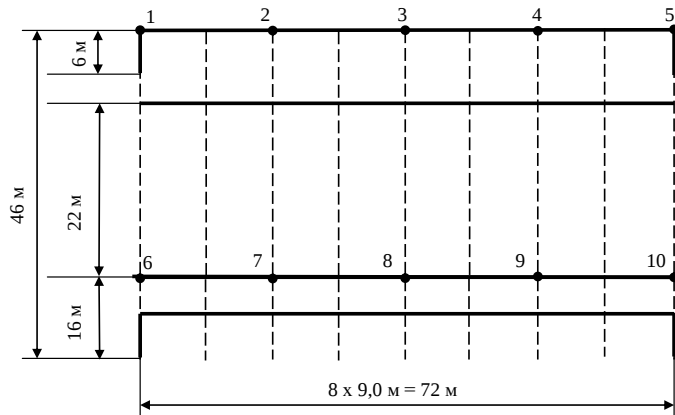
5 РОЗРАХУНОК БЛИСКАВКОЗАХИСТУ ВРУ-110 КВ

Вихідні дані для розрахунку:

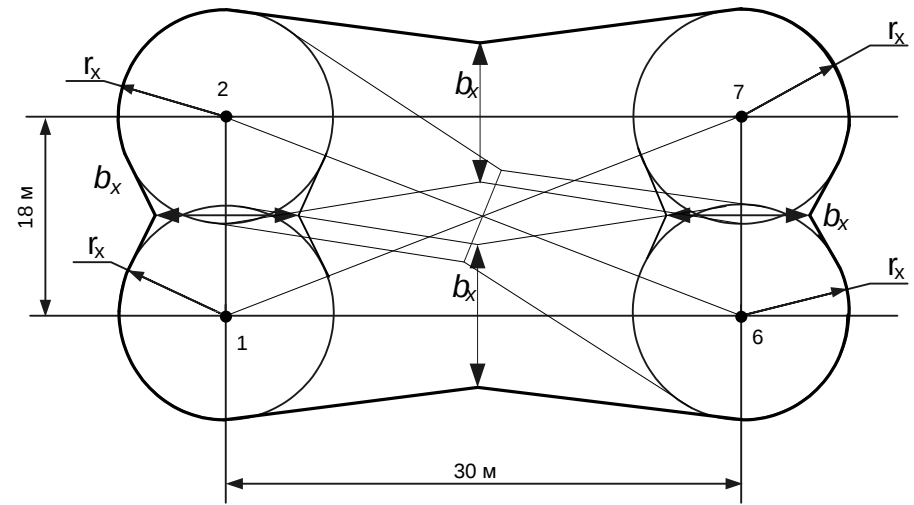
- висота блискавковідводу: $h = 23$ м;
- розрахункова висота: $h_x = 13$ м.

Таблиця 1 – Дані для побудови захисту блискавковідводів ВРУ-110 кВ

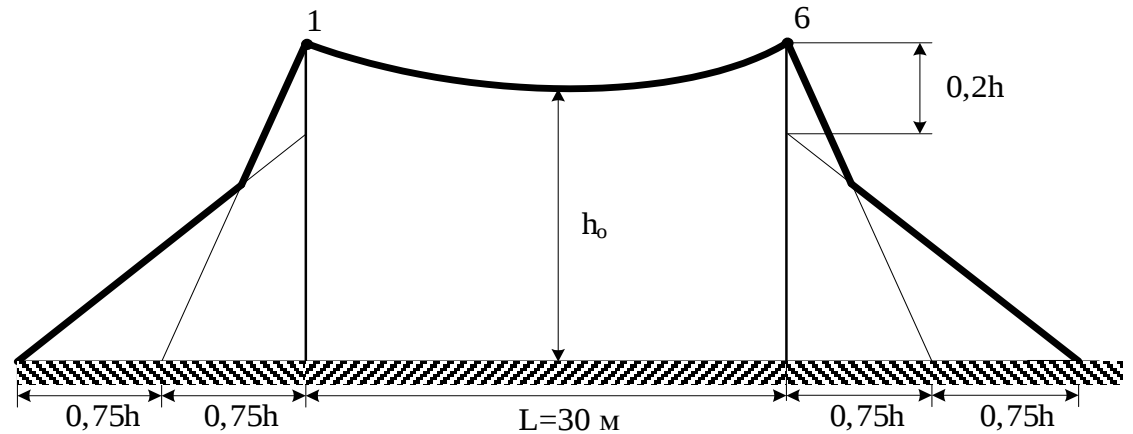
Пари блискавковідводів	$L, \text{м}$	$h_0, \text{м}$	$b_x, \text{м}$	$r_x, \text{м}$
1-2, 2-3, 3-4, 4-5, 6-7, 7-8, 8-9, 9-10	18	22,4	18,5	10,125
1-6, 2-7, 3-8, 4-9, 5-10	30	21,4	15,4	10,125
1-7, 2-6, 2-8, 3-7, 3-9, 4-8, 4-10, 5-9	35	20,8	13,7	10,125



План розташування блискавковідводів на ВРУ-110 кВ



а)



б)

Вид на зону блискавковідводів зверху (а) та збоку (б)

6 РОЗРАХУНОК ЗАЗЕМЛЮВАЛЬНОГО ПРИСТРОЮ ВРУ-110 кВ

Вихідні дані для розрахунку:

- площа ЗП: $S = (52 \times 80) = 4160 \text{ м}^2$;

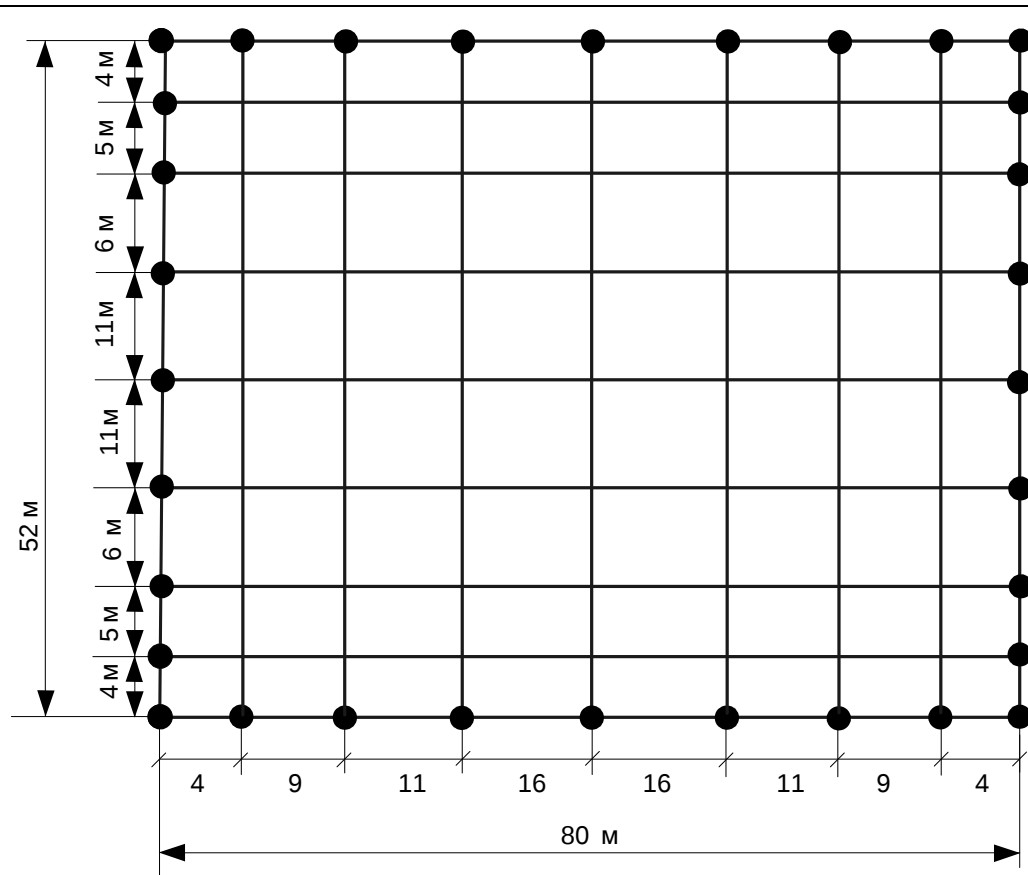
- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:

$\rho_1 = 600 \text{ Ом} \cdot \text{м}$; $\rho_2 = 120 \text{ Ом} \cdot \text{м}$; ґрунт – пісок; склад однорідний; вологість нормальна;

кліматична зона – III.

- глибина закладання заземлення: $t = 0,7 \text{ м}$;
- товщина верхнього шару ґрунту: $h = 2 \text{ м}$;
- число вертикальних заземлювачів: $n_v = 32$ шт;
- довжина вертикальних заземлювачів: $l_v = 4,5 \text{ м}$.

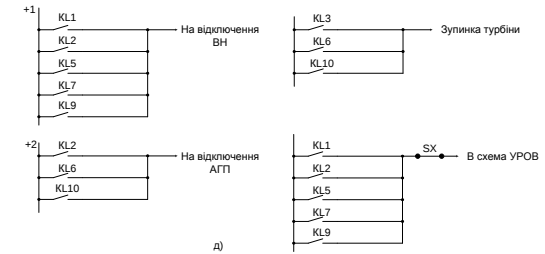
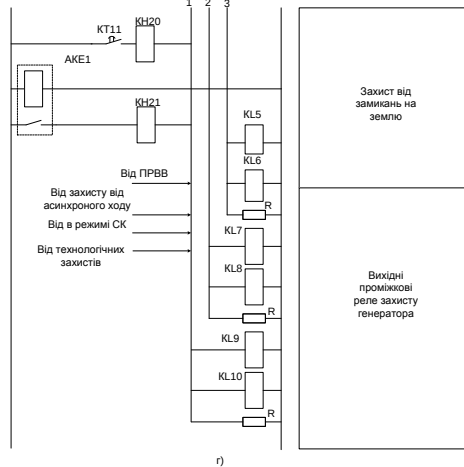
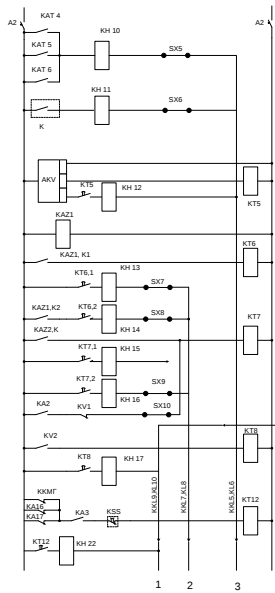
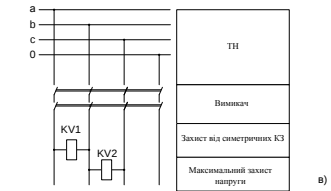
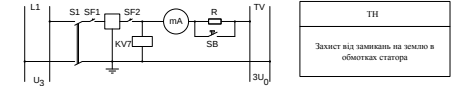
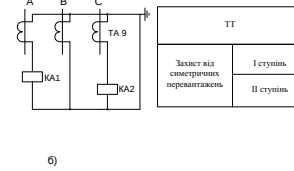
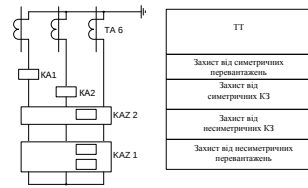
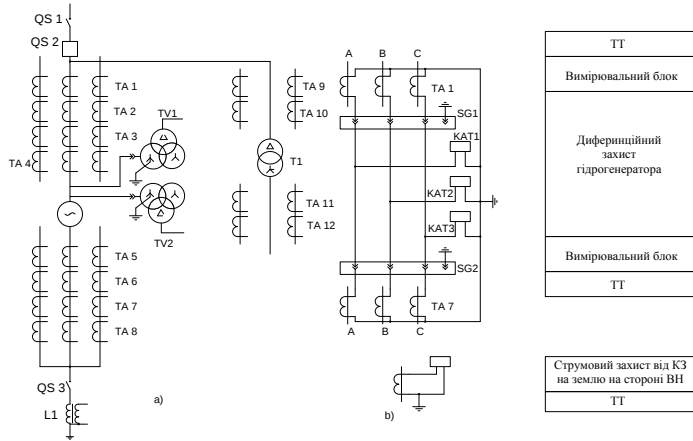
Заземлювальний пристрій виконуємо у вигляді сітки з горизонтальних полос $40 \times 4 \text{ мм}$ та вертикальних заземлювачів-стержнів діаметром 20 мм .



План заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ

7 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ І АВТОМАТИКА ГЕС

Захист гідрогенератора типу ВГС 700/75-72



г)

д)

е)

8 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ СТАНЦІЇ

Таблиця 1 – Визначення собівартості відпущеної електроенергії

Елементи витрат	Сума річних витрат, тис.грн.	Собівартість енергії	
		%	коп/кВт·год
Амортизація	202709790,00	64,78%	97,09
Заробітна плата	5906965,68	1,89%	2,83
Інші затрати	104308377,84	33,33%	49,96
Разом	312925133,52	100%	149,89

Таблиця 2 – Основні техніко-економічні показники ЕС

Показник	Одиниця вимірювання	Значення
Потужність станції	МВт	54
Річний виробіток електроенергії	МВт·год	214052,1
Коефіцієнт витрати електроенергії на ВП	%	2
Коефіцієнт обслуговування	МВт / чол.	1,67
Кошторисна вартість промислового будівництва	тис. грн.	1284660
Питомі капітальні вкладення	грн / кВт	23790
Собівартість відпущеної електроенергії	коп. / кВт·год	149,89